

# PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

*Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*

*Italia*

Giugno 2024



# Sommario

SEZIONE A: PIANO NAZIONALE .....	4
<b>1 SCHEMA GENERALE E PROCESSO DI CREAZIONE DEL PIANO.....</b>	<b>4</b>
1.1 Sintesi .....	4
1.2 Panoramica della situazione delle politiche attuali .....	27
1.3 Consultazioni e coinvolgimento degli enti nazionali e dell'Unione ed esiti ottenuti .....	55
1.4 Cooperazione regionale per la preparazione del piano .....	68
<b>2 OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI .....</b>	<b>73</b>
2.1 Dimensione della decarbonizzazione .....	73
2.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra .....	73
2.1.2 Energia rinnovabile .....	95
2.2 Dimensione dell'efficienza energetica .....	116
2.3 Dimensione della sicurezza energetica .....	143
2.4 Dimensione del mercato interno dell'energia .....	159
2.4.1 Interconnettività elettrica .....	159
2.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia .....	161
2.4.3 Integrazione del mercato .....	164
2.4.4 Povertà energetica .....	173
2.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività .....	179
<b>3 POLITICHE E MISURE .....</b>	<b>194</b>
3.1 Dimensione della decarbonizzazione .....	194
3.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra .....	194
3.1.2 Energia rinnovabile .....	210
3.1.3 Altri elementi della dimensione .....	249
3.2 Dimensione dell'efficienza energetica .....	276
3.3 Dimensione della sicurezza energetica .....	312
3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia .....	323
3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica .....	323
3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia .....	328
3.4.3 Integrazione del mercato .....	335
3.4.4 Povertà energetica .....	345
3.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività .....	352
SEZIONE B: BASE ANALITICA .....	363
<b>4 SITUAZIONE ATTUALE E PROIEZIONI CON POLITICHE E MISURE VIGENTI .....</b>	<b>363</b>
4.1 Evoluzione prevista dei principali fattori esogeni aventi un impatto sugli sviluppi del sistema energetico e delle emissioni di gas a effetto serra .....	363
4.2 Dimensione della decarbonizzazione .....	367
4.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra .....	367
4.2.2 Energia rinnovabile .....	374
4.3 Dimensione dell'efficienza energetica .....	380

4.4	Dimensione della sicurezza energetica.....	398
4.5	Dimensione del mercato interno dell'energia .....	402
4.5.1	Interconnettività elettrica .....	402
4.5.2	Infrastruttura di trasmissione dell'energia.....	407
4.5.3	Mercati dell'energia elettrica e del gas, prezzi dell'energia .....	419
4.6	Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività .....	430
<b>5</b>	<b> VALUTAZIONE DI IMPATTO DELLE POLITICHE E DELLE MISURE PREVISTE.....</b>	<b>456</b>
5.1	Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4). .....	456
5.2	Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti .....	465
5.3	Quadro delle necessità di investimenti .....	477
5.4	Impatto delle politiche e delle misure previste di cui alla sezione 3 su altri Stati membri e sulla cooperazione regionale almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti .....	488

## SEZIONE A: PIANO NAZIONALE

---

### 1 SCHEMA GENERALE E PROCESSO DI CREAZIONE DEL PIANO

---

#### 1.1 Sintesi

---

##### *i. Contesto politico, economico, ambientale e sociale del piano*

L'Italia condivide pienamente l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici europei, e a portare l'Europa ad essere la prima area regionale ad avere una dimensione sociale, economica e produttiva totalmente ad emissioni nette nulle, anche al fine di ottenere una leadership in tale settore in ambito internazionale e quindi ad essere una guida delle altre economie mondiali.

Tale percorso è tuttavia notevolmente complesso e non si presta a soluzioni semplici o a scelte precostituite, ma richiederà misure in grado di favorire l'utilizzo di tutte le tecnologie, comportamenti e fonti energetiche disponibili in grado di decarbonizzare l'economia del paese, adattando le diverse scelte in funzione delle esigenze collegate ai diversi ambiti produttivi, economici e sociali.

In questo percorso di transizione, che impone una decisa accelerazione rispetto a quanto fatto fino ad oggi, occorrerà anche tenere in attenta considerazione i vari aspetti di sostenibilità economica e sociale, nonché di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale.

I recenti eventi che hanno colpito i sistemi sociali (la pandemia, la guerra della Russia all'Ucraina, l'aumento vertiginoso dei prezzi dell'energia) hanno infatti evidenziato la fragilità dei modelli di interdipendenza dei sistemi energetici ed economici, mostrando che le scelte verso la decarbonizzazione, divenute sempre più urgenti in funzione del mutamento climatico ormai già in atto, con effetti che si manifestano in particolar modo nelle aree mediterranee, dovranno anche scontare dei fattori di resilienza, in modo da poter attenuare possibili nuovi eventi avversi.

Occorre coniugare le politiche di decarbonizzazione con quelle volte a mantenere la qualità della vita e dei servizi sociali, la lotta alla povertà energetica, e il mantenimento della competitività e dell'occupazione, data la struttura del tessuto produttivo e manifatturiero italiano, non solo nei confronti dei paesi extraeuropei che ancora non attuano con pari determinazione e velocità le politiche di decarbonizzazione, ma anche evitando fenomeni di concorrenza intraeuropea, a causa di misure nazionali non armonizzate a livello comunitario.

Si tratta quindi di sviluppare le misure descritte nel presente Piano in termini programmatici, declinandole in strumenti operativi che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

L'esplicitazione delle azioni sottese a tale impegno si manifesterà in varie forme e direzioni, includendo i provvedimenti di recepimento delle Direttive comunitarie attuative del pacchetto "Fit for 55" (FF55), e delle varie iniziative in corso a livello comunitario, alle quali l'Italia intende dare un contributo attivo nella loro fase di definizione in un'ottica di ambizione e concretezza, promuovendo iniziative ulteriori e sinergiche.

Esaminando gli scenari in termini di emissioni e di raggiungimento dei target globali e settoriali per il 2030 delineati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2019, si nota una

distanza nel loro raggiungimento, dovuta sia al fatto che fossero notevolmente sfidanti in relazione alle effettive possibilità di conseguirli in termini di investimenti e tempi realizzativi, sia agli ostacoli che si sono incontrati per la loro realizzazione, legati alle difficoltà autorizzative per i nuovi impianti a fonti rinnovabili, e infine per il rallentamento delle attività nei recenti periodi di crisi. Ciò determina un maggiore sforzo nel raggiungere i nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni fissati a livello comunitario al 2030, che dovranno essere fissati in modo pragmatico ed effettivamente conseguibile.

Il percorso da compiere richiederà dunque uno sforzo estremo, in particolar modo per quanto attiene la riduzione dei consumi e delle emissioni nei settori legati agli impegni dell'Effort Sharing Regulation (di seguito ESR<sup>1</sup>), cioè in settori quali trasporti, civile, agricoltura, rifiuti e piccola-media industria. Questo significa che, oltre alle azioni di decarbonizzazione dei settori industriali energivori e termoelettrici legati agli obiettivi dell'Emission Trading Scheme (di seguito ETS), per i quali sarà importante sfruttare tutte le tecnologie disponibili, occorrerà agire diffusamente con misure drastiche anche nella riduzione dei consumi e delle emissioni carboniche del terziario, del settore residenziale, e in particolare del trasporto attraverso un deciso shift modale verso il trasporto pubblico (TPL), e la riduzione dei fabbisogni di mobilità, senza trascurare il ricambio dei mezzi pubblici e privati verso veicoli più efficienti e a ridotte emissioni di CO<sub>2</sub>.

Sarà pertanto necessario un sostanziale mutamento degli stili di vita e di consumo verso comportamenti caratterizzati da maggior efficienza energetica e minori emissioni, verso i quali le nuove generazioni sono certamente più sensibili, agendo attraverso le fonti di formazione e informazione del pubblico, unite a forme di promozione/disincentivazione dei comportamenti in funzione della loro sostenibilità.

Anche l'economia circolare deve entrare a far parte degli standard del mondo produttivo e manifatturiero; se alcuni settori sono già molto avanti nel recupero e nel riciclo, occorre intensificare la ricerca di soluzioni che minimizzino l'utilizzo di materie prime, oltre che i consumi del ciclo produttivo, e riducano gli scarti, attuando con misure concrete la strategia per l'economia circolare.

Nell'aggiornamento del PNIEC, l'Italia intende perciò sfruttare i notevoli benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali per le famiglie e per il sistema produttivo, e intende proseguire con convinzione su tale strada, attraverso un approccio maggiormente volto alla diversificazione delle soluzioni tecnologiche disponibili per la decarbonizzazione, continuando a finanziare lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche per la transizione e il loro trasferimento al mondo delle imprese.

L'aggiornamento del PNIEC è anche un momento per ripensare il sistema alla luce di quanto vissuto negli ultimi anni, rafforzandone la sicurezza degli approvvigionamenti e il ruolo centrale a livello mediterraneo ed europeo. Si dovrà accelerare e rafforzare il percorso avviato per fare dell'Italia un "hub" di generazione e transito di energia, con un contributo crescente di energie rinnovabili, cogliendone a pieno i benefici in termini di diversificazione, sicurezza, e liquidità delle forniture, oltre a quelli di rafforzate partnerships con i Paesi fornitori.

Storicamente l'Italia risulta tra i Paesi europei più avanzati in termini di efficienza energetica. Tale posizionamento è riconducibile sia agli elevati costi dell'energia che hanno orientato da sempre le imprese e i consumatori ad un uso consapevole e razionale dell'energia, sia al fatto di essere uno dei paesi che da più tempo e con maggiori sforzi ha finanziato meccanismi volti alla promozione dell'efficienza energetica in tutti i settori economici.

La sfida per raggiungere i nuovi obiettivi 2030 è molto complessa. Se il percorso di decarbonizzazione è tracciato e, come detto, rappresenta per noi una opportunità da cogliere, la traiettoria definita in ambito europeo per il 2030 prevede obiettivi recentemente rivisti al rialzo, tramite il programma

---

<sup>1</sup> Regolamento UE 2023/857

REPowerEU e il Pacchetto FF55; obiettivi molto ambiziosi, in particolare, per quanto riguarda l'Italia, anche in ragione del punto di partenza che caratterizzava il nostro Paese e verosimilmente, anche in ragione del fatto che il PNIEC elaborato dall'Italia nel 2019, ha definito obiettivi settoriali e globali molto ambiziosi, in alcuni casi superiori a quelli obbligatori.

## *ii. Strategia relativa alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia*

Nell'aggiornare il piano, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito MASE) è partito da una ricognizione dei principali indicatori energetici ed emissivi per definirne lo stato dell'arte al 2022 (anno di riferimento per la costruzione del nuovo Piano), e la previsione al 2030 a politiche vigenti (scenario tendenziale).

Se confrontati con gli obiettivi declinati nel PNIEC 2019, tali valori hanno messo in luce delle distanze rispetto agli obiettivi che ci si prefiggeva di raggiungere. A livello esemplificativo, al 2030 la penetrazione delle fonti rinnovabili a politiche vigenti assume un valore del 26%, contro un obiettivo del PNIEC 2019 del 30%; il consumo finale a politiche vigenti assume un valore di 111 Mtep, contro un obiettivo del PNIEC 2019 di 104 Mtep; la riduzione delle emissioni nei settori ESR a politiche vigenti assume un valore di 29,3%, contro un obiettivo del PNIEC 2019 del 33%. Questi "gap" possono essere imputati principalmente all'eccessivo ottimismo del Piano 2019 circa la possibilità di raggiungere gli obiettivi, all'incompleta attuazione delle misure previste e al mutato contesto (pandemia, ripresa economica, guerra).

Il contesto di riferimento, rispetto al periodo 2019-2020 nel quale è stato predisposto il primo Piano, è infatti profondamente modificato.

La sicurezza energetica e la velocità del processo di decarbonizzazione appaiono dimensioni che escono rafforzate sul piano europeo, anche per tener conto dei piani di investimento straordinari introdotti dall'Europa con il Programma nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), per rilanciare l'economia post-Covid e per fronteggiare l'impatto della guerra della Russia all'Ucraina. Allo stesso modo, le misure per rendere sostenibile la transizione sotto il profilo dei costi dell'energia e del volume degli investimenti necessari, sono connessi alla scelta del mix di tecnologie che si riterrà di introdurre.

La delicata situazione geopolitica in cui si trova l'Europa, dovuta ad un conflitto che ha interessato le rotte di approvvigionamento del gas naturale nel Nord Europa e attraverso l'Ucraina, coinvolgendo quello che era il principale fornitore dell'Unione, ha portato il Consiglio europeo ad approvare la proposta di Regolamento, finalizzata ad aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Europa. Tale risultato si ottiene attraverso la riduzione della dipendenza dai combustibili russi e le iniziative previste nel nuovo programma RePowerEU<sup>2</sup>, con l'ottica di aumentare da una parte la resilienza, la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico europeo, realizzando in breve tempo nuove infrastrutture per l'approvvigionamento di GNL, mediante l'installazione di unità galleggianti di rigassificazione e stoccaggio, e dall'altra quella di accelerare lo sviluppo delle rinnovabili, l'efficienza energetica e la capacità di stoccaggio dell'energia.

Anche i prezzi record dell'energia dalla seconda metà del 2021, esacerbati dal conflitto russo-ucraino e da un imperfetto funzionamento dei mercati, hanno dato un forte impulso per accelerare l'attuazione del Green Deal europeo e rafforzare la resilienza dell'Unione dell'energia accelerando la transizione.

Se da una parte la crisi ha accelerato alcuni processi e introdotto nuovi strumenti, risorse e riforme (esempio tramite il PNRR, il piano RepowerEU etc), dall'altra ha creato una situazione

<sup>2</sup> COM (2022) 108 REPowerEU e COM (2022) 230 Piano d'azione REPowerEU

macroeconomica complicata (inflazione, strozzature nelle supply chain etc...) che dimostrano i limiti di una eccessiva accelerazione su opere infrastrutturali.

Nell'avviare il processo di aggiornamento del Piano è stato seguito un approccio realistico e tecnologicamente neutro, che prevede comunque una forte accelerazione su: fonti rinnovabili elettriche; produzione di gas rinnovabili (biometano e idrogeno) e altri biocarburanti compreso l'HVO (olio vegetale idrotrattato); ristrutturazioni edilizie ed elettrificazione dei consumi finali (pompe di calore); diffusione auto elettriche e politiche per la riduzione della mobilità privata; CCS (cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

Ciò è stato fatto prevedendo: l'aggiornamento e la messa a punto di politiche già esistenti (regolazione, semplificazioni, incentivi); la piena attuazione di quanto già previsto nel PNRR e nel nuovo capitolo REPowerEU<sup>3</sup> approvato con Decisione di esecuzione del Consiglio UE nella seduta dell'8 dicembre 2023 e da ultimo con Decisione di esecuzione del Consiglio nella seduta del 7 maggio 2024; la definizione di ulteriori politiche identificate con Ministeri competenti per i trasporti, l'industria, l'agricoltura, la ricerca e l'economia.

La presente revisione del PNIEC tiene quindi conto della situazione sopra riportata, considerando altresì gli aggiornati obiettivi di decarbonizzazione europei e la contemporanea esigenza di mantenere la sicurezza e l'adeguatezza del sistema energetico nazionale.

In quest'ottica, partendo dai dati ricavati dalla **Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile**, istituita dal MASE a novembre 2023, sono state effettuate anche delle ipotesi di scenario a lungo termine (dal 2035 al 2050) contenenti una quota di generazione da fonte nucleare, quale possibile ulteriore contributo alla decarbonizzazione, in aggiunta alle fonti di energia a basse emissioni citate in precedenza (vedi Capitolo 2.1.1 - sezione "Energia nucleare"). Tali analisi mirano a valutare l'eventuale utilità/convenienza di una produzione di energia tramite le nuove tecnologie nucleari in corso di sviluppo e ben si inquadrano in diverse delle dimensioni di cui al presente paragrafo, che si riportano nei paragrafi successivi.

La contestualità della crisi energetica, con la necessità di garantire la ripresa economica post-COVID, ha acuito la sensibilità affinché la sostenibilità, anche ambientale, del sistema energetico, sia perseguita con oculatezza e attenzione agli impatti economici sui consumatori, una quota dei quali versa peraltro in condizioni di povertà non solo energetica ed è meritevole di tutela. D'altra parte, il costo dell'energia (gas, carburanti ed elettricità) pagato dalle imprese mostra ancora uno spread positivo rispetto alla media europea e questo fattore costituisce un ulteriore motivo per un approccio particolarmente attento ai costi della transizione energetica.

In aggiunta, si presterà la dovuta attenzione per assicurare la compatibilità tra gli obiettivi energetici e climatici e gli obiettivi di tutela del paesaggio, di qualità dell'aria e dei corpi idrici, di salvaguardia della biodiversità e di tutela dei suoli e del patrimonio verde di grandi assorbimenti di anidride carbonica quali le foreste e le aree agricole, tema di particolare rilevanza come hanno mostrato i recenti eventi meteo climatici.

Gli interventi necessari per la crescente decarbonizzazione del sistema richiederanno la diffusa costruzione di impianti e infrastrutture che possono avere anche impatti ambientali. Alcuni di tali impatti possono essere attenuati - ad esempio promuovendo la diffusione del fotovoltaico su superfici già costruite o comunque non idonee ad altri usi - ma per garantire la stabilità del sistema energetico occorrerà costruire nel medio termine una serie di infrastrutture fisiche (potenziamento delle interconnessioni, resilienza delle reti, stoccaggi di energia su vasta scala, sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica) la cui realizzazione dovrà necessariamente avere tempi autorizzativi ridotti, pur nel rispetto del dialogo e della condivisione con i territori. L'esempio della autorizzazione con procedura d'emergenza in sei mesi delle due nuove unità galleggianti di

<sup>3</sup> Commission Notice Guidance on Recovery and Resilience Plans in the context of REPowerEU



rigassificazione e stoccaggio di gas che ci stanno consentendo di traghettare il sistema gas in due anni verso una situazione di sicurezza accettabile anche in assenza di gas russo, dovrà costituire la regola, e non l'eccezione, nel caso ad esempio di parchi eolici e accumuli idrici per lo stoccaggio di energia, senza i quali il percorso di decarbonizzazione sarà irraggiungibile.

Il percorso che ha portato a delineare il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibili con gli obiettivi del PNIEC aggiornato e con esigenze di valutazione relative agli impatti ambientali, ha coinvolto vari interlocutori, a due fasi di consultazione pubblica tenutesi nella primavera del 2023 e in quella del 2024.

L'ampia adesione di cittadini e imprese agli strumenti di promozione della generazione distribuita e dell'efficienza energetica fa ritenere che le politiche di sostegno su questi temi dovranno essere potenziate, ponendo grande attenzione alla minimizzazione degli oneri. Dovranno però essere attuate forme di coinvolgimento anche per costruire i grandi impianti (aggiuntivi rispetto a quelli distribuiti, ma comunque necessari) e le altre infrastrutture fisiche, in modo da assicurare una ordinata e tempestiva realizzazione degli interventi, in coerenza con il percorso di raggiungimento degli obiettivi.

Il Piano intende concorrere a un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati energetici nazionali nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture.

Nell'aggiornamento delle politiche e misure contenute nel Piano una particolare attenzione è stata data alla loro realizzabilità e alla esigenza di coniugare la sicurezza energetica, l'accessibilità dei costi dell'energia, la sostenibilità economica e sociale della transizione energetica, anche attraverso un approccio maggiormente volto alla diversificazione delle soluzioni tecnologiche disponibili per la decarbonizzazione.

L'Italia, infatti, è ben consapevole della necessità che il percorso di realizzazione delle misure di riduzione delle emissioni climalteranti, di promozione delle rinnovabili e di efficienza energetica, legato ai nuovi e più ambiziosi obiettivi europei in materia di energia e clima, debba essere guidato dalla costante attenzione al miglioramento della sicurezza energetica, alle ricadute industriali e alla sostenibilità economica e sociale delle stesse.

Per quanto riguarda la strategia relativa a ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, fermi gli obiettivi e le misure illustrate nei pertinenti capitoli, si riportano di seguito alcuni elementi principali.

## ❖ **DIMENSIONE DELLA DECARBONIZZAZIONE**

### ◆ ***EMISSIONI E ASSORBIMENTI DI GAS A EFFETTO SERRA***

L'obiettivo di riduzione delle emissioni è disciplinato in tre ambiti regolamentari principali.

1. Il primo ambito normativo è definito dalla direttiva ETS e dalla legislazione correlata ad essa correlata. Il sistema ETS dell'UE funziona secondo il principio "cap and trade". Il tetto massimo è un limite fissato alla quantità totale di gas serra che possono essere emessi dagli impianti e dagli operatori aerei che rientrano nel sistema. Il limite massimo viene ridotto annualmente in linea con l'obiettivo climatico dell'UE, assicurando che le emissioni diminuiscano nel tempo. Con il pacchetto Fit for 55, il tetto alle emissioni viene inasprito per

- ridurre le emissioni coperte dal sistema ETS in tutta l'UE del 62% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2005.
2. Il secondo è definito dal regolamento (UE) 2018/842 recentemente aggiornato dal regolamento (UE) 2023/857 (c.d. regolamento effort sharing- ESR), che ha stabilito che per l'Italia e le emissioni dei settori trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, rifiuti e agricoltura si riducano entro il 2030 del 43,7% rispetto ai livelli del 2005. Tale riduzione dovrà avvenire secondo una traiettoria ben precisa che stabilisce dei limiti annuali massimi di emissione per tutto il periodo 2021-2030, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti e civile. È fondamentale sottolineare che, mentre gli obiettivi di riduzione ETS ricadono direttamente sui soggetti che operano all'interno del sistema, gli obiettivi ESR sono di responsabilità degli stati membri.
  3. Al fine del raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni va infine considerato anche il cosiddetto regolamento (UE) 2018/841, anch'esso aggiornato nel 2023 con il regolamento (UE) 839/2023, che stabilisce norme per la riduzione delle emissioni e gli assorbimenti di carbonio nel settore dell'uso del suolo, del cambiamento di uso del suolo e della silvicoltura (LULUCF). Per contribuire a raggiungere la neutralità climatica, il regolamento LULUCF rivisto prevede un obiettivo europeo di assorbimento netto pari a 310 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente entro il 2030; tale obiettivo europeo deve essere attuato attraverso obiettivi nazionali di assorbimenti netti ambiziosi, equi e vincolanti per il settore LULUCF. Ciò rappresenta un aumento di circa il 15% degli assorbimenti netti dell'UE rispetto ai livelli attuali e inverte la tendenza alla diminuzione degli assorbimenti netti registrata negli ultimi anni. Per l'Italia l'obiettivo da raggiungere è pari ad un assorbimento di oltre 35 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente al 2030.

Il Regolamento Effort Sharing ha fissato un obiettivo per l'Italia ancor più ambizioso, prevedendo che le emissioni ricadenti nel suo ambito di applicazione (trasporti, residenziale, terziario, attività industriali non rientranti nell'Allegato I della direttiva 2003/87/CE, i rifiuti, l'agricoltura) si riducano entro il 2030 del 43.7% rispetto ai livelli del 2005.

Con riferimento all'Effort Sharing, per rispettare la traiettoria emissiva del periodo 2021-2030, che dovrà portare al conseguimento del nuovo obiettivo, sarà necessario avviare da subito una significativa riduzione delle emissioni pari a oltre il 30% rispetto ai livelli del 2021, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti, civile e agricoltura.

Sebbene la maggiore competitività delle tecnologie di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili consenta di accelerare senza oneri significativi il processo di decarbonizzazione nella generazione di energia elettrica, al fine di promuovere una riduzione delle emissioni climalteranti nei settori ricadenti in ambito Effort Sharing una modifica del mix di generazione elettrica determina vantaggi contenuti se non accompagnata da una variazione dei consumi finali.

Per i settori inclusi nell'ESR lo scenario di riferimento (ovvero considerando l'effetto delle politiche adottate al 31 dicembre 2021) mostra che, anche a seguito della mutata situazione post Covid-19, legata alla ripresa economica e alla modifica dei comportamenti a seguito della pandemia, e degli importanti mutamenti del contesto geopolitico, nonostante l'adozione delle misure previste nel PNRR non si raggiunga il precedente obiettivo di riduzione delle emissioni del -33% al 2030 rispetto ai livelli del 2005. Molto più impegnativo e sfidante risulta, quindi, lo sforzo di riduzione delle emissioni nei settori ESR alla luce dell'aggiornamento dell'obiettivo.

Visto il ruolo cruciale dei trasporti e del civile per la riduzione delle emissioni dei settori ESR, nell'aggiornamento del Piano è risultata evidente la necessità di adottare politiche e misure aggiuntive finalizzate a conseguire una maggior efficienza energetica nel settore civile (residenziale e terziario), nonché a ridurre la domanda di mobilità privata e a favorire la diffusione di veicoli a basse emissioni, anche attraverso il potenziamento della relativa infrastruttura.

Nell'ambito delle attività finalizzate alla riduzione delle emissioni di GHG occorrerà comunque incentivare misure tese sia a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale, sia a favorire la mobilità dolce, nonché fornire gli strumenti per la pianificazione della mobilità.

Per conseguire una riduzione dei consumi finali di energia del settore civile si dovranno potenziare le politiche e le misure per promuovere l'efficienza energetica nel settore residenziale identificando nuovi strumenti per il coinvolgimento dei privati e del settore pubblico nella riqualificazione del parco edilizio esistente nazionale. Un ulteriore importante contributo alla riduzione delle emissioni connesse agli edifici potrà essere offerto da un maggiore impiego delle pompe di calore come sistema principale di riscaldamento.

Anche un maggiore coinvolgimento dei settori non energetici sarà necessario per il raggiungimento degli obiettivi. Bisognerà, infatti, intervenire anche sull'agricoltura, che è il settore che presenta l'andamento emissivo più stabile, e sul quale le misure già in essere non hanno portato a significative riduzioni delle emissioni.

Per i comparti ESR risulta, infine, fondamentale il coinvolgimento, sia nella fase di identificazione che di attuazione di nuove politiche e misure, delle altre amministrazioni centrali e degli Enti territoriali che hanno diretta competenza sui settori dei trasporti, del residenziale e del terziario.

Per i settori industriali coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e le industrie a forte consumo di energia - il contributo principale deriva dall'incremento di rinnovabili nel mix di generazione elettrica.

Oltre alle rinnovabili elettriche si segnalano ulteriori contributi di riduzione delle emissioni derivanti dal phase-out dal carbone, dall'incremento dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione, dall'utilizzo di gas rinnovabili alternativi, quali il biometano e l'idrogeno, negli usi finali ed energetici, inclusi i settori industriali hard-to-abate.

Per raggiungere l'obiettivo di contenimento delle emissioni, in particolare del settore industriale, sarà necessario anche il ricorso alla cattura, trasporto e stoccaggio/utilizzo della CO<sub>2</sub> (CCUS). A tal fine verranno stabiliti obiettivi specifici per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> sulla base delle caratteristiche geologiche dei relativi siti di stoccaggio che verranno resi operativamente disponibili entro il 2030 e introdotto un quadro normativo e regolatorio volto a creare delle condizioni favorevoli allo sviluppo delle progettualità inerenti la cattura, il trasporto, lo stoccaggio e l'utilizzo della CO<sub>2</sub>.

#### ◆ **ENERGIA RINNOVABILE**

Le energie rinnovabili occupano un ruolo di primo piano nella politica energetica nazionale. L'Italia intende continuare a promuoverne lo sviluppo, accelerando la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo l'abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas, e riducendo le importazioni.

Si intende trarre la quota di quasi il 40% dei consumi finali lordi di energia al 2030, in linea con il contributo atteso per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario.

Per quanto riguarda il settore elettrico, sono in parte già attuate e in parte programmate una molteplicità di misure che mirano a sostenere l'ulteriore diffusione di impianti a fonti rinnovabili.

Gli impianti di dimensioni contenute sono promossi attraverso varie linee di azione, quali ad esempio lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo singolo o collettivo, fino a misure di natura fiscale correlate alle installazioni di piccoli impianti, o a misure specifiche per contesti che meritano attenzioni particolari (come, ad esempio, le piccole isole non interconnesse).

Per gli impianti di dimensioni maggiori si proseguirà sia nello sviluppo di contratti per differenza (di seguito CDF) da stipulare a seguito di procedure competitive, sia nella creazione di un quadro favorevole alla stipula di Power Purchase Agreements tra privati (di seguito PPA). Sono altresì previste misure per sostenere impianti basati su tecnologie innovative, così come per la salvaguardia e il potenziamento delle produzioni di impianti esistenti ancora competitivi.

Grande attenzione è posta sulla prosecuzione del percorso di semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative a tutti i livelli, e sul processo di individuazione delle aree idonee, e nei prossimi due anni, delle aree di accelerazione, di concerto con le Regioni attraverso un percorso di condivisione e ripartizione degli obiettivi su scala regionale.

Il quadro prevede naturalmente altri strumenti tesi a favorire l'uso delle energie rinnovabili, quali ad esempio il potenziamento dello strumento delle garanzie di origine.

In termini di tecnologie, quelle che vedranno maggiormente crescere il proprio contributo sono fotovoltaico ed eolico, per via della loro maggiore competitività che comporta minori costi per il sistema.

Si intende altresì stimolare la diffusione di soluzioni innovative che massimizzino la sinergia tra energia e ambiente, quali impianti agrivoltaici e offshore (eolici e fotovoltaici). Si intende inoltre promuovere, a partire da alcune piccole isole non interconnesse alle reti nazionali, la realizzazione di sistemi nei quali sia sperimentata una più accelerata decarbonizzazione dei consumi con fonti rinnovabili.

Correlato al tema delle energie rinnovabili nel settore elettrico vi è il tema dello sviluppo dell'idrogeno, per il quale si prevede l'utilizzo negli usi finali in particolare nell'industria come da obiettivo comunitario (in particolare nell'industria hard to abate), nonché nel settore dei trasporti. La produzione di idrogeno sarà promossa sia tramite i contributi in conto capitale previsti dal PNRR sia tramite una nuova misura tariffaria che renderà equamente remunerativi gli investimenti in un settore che è ancora lontano dalla competitività.

Per quanto riguarda la diffusione delle energie rinnovabili nel settore dei trasporti, il contesto comunitario traccia un quadro favorevole; difatti la Direttiva RED III ha aumentato il target al 2030 relativo alla quota dei consumi del settore dei trasporti coperta da fonti rinnovabili, ad oggi fissato al 14% dalla RED II, portandolo al 29%. Di conseguenza verrà aumentato gradualmente l'obbligo di immissione in consumo di prodotti rinnovabili in capo ai fornitori, estendendone l'applicazione a tutti i comparti dei trasporti, e coordinandone gli effetti con i regolamenti FuelEU maritime e ReFuelEU aviation. Contemporaneamente, ci si propone di promuovere l'utilizzo di più vettori energetici, ad esempio ponendosi l'obiettivo di immettere in consumo una quantità di combustibili rinnovabili di origine non biologica e di avere un contributo dall'utilizzo dei biocarburanti in purezza.

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, gli strumenti di promozione continueranno ad essere coordinati con le molteplici misure previste per l'efficienza energetica, in particolare per gli edifici. Oltre a ciò, altre misure che supportano le rinnovabili termiche sono ad esempio l'obbligo di integrazione delle FER termiche negli edifici, la promozione del teleriscaldamento e l'obbligo di fornitura di calore rinnovabile. Nel settore termico si accrescerà inoltre sempre più il vettore biometano (in primis) e idrogeno (quest'ultimo in particolare in ambito industriale), con un'ottica alla possibilità di cogenerazione da produzione nucleare (*vedi Capitolo 2.1.1*).

Da un punto di vista delle tecnologie sarà importante continuare a creare un quadro favorevole per accelerare la decarbonizzazione dei consumi civili attraverso un'ampia diffusione delle pompe di calore nel settore civile, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione e valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento.

## ❖ **DIMENSIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA**

L'efficienza energetica è una dimensione fondamentale per il piano, contribuendo contemporaneamente alla riduzione dei consumi, delle emissioni, all'incremento della quota rinnovabile nel mix energetico del Paese e all'incremento della sicurezza energetica.

Lo scenario di riferimento, o inerziale, elaborato dall'Italia, che interiorizza le misure già attuate, conduce ad un ammontare dei consumi finali superiori a quelli necessari per contribuire a conseguire l'obiettivo vincolante dell'Unione europea in materia di consumo di energia finale (articolo 4 e allegato I della Energy Efficiency Directive III). Lo scenario con politiche aggiuntive prevede delle assunzioni di forte evoluzione tecnologica e comportamentale possibili soltanto con un mantenimento e forte potenziamento degli strumenti di promozione vigenti.

Stante l'obiettivo estremamente sfidante di riduzione delle emissioni dell'insieme dei settori ESR, si attribuisce particolare rilevanza alle misure di efficienza energetica nei settori civile e trasporti.

In linea con gli obiettivi di riqualificazione del parco immobiliare posti dalla Direttiva (UE) 2024/1275, (*Energy Performance of Buildings Directive*, di seguito Direttiva EPBD) si è previsto di incrementare il tasso di ristrutturazione degli edifici, prevedendo una significativa penetrazione di tecnologie per l'elettrificazione dei consumi, per l'automazione e controllo e una massiva diffusione degli interventi di isolamento delle superfici disperdenti.

Per quanto riguarda il riscaldamento degli edifici sarà fondamentale sfruttare appieno il potenziale di riduzione dei consumi offerto dalle pompe di calore come sistema principale di riscaldamento da installare sia in corrispondenza di riqualificazioni profonde degli edifici che ad integrazione dei sistemi di distribuzione del calore vigenti. Lo sviluppo delle pompe di calore e dell'elettrificazione degli altri usi sarà favorito dalla crescente diffusione di impianti fotovoltaici domestici.

Per consentire ciò, sarà fondamentale aggiornare le politiche vigenti al fine di incrementarne il rapporto tra beneficio e costo per lo Stato. A tal fine sarà messa in atto una riforma degli incentivi fiscali che identifichi priorità di intervento (quali gli edifici meno performanti e le situazioni di povertà energetica) e differenzi il livello di assistenza in base all'efficacia in termini di miglioramento della prestazione energetica dell'edificio sia in termini di riduzione dei consumi che di incremento dell'utilizzo fonti rinnovabili.

Grande rilevanza assumerà il ruolo guida della Pubblica amministrazione, per la quale sarà necessario lanciare un grande piano di efficientamento del parco immobiliare e di riduzione dei consumi energetici, che prevedrà la condivisione dei target con gli enti regionali e locali. Lo scenario di policy, infatti, prevede il conseguimento dei target della EED III in materia di riqualificazione degli edifici pubblici (3% annuo) e di riduzione dei consumi della pubblica amministrazione (1,9% annuo). Sarà anche importante aggiornare le misure esistenti per includere la promozione dell'efficienza energetica negli edifici del settore non residenziale privato, su cui vi è un potenziale di risparmio ancora non adeguatamente sfruttato.

Lo scenario di policy è poi particolarmente ambizioso riguardo le misure nel settore trasporti, per il quale si è attribuito un rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro e della mobilità dolce. Difatti, è necessario integrare le misure relative all'efficienza e alle emissioni dei veicoli (misure "improve") con gli strumenti finalizzati a ridurre il fabbisogno di mobilità (misure "avoid") e l'efficienza dello spostamento (misure "shift"). Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l'uso dei carburanti alternativi e del vettore elettrico, accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.

Per quanto riguarda l'industria sono state previste semplificazioni e ampliamenti degli interventi ammessi ai meccanismi di supporto esistenti, nonché una revisione in chiave green dei benefici fiscali vigenti.

#### ❖ **DIMENSIONE DELLA SICUREZZA ENERGETICA**

I recenti eventi bellici che stanno preoccupando l'Europa, la volatilità dei mercati con le forti impennate dei prezzi del gas ma anche dei prodotti petroliferi, hanno avuto impatti sull'economia europea e nazionale, con sensibili effetti inflazionistici, e hanno fatto temere problemi legati all'approvvigionamento energetico, portando la sicurezza energetica al centro delle politiche europee e nazionali.

La comunicazione Repower EU del mese di maggio 2022 ha enfatizzato l'obiettivo di riduzione della dipendenza dalla Russia mediante l'incremento delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e della riduzione dei consumi. La stessa comunicazione ha invitato gli Stati Membri a introdurre politiche di diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas, facendo ricorso al gas naturale anche tramite GNL, con infrastrutture coerenti con lo scenario di decarbonizzazione profonda al 2050 e soprattutto indicando agli Stati l'obiettivo di annullare la dipendenza dall'import di gas russo.

In questo contesto, nel corso del 2022 l'Italia ha intensificato gli sforzi per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas naturale attraverso la stipula di nuovi accordi di fornitura via tubo e via GNL, incrementando l'utilizzo delle infrastrutture esistenti, inclusi impianti di stoccaggio e impianti di rigassificazione, riorientando quindi gli approvvigionamenti di gas prevalentemente dal mar Mediterraneo e riuscendo così già nel 2022 a dimezzare le forniture dalla Russia.

Il paese si è inoltre attivato anche a potenziare le infrastrutture per la sicurezza degli approvvigionamenti: aumentando la capacità dei terminali di rigassificazione (mediante i nuovi Floating Storage and Regasification Unit – FSRU di Piombino e Ravenna in esercizio nel 2023-25 ed aumentando la capacità di rigassificazione dei terminali esistenti) puntando anche ad ampliare la capacità di trasporto sud-nord lungo la dorsale Adriatica, ad aumentare la produzione nazionale, anche mediante l'ottimizzazione delle concessioni già esistenti. Tali misure potranno anche portare l'Italia a porsi come riferimento per i Paesi europei, in un'ottica di solidarietà e di centralità della cooperazione europea.

I consumi e le fonti di approvvigionamento di gas verranno monitorati al fine di garantire il rispetto del Regolamento di sicurezza n. 1938/2017, anche con riguardo al documento di Analisi dei Rischi e del conseguente aggiornamento dei piani di azione preventiva e di emergenza. Il nuovo assetto degli approvvigionamenti gas, caratterizzato dalla riduzione dell'import del gas russo, richiede una nuova valutazione dei rischi, considerato che i nuovi equilibri vanno valutati alla luce delle sfide che il sistema energetico nazionale dovrà affrontare nel breve e medio termine.

Per quanto riguarda la sicurezza del sistema elettrico, si deve considerare che l'Italia è storicamente un importatore netto di energia elettrica. In tale contesto, la transizione energetica e gli obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello comunitario, rappresentano un'occasione importante non soltanto per limitare gli impatti dei cambiamenti climatici, ma anche per ridurre la dipendenza energetica attraverso la maggiore produzione da fonti rinnovabili interne. È previsto comunque un ulteriore potenziamento delle interconnessioni elettriche con l'estero sia sulla frontiera Nord che verso Sud che consentiranno non solo di aumentare la sicurezza dei sistemi interconnessi, ma anche di promuovere sia l'efficienza che la concorrenza con un maggior allineamento dei prezzi all'ingrosso.

Grande attenzione continua ad essere prestata alla resilienza dei sistemi, in particolare delle reti di trasmissione e distribuzione, con interventi di carattere preventivo, commisurati alla prevedibile



intensificazione di fenomeni e sollecitazioni intense e di regole gestionali che consentano ai sistemi il ripristino del funzionamento in tempi rapidi.

Nell'ottica di un'eventuale ripresa di produzione nazionale, anche l'energia nucleare può contribuire a migliorare la sicurezza energetica, potendo fornire una fonte di energia stabile e continua e riducendo la vulnerabilità alle interruzioni di approvvigionamento esterno e la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili.

#### ❖ **DIMENSIONE DEL MERCATO INTERNO**

L'integrazione dei mercati energetici dell'Unione Europea è elemento funzionale e necessario per promuovere da una parte l'efficienza e la competitività dei mercati e, dall'altra, la sicurezza e l'adeguatezza dei sistemi energetici dei Paesi dell'Unione stessa. Per conseguire tale obiettivo, si prevede di potenziare le interconnessioni elettriche e il market coupling con gli altri Stati membri dell'Unione, rafforzando il ruolo dell'Italia come hub energetico europeo e corridoio di approvvigionamento delle rinnovabili dell'area mediterranea.

Riguardo alle infrastrutture di trasmissione, il gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), ha presentato un nuovo Piano di Sviluppo (PdS) che affronta le sfide legate alla decarbonizzazione e si propone di raggiungere gli obiettivi di transizione ecologica in modo efficiente. Il PdS prevede una serie di interventi e di nuovi strumenti per sviluppare infrastrutture che integrino le fonti di energia rinnovabile (FER) e aumentino la capacità di trasporto tra le diverse zone di mercato, risolvendo le congestioni del sistema elettrico. Il Piano tiene in considerazione le attuali richieste di connessione alla RTN, le quali indicano che gli operatori di mercato stanno concentrando lo sviluppo di nuove FER principalmente nel sud e nelle isole, ovvero le zone con alta disponibilità di risorsa energetica primaria. Tra gli obiettivi principali del Piano di Sviluppo vi è l'ampliamento delle interconnessioni con altri Paesi, il miglioramento della sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, e l'aumento della capacità di scambio tra le diverse zone di mercato.

Con la crescita delle fonti rinnovabili intermittenti, risulta necessario che i consumatori abbiano accesso a tale energia a costi ragionevoli. Da tale obiettivo discendono in particolare le seguenti esigenze: il rafforzamento del processo di integrazione dei mercati; la promozione del ruolo attivo della domanda funzionale ad aumentare la flessibilità del sistema energetico; lo sviluppo di nuovi e più efficienti strumenti di contrattualizzazione a termine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e delle risorse di accumulo. Sia le fonti rinnovabili sia gli accumuli necessitano, infatti, di segnali di prezzo di lungo termine (CFD o PPA), necessari per finanziare la costruzione di nuovi impianti FER.

È importante sottolineare che, per poter raggiungere gli obiettivi comunitari, è necessario prevedere un'accelerazione e una semplificazione degli iter autorizzativi sia per le opere di sviluppo di rete che per la connessione di impianti rinnovabili, permettendo quindi la realizzazione tempestiva di tutte le opere necessarie al raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

Le esigenze di flessibilità potranno beneficiare, oltre che dall'ampia diffusione degli accumuli, sia centralizzati sia distribuiti, anche della integrazione tra sistemi (elettrico, idrico e gas in particolare), da avviare in via sperimentale, anche con lo scopo di studiare le più efficienti modalità per l'accumulo di lungo termine di energia rinnovabile.

La riduzione attesa dei costi della tecnologia dell'elettrolisi e il contestuale varo di misure di supporto consentirà infatti di disporre di idrogeno rinnovabile, anche in *blending* con gas naturale, per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e dei trasporti commerciali a lungo raggio. Ulteriore produzione di idrogeno può derivare dall'eventuale ripresa di produzione di energia nucleare, specie in ottica di piccoli reattori e microreattori di IV generazione.

Gli impianti nucleari, inoltre, possono aiutare a garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico nazionale ed europeo, contribuire alla stabilità dei prezzi dell'energia elettrica, poiché i costi

operativi delle centrali nucleari sono relativamente prevedibili e meno soggetti alle fluttuazioni dei prezzi delle materie prime rispetto ai combustibili fossili, e concorrere alla diversificazione delle fonti energetiche, riducendo la dipendenza da importazioni di combustibili fossili. Questo può portare a prezzi dell'energia più stabili e competitivi per i consumatori.

Riguardo alla povertà energetica, a integrazione delle misure nel seguito descritte, sono stati avviati approfondimenti per introdurre interventi di efficienza e di installazione di impianti a fonti rinnovabili in autoconsumo.

#### ❖ **DIMENSIONE DELLA RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ**

L'identificazione di obiettivi nazionali di R&S&I sulle tecnologie energetiche risulta prioritario per accelerare l'introduzione sul mercato delle tecnologie necessarie a centrare i target definiti dal Green Deal e per rafforzare al tempo stesso la competitività dell'industria nazionale. In quest'ottica, gli obiettivi di R&S&I identificano quei cluster di tecnologie energetiche che si ritiene possano da una parte consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, al 2030 e al 2050, sia per il loro potenziale di penetrazione, che per il loro contributo nel rendere la transizione tecnicamente fattibile: e dall'altra possano mantenere e rafforzare la competitività dell'industria italiana.

Il Piano intende delineare una strategia a lungo termine che definisca le priorità e la determinazione delle misure indispensabili per conseguire gli obiettivi, tenendo in considerazione gli indirizzi e le valutazioni di competitività del Paese. Si intendono creare le condizioni affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca ai futuri programmi di ricerca (SET Plan, Horizon Europe, Mission Innovation) sia meno frammentata e più concentrata su obiettivi comuni.

In linea con il Net Zero Industry Act, gli obiettivi relativi alle "strategic net-zero technologies" sono stati definiti sulla base di tre criteri: (1) livello di maturità tecnologica (Technology Readiness Level, TRL); (2) contributo alla decarbonizzazione, cioè le tecnologie che si prevede apporteranno un contributo significativo all'obiettivo di riduzione delle emissioni; (3) contributo alla competitività del sistema industriale e alla riduzione dei rischi legati alla sicurezza dell'approvvigionamento, rafforzando quindi i settori nei quali l'Italia presenta un basso indice di specializzazione e incrementando la capacità produttiva nella catena del valore delle tecnologie a zero emissioni.

I due orizzonti temporali del Piano portano a individuare obiettivi diversi ma complementari per il 2030 e il 2050.

All'orizzonte 2030 il focus è rivolto alle tecnologie a zero emissioni nette di livello TRL 8<sup>4</sup> o superiore, che si prevede apporteranno un contributo significativo all'obiettivo del pacchetto "Fit for 55" di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas a effetto serra almeno del 55 % rispetto ai livelli del 1990. In linea con il net Zero Industry Act e con le valutazioni della IEA (Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector), gli obiettivi riguardano quindi tecnologie oggi già disponibili commercialmente: solare fotovoltaico e termico, eolico onshore e rinnovabili offshore, batterie/stoccaggio, pompe di calore e tecnologie dell'energia geotermica, elettrolizzatori e celle a combustibile, biogas/biometano sostenibile, cattura e stoccaggio del carbonio, tecnologie di rete.

Al 2050, la metà della riduzione delle emissioni necessarie per raggiungere la neutralità climatica richiede lo sviluppo di tecnologie che attualmente sono ancora nella fase dimostrativa o prototipale, soprattutto nelle applicazioni dell'industria hard-to-abate e del trasporto pesante (IEA, Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector). Gli obiettivi dell'attività di R&I si indirizzano pertanto in questo caso ai diversi cluster tecnologici con un più ampio spettro di livelli di maturità, comprese tecnologie allo stato ancora di prototipo.

<sup>4</sup> I TRL (Technology Readiness Levels) sono i diversi livelli su una scala da 1 a 9 usata per misurare il progresso o il livello di maturità di una tecnologia



Esistono inoltre grandi potenzialità legate allo sviluppo delle nuove tecnologie nucleari per l'Italia per contribuire al rilancio dell'energia nucleare, non soltanto a livello internazionale ma potenzialmente anche a livello nazionale. In questo senso, Il MASE ha istituito la *Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS)*, che ha la finalità di mettere a disposizione del Ministero uno strumento di raccordo e coordinamento dei diversi soggetti nazionali che, a vario titolo e livello, si occupano di energia nucleare, sicurezza, radioprotezione e gestione dei rifiuti radioattivi, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo di tecnologie nucleari a basso impatto ambientale, con elevati *standard* di sicurezza e sostenibilità, al fine di consentire di definire in tempi certi un percorso finalizzato alla possibile ripresa dell'utilizzo dell'energia nucleare in Italia attraverso le nuove tecnologie nucleari sostenibili in corso di sviluppo.

Ove si proceda con le necessarie modifiche di ordinamento nazionale in materia, dall'ambito legislativo e di *governance* fino all'aggiornamento della normativa tecnica di settore, l'impegno del Paese sul tema dell'energia nucleare potrebbe pertanto declinare la dimensione di ricerca anche in vista di un possibile utilizzo della fonte nucleare sul territorio nazionale. Coerentemente con queste potenzialità, si favorirà la partecipazione italiana a programmi e iniziative internazionali ed europei (si citano, a titolo non esaustivo, la recente iniziativa della *SMR Industrial Alliance*, alla quale partecipa il MASE insieme a diverse decine di operatori nazionali, tra imprese, *utility*, enti di ricerca e accademia, e il programma EUROfusion, per il quale l'ENEA è il *Program manager* nazionale).

Altro obiettivo dell'attività di ricerca è di contribuire a superare due criticità dell'attuale situazione italiana in diversi cluster tecnologici strategici: despecializzazione italiana in termini di attività innovativa - misurata dall'attività brevettuale - in diverse tecnologie strategiche; perdita o mancato sviluppo know how (e.g. geo ingegneria); situazione di deficit commerciale in forte crescita.

## iii. Tabella riassuntiva con gli obiettivi, le politiche e le misure principali del piano

Per fornire una base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima sono stati realizzati:

- uno scenario di riferimento, che descrive l'evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario di policy, che considera gli effetti sia delle misure ad oggi già programmate che di quelle ancora in via di definizione nel percorso verso gli obiettivi strategici al 2030.

Nelle tabelle seguenti sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su emissioni e assorbimenti di gas serra, fonti energetiche rinnovabili (FER), efficienza energetica e le principali misure vigenti o programmate per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

Tabella 1 - Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030

	unità di misura	Dato rilevato	PNIEC 2024: Scenario di riferimento	PNIEC 2024: Scenario di policy <sup>1</sup>	Obiettivi FF55 REPowerEU
		2022	2030	2030	2030
<b>Emissioni e assorbimenti di gas serra</b>					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-45%	-58%	-66%	-62% <sup>2</sup>
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	%	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7% <sup>3,4</sup>
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO <sub>2</sub> eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8 <sup>3</sup>
<b>Energie rinnovabili</b>					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	15%	34%	29% <sup>5</sup>
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21%	24%	36%	29,6% <sup>3</sup> - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37%	53%	63%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	4%	54%	42% <sup>3</sup>
<b>Efficienza energetica</b>					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8		73,4	73,4 <sup>3</sup>

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024

2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3. vincolante

4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5. vincolante per gli operatori economici

Tabella 2 - Principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC

Nome sintetico della politica o misura	Dimensione Emissioni	Dimensione Rinnovabili	Dimensione Efficienza	Dimensione Sicurezza	Dimensione Mercato, infrastrutture, consumatori	Dimensione Ricerca, Innovazione, Competitività
Fondo di garanzia per le PMI, sezione speciale turismo (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Partenariati per la ricerca e l'innovazione – Horizon Europe (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Agevolazione investimenti imprese per beni strumentali (nuova Sabatini)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Fondo per la transizione industriale	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Investimenti sostenibili 4.0	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Sostegno per gli investimenti green e l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nelle PMI (nuova Sabatini, Sabatini green)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Supporto alla transizione ecologica del sistema produttivo e alle filiere strategiche per le net zero technologies	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Transizione 5.0 green	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Interventi per la sostenibilità ambientale dei porti - Green Ports (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Isole Verdi (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Programma innovativo nazionale per la qualità dell'abitare (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Sistemi di teleriscaldamento (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Bando parchi	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Conto Termico. DM 16/02/2016	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici (Ecobonus)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici (Superbonus)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie (Bonus Casa)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Piano transizione 4.0	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Portale nazionale sulla prestazione energetica degli edifici	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Promozione di sistemi di teleriscaldamento efficiente	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Programma per il finanziamento degli interventi di efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Certificati Bianchi (aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Conto Termico (aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che definisce le modalità dell'obbligo di incremento di energia rinnovabile termica (OIERT)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			

Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio (aggiornamento Ecobonus, Sismabonus e Bonus casa)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Fondo per la decarbonizzazione degli edifici pubblici (evoluzione Fondo Kyoto)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Conto Termico (ampliamento e aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Finanziamento distretti produttivi a emissioni zero e circolari	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Rafforzamento ruolo e adozione del patto dei sindaci e della mission climate neutral cities	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Sportelli locali energia	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Supporto tecnico alla pubblica amministrazione nei bandi di finanziamento	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Sviluppo edifici Zero Energy Building	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Agevolazioni per l'acquisto di veicoli leggeri per il trasporto merci alimentati da carburanti low carbon o elettrici	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Aggiornamento del DPR 74/2013 sulla gestione impianti termici: requisiti minimi e gestione impianti termici	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Istituzione di un meccanismo di leasing/sharing sociale per veicoli alimentati da carburanti low carbon o elettrici (con eventuali tetti di spesa e a valere su fondi ETS/ Just transition etc.)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Istituzione di un sistema di incentivazione basato sul meccanismo dei certificati di immissione in consumo per le colonnine di ricarica pubbliche (CIC elettrici)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Miglioramento dell'efficienza energetica e riqualificazione dell'edilizia sociale	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Piano Industriale FSI (nuovi terminal intermodali merci, impianti di produzione di energia FER, realizzazione di colonnine di ricarica ecc.)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Riduzione dei costi fissi e variabili legati agli aumenti di potenza elettrica disponibile e/o compensazione degli oneri	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Riforma accise elettriche	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Obbligo per le PA all'utilizzo di low carbon fuels (biocarburanti in purezza) o di alimentazione elettrica per le proprie flotte	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Open data inerente la prestazione energetica degli edifici	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza
Mitigazione del rischio finanziario associato ai contratti PPA da fonti rinnovabili	Emissioni	Rinnovabili	Mercato
Promozione PPA per grandi impianti FER	Emissioni	Rinnovabili	Mercato
Utilizzo idrogeno in settori hard-to-abate (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	R.I.C.
Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	Emissioni	Rinnovabili	R.I.C.
DM aste fer termiche	Emissioni	Rinnovabili	
Agrivoltaico (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Biometano. DM 15/9/2022 (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Impianti innovativi, incluso off-shore (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Parco Agrisolare (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Produzione di idrogeno in siti dismessi - Hydrogen Valleys (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	

Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili
Biocarburanti. Certificazione di sostenibilità. DM 14/11/2019	Emissioni	Rinnovabili
Biocarburanti. Obbligo di immissione in consumo	Emissioni	Rinnovabili
Biometano e biocarburanti avanzati. DM 2/3/2018	Emissioni	Rinnovabili
Conto Energia per impianti fotovoltaici	Emissioni	Rinnovabili
Decreto isole minori. DM 14/02/2017	Emissioni	Rinnovabili
Garanzie di origine elettricità da fonte rinnovabile e gas rinnovabili	Emissioni	Rinnovabili
Incentivazione gruppi di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili	Emissioni	Rinnovabili
Incentivazione rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. DM 23/6/2016	Emissioni	Rinnovabili
Incentivazione rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. FER-E. DM 6/7/2012	Emissioni	Rinnovabili
Incentivazione rinnovabili elettriche. DM 4/7/2019 (FER-1)	Emissioni	Rinnovabili
Obbligo integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o esistenti	Emissioni	Rinnovabili
Scambio sul posto (SSP)	Emissioni	Rinnovabili
Biocarburanti e altri vettori energetici innovativi. Obbligo di immissione in consumo (aggiornamento per recepimento RED III)	Emissioni	Rinnovabili
Biocarburanti. Certificazione di sostenibilità (aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili
Biocarburanti. Obbligo di immissione in consumo (aggiornamento RED II, D.Lgs 199/2021)	Emissioni	Rinnovabili
Criteri di inserimento e integrazione degli impianti fotovoltaici flottanti	Emissioni	Rinnovabili
Decreto isole minori (aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili
Evoluzione dello Scambio sul posto	Emissioni	Rinnovabili
Garanzie di origine (aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili
Gare per generazione elettrica da grandi impianti rinnovabili con tecnologie mature. FER-X	Emissioni	Rinnovabili
Generazione energia elettrica da impianti rinnovabili innovativi. FER 2	Emissioni	Rinnovabili
Hydrogen Valleys (proposta scale-up)	Emissioni	Rinnovabili
Incentivazione dei gruppi di autoconsumo collettivo, comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo a distanza (aggiornamento)	Emissioni	Rinnovabili
Limitazione pratiche di raggruppamento e abbruciamento di materiali vegetali nel luogo di produzione	Emissioni	Rinnovabili
Meccanismi in conto esercizio per promuovere la produzione di idrogeno rinnovabile	Emissioni	Rinnovabili

Piano nazionale per la riconversione di impianti serricoli in siti agroenergetici e forme e modalità di raccordo con il PNRR	Emissioni	Rinnovabili	
Progetti per la trasformazione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie	Emissioni	Rinnovabili	
Reddito energetico	Emissioni	Rinnovabili	
Riduzione dei costi di connessione degli impianti per la produzione di biometano	Emissioni	Rinnovabili	
Riforma del sistema autorizzativo degli impianti di produzione di idrogeno	Emissioni	Rinnovabili	
Semplificazione e riordino delle procedure autorizzative, anche prevedendo un testo unico	Emissioni	Rinnovabili	
Credito di imposta per l'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili	Emissioni	Rinnovabili	
Promozione filiere certificate di biomassa per produzione di energia	Emissioni	Rinnovabili	
Fornitura di energia verde (energia elettrica, gas rinnovabili) negli affidamenti pubblici	Emissioni	Rinnovabili	
Fondo nazionale innovazione	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Fondo per gli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Fondo per la crescita sostenibile	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Politiche di coesione	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Sistemi avanzati di diagnostica, monitoraggio, gestione energia, per facilitare l'efficacia della programmazione e della gestione a livello urbano	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Efficientamento degli edifici giudiziari (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Efficientamento energetico di cinema, teatri e musei (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Nuove stazioni di ricarica in città e autostrada per favorire l'utilizzo di veicoli elettrici (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Ospedali sicuri e sostenibili (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Potenziamento infrastrutturale del trasporto ferroviario regionale e dei sistemi di trasporto rapido di massa (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico (riforma PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Elettrificazione banchine, cold ironing (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Agevolazione ricarica elettrica privata	Emissioni	Efficienza	
Audit energetici nelle imprese	Emissioni	Efficienza	
Bando progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse	Emissioni	Efficienza	
Certificati Bianchi	Emissioni	Efficienza	
Detrazioni fiscali: bonus facciate	Emissioni	Efficienza	

Fondo Kyoto. D.M. 14/4/2015	Emissioni	Efficienza
Fondo nazionale per l'efficienza energetica. D.M. 22/12/2017	Emissioni	Efficienza
Incentivi per il rinnovo dei veicoli privati (ecobonus veicoli)	Emissioni	Efficienza
Incentivo Marebonus e Ferrobonus	Emissioni	Efficienza
Obbligo di efficientamento delle reti di illuminazione pubblica	Emissioni	Efficienza
Piani urbani per la mobilità sostenibile - PUMS	Emissioni	Efficienza
Piano infrastrutturale nazionale per la ricarica dei veicoli elettrici - PNIRE	Emissioni	Efficienza
Programma Cargo Bike	Emissioni	Efficienza
Programma di incentivazione per la mobilità urbana sostenibile (PrIMUS)	Emissioni	Efficienza
Programma di informazione e formazione dei consumatori (PIF)	Emissioni	Efficienza
Programma per la riqualificazione energetica degli edifici della pubblica amministrazione centrale (PREPAC)	Emissioni	Efficienza
Programma sperimentale casa-scuola casa-lavoro	Emissioni	Efficienza
Rinnovo mezzi per trasporto merci	Emissioni	Efficienza
Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci	Emissioni	Efficienza
Shift modale nell'ambito del trasporto passeggeri	Emissioni	Efficienza
Standard emissivi per le auto nuove	Emissioni	Efficienza
Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali	Emissioni	Efficienza
TPL: rinnovo parco mezzi	Emissioni	Efficienza
Trasporto scolastico sostenibile	Emissioni	Efficienza
TPL: misure per il TPL e la mobilità pubblica sostenibile	Emissioni	Efficienza
Fondo per la strategia di mobilità sostenibile per gli anni 2023-2034 (D.L. 347 del 21/10/2022)	Emissioni	Efficienza
Investimenti per l'intermodalità delle merci (D.L. 347 del 21/10/2022: ambito 6)	Emissioni	Efficienza
Misure per la decarbonizzazione del settore aereo (D.L. 347 del 21/10/2022: ambito 4)	Emissioni	Efficienza
Misure per la decarbonizzazione del settore ferroviario (D.L. 347 del 21/10/2022: ambito 3)	Emissioni	Efficienza
Misure per la decarbonizzazione del settore navale (D.L. 347 del 21/10/2022: ambito 5)	Emissioni	Efficienza
Promozione dello shift modale e intermodalità delle persone	Emissioni	Efficienza
Risorse per la rete metropolitana e il trasporto rapido di massa (D.L. 97/2022)	Emissioni	Efficienza
Supporto alle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici all'interno della rete TEN-T (D.L. 347 del 21/10/2022: ambito 2)	Emissioni	Efficienza
Supporto alle iniziative per la riduzione delle emissioni climalteranti dovute alla mobilità urbana (D.L. 347 del 21/10/2022: ambito 1)	Emissioni	Efficienza

TPL: decreto riparto risorse (D.M. 409/2022)	Emissioni	Efficienza	
Trasporto rapido di massa (metropolitane, tranvie, BRT)	Emissioni	Efficienza	
Mobilità urbana sostenibile e gestione degli spazi urbani	Emissioni	Efficienza	
Promozione reti ciclabili e pedonali urbane	Emissioni	Efficienza	
Estensione e potenziamento dei biglietti unici intermodali per aree geografiche (Treno, bus, trasporto leggero)	Emissioni	Efficienza	
Fondo nazionale efficienza energetica (aggiornamento)	Emissioni	Efficienza	
Misure per la riduzione dei costi di ricarica per le colonnine di ricarica elettriche pubbliche	Emissioni	Efficienza	
Modulazione delle aliquote dei benefici fiscali (detrazioni, deduzioni, ecc.) per l'acquisto di veicoli aziendali sulla base di fattori emissivi CO2 veicoli	Emissioni	Efficienza	
Ulteriore incremento e modulazione fringe benefit sulla base di fattori emissivi veicoli	Emissioni	Efficienza	
Phase out del carbone	Emissioni		Sicurezza
Fondo "Cresci al sud"	Emissioni		R.I.C.
Fondo di garanzia pubblica per PMI e professionisti	Emissioni		R.I.C.
Sostegno a progetti R&S per la riconversione dei processi produttivi nell'ambito dell'economia circolare	Emissioni		R.I.C.
Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca	Emissioni		
Linee guida per l'etichettatura ambientale degli imballaggi	Emissioni		
Programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico	Emissioni		
Programma sperimentale mangiaplastica	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 8) Criteri ambientali minimi (CAM)	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 1) Istituzione di un osservatorio nazionale	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 10) Uso sostenibile del suolo	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 11) Uso sostenibile delle risorse idriche in un'ottica di economia circolare	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 2) Registro elettronico di tracciabilità dei rifiuti	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 3) Incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 4) Revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 5) Diritto al riutilizzo e alla riparazione	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 6) Riforma del sistema EPR	Emissioni		



Strategia Economia Circolare: 7) Istituzione del registro nazionale dei produttori	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 9) Progetti di simbiosi industriale	Emissioni				
Interventi per l'incremento dell'agricoltura biologica	Emissioni				
Cattura e trasporto della CO <sub>2</sub> per i settori hard-to-abate	Emissioni				
CCS (Carbon capture and storage): hub per il trasporto e lo stoccaggio della CO <sub>2</sub>	Emissioni				
Desalinizzazione delle acque	Emissioni				
Piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici (PNACC)	Emissioni				
Piano nazionale di contabilizzazione forestale	Emissioni				
Programma nazionale di gestione dei rifiuti	Emissioni				
Programma sperimentale di interventi per l'adattamento ai cambiamenti climatici in ambito urbano	Emissioni				
Registro pubblico dei crediti di carbonio volontari del settore agroforestale	Emissioni				
Strategia forestale nazionale (SFN)	Emissioni				
Soppressione esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati nei trasporti ferroviari di passeggeri e merci (SAD)	Emissioni				
Soppressione esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati per la produzione di magnesio da acqua di mare (SAD)	Emissioni				
Finanziamento interventi per l'adattamento ai cambiamenti climatici in ambito urbano	Emissioni				
Rinverdimento capillare delle città	Emissioni				
IPCEI idrogeno e batterie		Rinnovabili	Sicurezza	Mercato	R.I.C.
IPCEI Idrogeno (Hy2 e INFRA)		Rinnovabili	Sicurezza	Mercato	R.I.C.
Tavolo di lavoro permanente per l'adeguamento delle infrastrutture di distribuzione energetica e la smart grids		Rinnovabili	Sicurezza	Mercato	
Aggregazione di impianti di generazione e utenze (D.lgs. 102/2014)		Rinnovabili		Mercato	
Idrogeno - Produzione di elettrolizzatori (PNRR)		Rinnovabili			R.I.C.
Rinnovabili e batterie (PNRR)		Rinnovabili			R.I.C.
Disciplina nazionale delle Aree Idonee		Rinnovabili			
Disciplina regionale delle Aree Idonee e piattaforma digitale		Rinnovabili			
Modalità per l'assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche		Rinnovabili			
Modello unico per impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici		Rinnovabili			
Semplificazioni iter autorizzativi impianti a fonti rinnovabili		Rinnovabili			
Semplificazioni iter autorizzativi impianti a fonti rinnovabili: modelli unici e piattaforma digitale		Rinnovabili			

Misure di sostegno per interventi di efficientamento energetico da parte delle famiglie a basso reddito	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza	Mercato
Misure locali per il contrasto alla povertà energetica			Efficienza	Mercato
Capacity market			Sicurezza	Mercato
Diversificazione approvvigionamento e potenziamento GNL con nuove FSRU			Sicurezza	Mercato
Diversificazione e potenziamento interconnessioni elettriche			Sicurezza	Mercato
Diversificazione e potenziamento interconnessioni gas			Sicurezza	Mercato
Incremento flessibilità mediante accumuli e integrazione settori			Sicurezza	Mercato
Nuovi collegamenti e depositi costieri GNL			Sicurezza	Mercato
Rafforzamento rete interna per favorire integrazione FER			Sicurezza	Mercato
Installazione e collegamento alla rete nazionale gas di una nuova FSRU			Sicurezza	Mercato
Interconnessione Sicilia, Sardegna, penisola italiana (Tyrrhenian Link)			Sicurezza	Mercato
Linea adriatica gasdotti (fase 1)			Sicurezza	Mercato
Nuova interconnessione Italia- Tunisia (Tunita)			Sicurezza	Mercato
Potenziamento infrastrutture di trasmissione dell'energia			Sicurezza	Mercato
Progetto per l'incremento della capacità di export gas verso l'Austria (Export - fase 1)			Sicurezza	Mercato
Promozione di accumuli centralizzati			Sicurezza	Mercato
Rinnovo e potenziamento del collegamento Sardegna - Corsica - penisola italiana (SA.CO.I 3)			Sicurezza	Mercato
Progetti di interconnessione elettrica transfrontaliera tra l'Italia e i paesi confinanti			Sicurezza	Mercato
Approvvigionamento sostenibile, circolare e sicuro delle materie prime critiche (Riforma RAAE)			Sicurezza	R.I.C.
Progetti di digitalizzazione delle reti				Mercato R.I.C.
Interventi su resilienza climatica reti (PNRR)				Mercato
Rafforzamento smart grid (PNRR)				Mercato
Bonus sociale gas				Mercato
Bonus sociale luce				Mercato
Decreto energivori				Mercato
Ruolo attivo consumatori e liberalizzazione dei mercati				Mercato
Resilienza reti				Mercato
Riforma del mercato elettrico interno				Mercato
Smart grids				Mercato
Superamento PUN				Mercato
Bus elettrici: filiera di produzione (PNRR)				R.I.C.

Ricerca e sviluppo sull'idrogeno (PNRR)	R.I.C.
Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica (PNRR)	R.I.C.
Cluster energia	R.I.C.
Credito d'imposta. Piano Transizione 4.0	R.I.C.
Fondo per la ricerca di sistema elettrico	R.I.C.
Innovation Fund	R.I.C.
Mission Innovation	R.I.C.
Politiche e misure di incentivazione per la ricerca in ambito: CCS, nucleare, eolico	R.I.C.
Ricerca di sistema elettrico	R.I.C.
Clean energy transition Partnership (CETP)	R.I.C.
European Partnership Driving Urban Transitions – DUT	R.I.C.
Programma nazionale per la ricerca (PNR) 2021-2027	R.I.C.

## 1.2 Panoramica della situazione delle politiche attuali

### *i. Sistema energetico nazionale e dell'Unione e contesto delle politiche del piano nazionale*

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia.

Percorso confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP.21 ha adottato l'Accordo di Parigi. L'Accordo stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

L'Accordo di Parigi è stato adottato da 196 parti alla Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP21) ed è entrato in vigore il 4 novembre 2016. L'Italia ha ratificato tale Accordo con la legge 4 novembre 2016, n. 204, ed è entrato in vigore l'11 dicembre 2016. Al momento dell'adesione all'Accordo, ogni Paese deve predisporre e comunicare il proprio "Contributo determinato a livello nazionale" (NDC – *Nationally Determined Contribution*) con l'obbligo di perseguire politiche e misure per la sua attuazione. Ogni successivo contributo nazionale dovrà costituire un avanzamento in termini di ambizione rispetto al contributo precedentemente presentato, intraprendendo, così, un percorso di ambizione crescente che dovrebbe condurre le Parti al raggiungimento dell'obiettivo collettivo.

L'Unione europea, sulla base delle Conclusioni del Consiglio europeo del 23 e 24 ottobre 2014, ha pertanto, presentato un NDC che richiede una riduzione complessiva delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) del -40% rispetto ai livelli del 1990. In seguito, in ottemperanza agli impegni intrapresi nell'ambito dell'Accordo di Parigi e alla luce delle più recenti evidenze scientifiche, su mandato del Consiglio europeo del dicembre 2020, l'Unione europea ha aggiornato il proprio NDC, modificando l'obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dal -40% al -55% entro il 2030 (rispetto ai livelli del 1990).

Tale obiettivo, legalmente vincolante, è stato integrato nel Regolamento UE 2021/1119, c.d. "Normativa europea per il clima" adottato il 30 giugno 2021, che prevede, inoltre, il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050.

Al fine di dare attuazione all'obiettivo di riduzione delle emissioni nette del -55% entro il 2030, e di rendere il percorso di decarbonizzazione della UE in linea con l'obiettivo di neutralità climatica entro il 2050 come previsto dalla "Normativa europea per il clima", il 14 luglio 2021, è stato presentato il pacchetto Fit for 55.

Il cosiddetto "pacchetto" comprende un quadro legislativo complesso e interconnesso che combina, tra l'altro, l'applicazione del sistema dell'"Emissions Trading" a nuovi settori e una revisione del sistema esistente per rendere l'obiettivo coerente con il -55% netto al 2030; l'incremento degli obiettivi di efficienza energetica e rinnovabili, una più rapida transizione verso modalità di trasporto a basse emissioni e il rafforzamento della infrastruttura necessaria a tal fine; un allineamento delle politiche di tassazione dell'energia rispetto agli obiettivi del Green Deal; misure alternative per affrontare il "carbon leakage" (ovvero la rilocalizzazione delle produzioni in Paesi senza i medesimi obblighi di riduzione delle emissioni dell'UE); strumenti per preservare e accrescere i serbatoi naturali di assorbimento del carbonio (ad esempio, le foreste).

Nell'ambito di questo quadro di riferimento internazionale ed europeo di obiettivi sempre più sfidanti e ambiziosi va segnalato che da un punto di vista emissivo nel 2021 vi è stata una ripresa significativa delle emissioni di GHG, in buona parte riconducibile sia alla ripresa economica post

Covid-19 e delle attività produttive che alla crescita della mobilità privata. Per quanto riguarda i settori ESR, la mancata riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti e del civile, che ricoprono la quota più rilevante, ha portato nel 2021 e nel 2022 al superamento delle allocazioni di emissione annuale (AEA) per un ammontare pari rispettivamente a 4,6 MtCO<sub>2</sub> eq. per il 2021 e 5,5 MtCO<sub>2</sub> eq.

Da un punto di vista energetico nel 2021 i Consumi Finali Lordi (CFL) complessivi di energia (calcolati secondo i criteri della RED II) in Italia si sono attestati a 120,3 Mtep con una crescita non trascurabile rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa dei consumi nel periodo successivo alle restrizioni indotte dall'emergenza sanitaria da Covid-19. Ciò, di fatto, ha riportato i consumi in linea con la tendenza registrata negli anni precedenti. Nel 2021 in Italia i Consumi Finali Lordi di energia da FER, ancora calcolati applicando la Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), risultano pari a 22,8 Mtep, un dato leggermente superiore (+4%) a quello relativo al 2020, portando la quota dei CFL coperta da FER al 19,0%. Applicando i criteri della RED II anche per il 2020, il medesimo dato risulterebbe pari al 20,3%: nel 2021, pertanto, si osserva una contrazione della quota FER sui Consumi Finali Lordi di energia. Su questa dinamica appaiono evidenti gli effetti dell'emergenza sanitaria da Covid-19: a fronte di una crescita dei consumi di energia da FER relativamente contenuta (+4%), infatti, i consumi energetici complessivi del Paese sono cresciuti a un ritmo più che doppio rispetto al 2020 (+11,9% - si noti che il solo settore dei trasporti, particolarmente colpito dagli effetti della pandemia, nel 2021 ha registrato un aumento del 20%).

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2021 la produzione lorda nazionale proveniente da FER è stata pari a 116,3 TWh, ovvero il 40,2% della produzione complessiva nazionale. La quota FER sul Consumo Interno Lordo complessivo, calcolata secondo i criteri della RED II, è stata invece pari al 36%. La fonte rinnovabile che nel 2021 ha garantito il principale contributo alla produzione complessiva di energia elettrica da FER è stata quella idroelettrica (39% del totale FER), seguita dalla fonte solare (21,5%), dalle bioenergie (16%), dalla fonte eolica (18%) e da quella geotermica (5%). A fine 2021 la potenza efficiente lorda dei circa 1.030.000 impianti a fonti rinnovabili installati in Italia è risultata pari a 58,0 GW; l'incremento in termini di potenza rispetto al 2020 (+2,5%) è dovuto principalmente alle nuove installazioni di impianti fotovoltaici (+944 MW) ed eolici (+383 MW).

Nel settore termico poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi proviene da fonti rinnovabili. In particolare, nel 2021 sono stati consumati circa 11,1 Mtep di energia da FER, di cui circa 10,7 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,4 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). Si precisa che, a partire dal 2021, viene considerata nel settore termico anche l'energia rinnovabile per raffrescamento, non contabilizzata invece nelle statistiche ordinarie, seppure il suo contributo risulti molto ridotto. La fonte rinnovabile maggiormente impiegata nel settore termico è la biomassa solida (6,8 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche l'energia per riscaldamento e acqua calda sanitaria (ACS) fornita da pompe di calore (2,7 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi delle altre fonti (geotermica e solare).

Per quanto riguarda il settore trasporti, nel 2021 sono stati immessi in consumo oltre 1,7 mln di tonnellate di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,55 Mtep), per oltre il 90% costituiti da biodiesel.

L'Italia presenta un livello di efficienza energetica elevato: nel 2021 l'indice di produttività energetica Eurostat per l'intera economia italiana è pari a 10,24 €/kgep, risultando il quarto paese tra i più performanti degli EU 27 la cui media è pari a 8,59 €/kgep. Anche il livello dei consumi di energia primaria pro-capite pari a 2,4 tep/ab risulta tra i più bassi degli EU 27 (ottavo paese) dove la media è di 3 tep/ab.

I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2021 sono stati pari a 114,8 Mtep (fonte bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-1%). Il settore trasporti è quello

caratterizzato dai maggiori consumi di energia finale pari a 36,4 Mtep (-8% rispetto al 2015); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,7 Mtep. I settori servizi e industria, consumano rispettivamente 14,9 e 26,4 Mtep.

Nel 2021 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 96,1 tep/mIn€; il calo rispetto al 2015 del -3,9% è piuttosto contenuto, a fronte di un livello di quest'indice tra i migliori in Europa.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata pari al 73,3%, ma inferiore di 8 punti percentuali rispetto a quanto rilevato nel 2011.

Nel 2021 la domanda di energia primaria è cresciuta in maniera significativa rispetto all'anno precedente (+9%) in cui si era registrata una notevole contrazione collegata alle restrizioni del periodo pandemico; questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 3,5%) e dall'energia elettrica importata (al 2,3%). Cresce, invece, il contributo del gas (al 40%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto).

Alla luce di tale contesto, e in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di politiche e misure coerenti con la strategia di decarbonizzazione europea, funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia, promuovendo al tempo stesso una transizione giusta.

Diversi sono i documenti strategici e di pianificazione di rilievo che sono stati adottati in questi ultimi anni che disegnano a livello nazionale un contesto favorevole all'attuazione dei nuovi e più ambiziosi obiettivi energetici ed emissivi del PNIEC. Di seguito si citano i più rappresentativi.

Un nuovo impulso al tema dell'adattamento è stato promosso dalla presentazione, da parte della Commissione europea nel 2021, della nuova Strategia di adattamento che mira a realizzare la trasformazione dell'Europa in un'Unione resiliente ai cambiamenti climatici entro il 2050. A livello nazionale, in attuazione della Strategia nazionale di adattamento, adottata nel 2015, è stato adottato **il Piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici (PNACC)**, il cui principale obiettivo è fornire un quadro di indirizzo nazionale per l'implementazione di azioni finalizzate a ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, a migliorare la capacità di adattamento dei sistemi socio-economici e naturali, nonché a trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche. Il PNACC è stato anche sottoposto a procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Oltre al PNACC, è importante menzionare la "**Strategia Forestale Nazionale per il settore forestale e le sue filiere**" (SFN), la cui missione è quella di portare il Paese ad avere foreste estese e resilienti, ricche di biodiversità, capaci di contribuire alle azioni di mitigazione e adattamento alla crisi climatica, offrendo benefici ecologici, sociali ed economici per le comunità rurali e montane. La SFN discende da un impegno europeo, la Strategia forestale dell'Unione europea, del luglio 2021 ed è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale il 9 febbraio 2022, con validità ventennale.

Altro tema prioritario per disaccoppiare la crescita economica dagli impatti ambientali derivanti dall'estrazione e dall'utilizzo delle risorse, riducendo le emissioni di gas climalteranti, l'inquinamento e i rifiuti e favorendo al contempo la creazione di nuovi mercati e nuove opportunità di green jobs è rappresentato dall'economia circolare. A tal proposito l'Italia ha adottato nel giugno 2022 la **Strategia Nazionale per l'Economia Circolare** finalizzata a definire nuovi strumenti amministrativi e fiscali per rafforzare il mercato delle materie prime secondarie, affinché diventino competitive in termini di disponibilità, prestazioni e costi rispetto alle materie prime vergini, a contribuire al raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica e ad attuare una tabella di marcia di azioni e obiettivi misurabili da qui al 2035.

Altro documento rilevante per il PNIEC è il **Programma nazionale di gestione dei rifiuti**, adottato anch'esso nel giugno 2022, che ha un orizzonte di sei anni (2022-2028) e si declina come segue: stabilisce i macro-obiettivi, le macro-azioni e i target; definisce i criteri e le linee strategiche che le Regioni e le Province autonome devono seguire nell'elaborazione dei Piani di gestione dei rifiuti; offre una ricognizione nazionale dell'impiantistica e affronta i divari tra le Regioni; si concentra sull'aumento del tasso di raccolta differenziata, sulla riduzione del numero di discariche irregolari e sulla diminuzione del tasso di conferimento in discarica dei rifiuti urbani al di sotto del 10% nel 2035; indica la necessità di adottare una pianificazione a livello regionale basata sulla quantificazione dei flussi di rifiuti e individua la metodologia di valutazione del ciclo di vita (LCA) per confrontare gli scenari di gestione, tenendo conto di tutti gli impatti ambientali.

Sempre sul tema della necessità di promuovere un modello di produzione e consumo sostenibile è stato presentato il nuovo **Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della Pubblica Amministrazione**, che è stato aggiornato con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 3 agosto 2023, di concerto con il Ministro delle Imprese e del Made in Italy e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze (GU Serie Generale n.193 del 19-08-2023). Tale piano ha anche lo scopo di ricondurre gli obiettivi al rispetto del principio del Do No Significant Harm (DNSH).

Nell'ambito di quanto stabilito dal Piano, sono adottati con Decreto i cosiddetti Criteri Ambientali Minimi (CAM), ossia i requisiti ambientali definiti per le varie fasi del processo di acquisto, volti a individuare la soluzione progettuale, il prodotto o il servizio migliore sotto il profilo ambientale lungo il ciclo di vita, tenuto conto della disponibilità di mercato.

Si evidenzia che la politica nazionale in materia di appalti pubblici verdi è estremamente rilevante, a tale scopo, per gli effetti delle disposizioni legislative del codice dei contratti pubblici che rendono obbligatoria, per le stazioni appaltanti, almeno l'introduzione delle specifiche tecniche e clausole contrattuali dei criteri ambientali minimi nella documentazione progettuale e di gara relativamente a tutte le categorie di forniture, servizi e lavori per cui tali criteri siano stati adottati.

Inoltre, va segnalato il **Piano d'azione in materia di produzione e consumo sostenibile (PAN SCP)** in corso di definizione e la sua adozione è prevista entro il primo semestre 2025. Il Piano si colloca nell'ambito delle politiche e delle strategie internazionali e nazionali su economia circolare, uso efficiente delle risorse e protezione del clima, che dà attuazione agli indirizzi comunitari relativi al Piano d'azione europeo su produzione e consumo sostenibili e su Politica industriale sostenibile COM (2008)397 e all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Altro strumento di pianificazione cruciale è rappresentato dalla **Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)**, approvata dal CIPE nel dicembre 2017 e aggiornata con Delibera del Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica n.1 del 2023 a valle di un processo di revisione insieme al sistema di attori istituzionali, territoriali e non statali che fanno parte del processo di attuazione. Ai sensi dell'art. 34, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la SNSvS rappresenta il quadro di riferimento per la Valutazione Ambientale Strategica di piani e programmi e definisce la necessità di attivazione di un **monitoraggio integrato** tra i diversi livelli territoriali della capacità di raggiungere gli obiettivi di sostenibilità posti dalla Strategia, nonché di valutazione del contributo che i diversi piani e programmi forniscono al loro raggiungimento. Il programma per la coerenza delle politiche per lo sviluppo sostenibile, allegato alla nuova SNSvS, è finalizzato ad accompagnare le amministrazioni in questo esercizio, attraverso il disegno di strumenti e meccanismi di governance per la sostenibilità, definiti insieme a OCSE e alla DG REFORM (Directorate-General for Structural Reform Support) della Commissione europea.

La coerenza delle politiche per lo sviluppo sostenibile è dunque una delle condizioni abilitanti della nuova SNSvS, definite come i "vettori di sostenibilità", tra cui figurano anche l'educazione e la formazione per lo sviluppo sostenibile, oltre che la partecipazione dei cittadini e la collaborazione istituzionale. Il ruolo dei territori è centrale nel processo di attuazione della SNSvS: 18 strategie di



Regioni e Province autonome risultano a oggi approvate, in continuità e coerenza con SNSvS, oltre che 9 agende metropolitane per lo sviluppo sostenibile. In molti casi, le strategie regionali per lo sviluppo sostenibile integrano le linee di azione su energia, clima e in particolare adattamento al cambiamento climatico come ambiti prioritari di intervento, ponendosi come strategie integrate. Dal 2019 è stato, infine, istituito il **Forum Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile**, che conta 212 organizzazioni iscritte, come strumento di coinvolgimento continuo degli attori non statali nei processi multilivello per lo sviluppo sostenibile.

Sul tema dei trasporti vanno a incidere sia il **Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE)**, approvato nel 2012 e aggiornato nel 2016, attraverso un percorso condiviso con i principali dicasteri competenti nonché con gli stakeholders del settore, che il **Programma Nazionale di Controllo dell'Inquinamento Atmosferico (PNCIA)**, approvato nel dicembre 2021. Il PNIRE dovrà essere aggiornato sulla base delle risultanze delle misure previste dal PNRR.

Il PNCIA definisce l'insieme delle misure ed iniziative da attuare a livello nazionale per il raggiungimento dei target di riduzione di biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), composti organici volatili non metanici (COVNM), ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e materiale particolato PM<sub>2,5</sub> imposti dalla direttiva 2016/2284 (cosiddetta direttiva NEC). Le principali linee di azione riguardano tutti i settori che producono emissioni inquinanti (produzione elettrica, residenziale, trasporti e agricoltura), e potranno essere realizzate sia attraverso strumenti normativi (phase out del carbone, efficienza energetica, utilizzo effluenti in agricoltura, utilizzo fonti rinnovabili), che attraverso programmi di incentivazione (incentivi per la diffusione veicoli elettrici, per la sostituzione dei vecchi impianti di riscaldamento a legna, per il rinnovo del parco veicoli TPL, per l'uso di fertilizzanti agricoli a minor impatto emissivo, per il rinnovo tecnologico nel settore agricoltura). Per quanto attiene alla copertura finanziaria, con la Legge n.234 del 2021 (articolo 1, comma 498) è stato istituito nello stato di previsione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, un Fondo per l'attuazione delle misure del Programma Nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico, con una dotazione complessiva pari a 2.3 mld€, che delega la disciplina delle modalità di utilizzo delle risorse del Fondo ad appositi decreti del *Ministro della transizione ecologica, di concerto, per gli aspetti di competenza, con i Ministri dell'economia e delle finanze, dello sviluppo economico, delle politiche agricole alimentari e forestali, delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e della salute*.

Per il settore civile va menzionata la **Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale (STREPIN)**, redatta ai sensi dell'articolo 2-bis della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici, come modificata dalla direttiva 2018/844/UE, che descrive una rassegna del parco immobiliare e, successivamente, identifica il tasso di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio attuale e quello obiettivo, evidenziando anche l'opportunità di condurre una riqualificazione energetica con un approccio integrato che migliori l'efficacia del rapporto tra costi e benefici. La strategia dovrà essere aggiornata per tenere conto dell'incremento di ambizione previsto dalle direttive europee facenti parte del pacchetto Fit for 55.

Sul tema dell'idrogeno è stato elaborato il documento **"Strategia nazionale Idrogeno - Linee Guida preliminari"**, in cui si delinea la visione di alto livello sul ruolo che l'idrogeno può occupare nel percorso nazionale di decarbonizzazione, in conformità al PNIEC, alla più ampia agenda ambientale dell'Unione europea, e alla Strategia per l'Idrogeno dell'UE pubblicata di recente, nell'ambito della Strategia di Lungo Termine per una completa decarbonizzazione nel 2050. La strategia, inoltre, individua i settori in cui si ritiene che questo vettore energetico possa diventare competitivo in tempi brevi ma anche a verificare le aree d'intervento che meglio si adattano a sviluppare e implementare l'utilizzo dell'idrogeno.

Per quanto riguarda l'energia nucleare, come anticipato, il MASE ha istituito la **Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS)**. La Piattaforma ha l'obiettivo prioritario di **sviluppare linee guida e una roadmap**, con orizzonte fino al 2050, per seguire e coordinare gli sviluppi delle nuove



tecnologie nucleari nel medio e lungo termine, valutando, nel medio termine (post-2030), **le possibilità d'impiego dei nuovi piccoli reattori modulari a fissione<sup>5</sup> e le loro possibili ricadute in ambito nazionale**, ove provate ad un livello di sicurezza adeguato, nonché, nel lungo termine, dell'energia da fusione, in un'ottica di affiancamento alla sempre maggiore penetrazione della generazione di energia da fonti rinnovabili, secondo gli obiettivi indicati nel presente documento per giungere alla neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050. Nel Capitolo 2.1.1 -sezione "Energia nucleare" - sono riportate alcune ipotesi di scenario di decarbonizzazione al 2050 che includono una quota di energia nucleare, nelle quali si dimostra, a partire dai dati, il vantaggio che l'inserimento della fonte nucleare porterebbe al sistema energetico nazionale, in affiancamento sia alle fonti rinnovabili che alle altre tecnologie di generazione elettrica programmabili a basse emissioni carboniche (riducendo in parte, tra gli altri, la necessità di ricorrere alla generazione sia a gas che a bioenergie dotata di CCS).

Il **Piano Nazionale di Transizione Ecologica (PTE)** risponde alla sfida dell'Unione europea con il Green Deal al fine di: assicurare una crescita che preservi salute, sostenibilità e prosperità del pianeta, attraverso l'implementazione di una serie di misure sociali, ambientali, economiche e politiche. Tra gli obiettivi del Piano, in linea con la politica comunitaria, è presente la neutralità climatica, l'azzeramento dell'inquinamento, l'adattamento ai cambiamenti climatici, il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi, la transizione verso l'economia circolare e la bioeconomia.

Il Piano è soggetto a periodici aggiornamenti e, in coerenza con le linee programmatiche delineate dal PNRR, prevede un completo raggiungimento degli obiettivi nel 2050, così come in buona parte prefissato nella Strategia di lungo termine nazionale. Più precisamente, le tematiche delineate e trattate nel Piano sono suddivise in: decarbonizzazione, mobilità sostenibile, miglioramento della qualità dell'aria, contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico, miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture, ripristino e rafforzamento della biodiversità, tutela del mare, promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

In ottica di neutralità climatica al 2050, l'Italia ha presentato alla Commissione europea a febbraio del 2021 la propria **Strategia di lungo termine**, in attuazione dell'articolo 15 del Regolamento (UE) Governance. La Strategia, che sarà aggiornata una volta finalizzato il PNIEC e conterrà anche la previsione del possibile ricorso all'energia nucleare da fissione e da fusione, individua possibili percorsi di decarbonizzazione, prendendo in considerazione diverse opzioni tecnologiche, comprese quelle più innovative, non ancora completamente sviluppate, al fine di raggiungere l'obiettivo di neutralità climatica al 2050.

Oltre a tali strumenti strategici e di pianificazione, come è noto, la crisi pandemica coronavirus-19, come noto, ha condotto l'Unione Europea nella seduta del Consiglio di luglio 2020 all'attivazione di un pacchetto di misure che unisce le risorse destinate al bilancio dell'UE per il periodo 2021-2027 con un importante ammontare finanziario aggiuntivo denominato "Next Generation EU", quale specifico meccanismo finanziario temporaneo per la ripresa con lo scopo di contribuire a riparare i danni economici e sociali immediati causati dalla crisi.

Il fulcro della Next Generation EU è rappresentato senza alcun dubbio dal Dispositivo europeo per la ripresa e la resilienza (Recovery and Resilience Facility -RRF), che rende disponibili 672,5 miliardi di euro di prestiti e sovvenzioni, a prezzi 2021, per sostenere le riforme e gli investimenti effettuati dagli Stati Membri ed attraverso il quale vengono finanziati i Piani Nazionali presentati dagli Stati Membri.

Il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** italiano, presentato il 30 aprile 2021 entro i termini regolamentari, è stato approvato con Decisione del Consiglio il 13 luglio 2021 ed è stato oggetto di due riprogrammazioni l'ultima con l'inclusione della Missione 7 - REPowerUE (Cfr. infra) adottato con Decisione di esecuzione del Consiglio dell'8 dicembre e poi nella seduta del 7 maggio 2024. Il PNRR è

<sup>5</sup> Si fa riferimento in questo caso agli SMR – Small Modular Reactor di generazione III+, agli AMR – Advanced Modular Reactor di generazione IV e ai microreattori, secondo le convenzioni utilizzate a livello internazionale.

stato disegnato con il programma di investimenti disegnato per rendere l'Italia un Paese più equo, verde e inclusivo, con un'economia più competitiva, dinamica e innovativa. La Decisione contiene un allegato con cui vengono definiti, in relazione a ciascun investimento e riforma, precisi obiettivi e traguardi, cadenzati temporalmente, al cui conseguimento si collega il trasferimento di quote di risorse predefinite, su base semestrale, a seguito della valutazione della Commissione Europea e del Consiglio.

Lo sforzo di rilancio dell'Italia, delineato nel PNRR, si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo, ovvero:

- digitalizzazione e innovazione;
- transizione ecologica;
- inclusione sociale.

In particolare, alla transizione ecologica sono collegate spese per oltre il 39% delle risorse finanziarie totali (c.d. tagging climatico). Per quanto attiene gli Investimenti e le Riforme, il più ampio stanziamento di risorse è stato previsto proprio per la Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", alla quale è stato destinato il 28,56% dell'ammontare complessivo del Piano, ovvero circa 55,53 mld€ per intensificare l'impegno dell'Italia in linea con gli obiettivi ambiziosi del "Green Deal" sui seguenti temi:

- incentivi per l'efficientamento energetico degli edifici;
- incremento della quota di energia prodotta da rinnovabili e innovazione della filiera industriale, inclusa quella dell'idrogeno;
- rafforzamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (smart grids e resilienza reti);
- promozione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo;
- sviluppo del biometano e dell'agrivoltaico;
- mobilità sostenibile con il rafforzamento della mobilità ciclistica, lo sviluppo del trasporto rapido di massa, il rinnovo del parco ferroviario e bus e l'installazione di infrastrutture di ricarica elettrica;
- agricoltura sostenibile ed economia circolare.

La Missione 2 consiste di 4 Componenti quali direttrici di sviluppo:

- C1. Agricoltura sostenibile ed Economia circolare per un finanziamento pari a 8,12 mld€;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile per un finanziamento pari a 21,97 mld€;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici per un finanziamento pari a 15,57 mld€;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica per un finanziamento pari a 9,87 mld€.

Ulteriori misure di impatto ambientale ed energetico si rinvergono all'interno della Missione 3 Infrastrutture per una mobilità sostenibile, nella Missione 1 per quanto attiene, in particolare, le riforme in materia ambientale connesse alla semplificazione di procedure in ambito energetico ed alla Legge concorrenza ed ovviamente nella Missione 7 - REPowerEU.

Nello specifico, il **Piano REPowerEU** ha l'obiettivo di assicurare sicurezza e indipendenza energetica all'Europa, affrancando i consumi europei dai combustibili fossili, in particolare quelli provenienti dalla Russia.

Il Regolamento REPowerEU (Reg. UE 435/2023) adottato dal Consiglio in data 27 febbraio 2023 che modifica il Regolamento (UE) 2021/241 per quanto riguarda l'inserimento di capitoli dedicati al piano REPowerEU nei piani per la ripresa e la resilienza e che modifica i regolamenti (UE) n. 1303/2013, (UE) 2021/1060 e (UE) 2021/1755, e la direttiva 2003/87/CE.

Come evidenziato, il processo di definizione del capitolo RePowerEU si è concluso con la Decisione dell'8 dicembre 2023 del Consiglio europeo e da ultimo con Decisione di esecuzione del Consiglio nella seduta del 7 maggio 2024. È previsto un contributo aggiuntivo complessivo di 11.18 MLD euro per i nuovi investimenti e riforme inseriti nella Missione 7 del PNRR.

Il Piano REpowerEU nasce come risposta europea alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico causate dall'invasione della Russia in Ucraina, con l'obiettivo prioritario della sicurezza e della diversificazione degli approvvigionamenti energetici unitamente all'incremento del ricorso alle fonti rinnovabili.

Si è puntato in primo luogo al rafforzamento delle infrastrutture energetiche strategiche attorno alle due direttrici prioritarie: un futuro energetico più sostenibile ed il rafforzamento della sicurezza energetica.

In particolare, sul fronte della sicurezza e della diversificazione degli approvvigionamenti si è provveduto al potenziamento di linee del trasporto del gas necessarie per sostituire la riduzione delle importazioni dalla Russia.

Inoltre, si è provveduto a finanziare progetti di rilevanza nazionale ed europea con lo scopo di migliorare la capacità di trasporto dell'energia elettrica e assorbire l'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Quanto all'approvvigionamento di materie critiche strategiche, attualmente prodotte fuori dall'Europa, sono state finanziate le attività di ricerca e sperimentazione al fine di reperire tali materie prime sul nostro territorio e recuperarle dai prodotti in disuso, in un'ottica di circolarità.

*ii. Politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia*

L'Italia ha riservato e continua a dedicare molta attenzione alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia avendo messo in campo numerose misure per lo sviluppo energetico sostenibile e per il contrasto ai cambiamenti climatici.

Nella tabella seguente sono indicate le principali misure in vigore relativamente alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia.

Tabella 3 - Principali politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia

Nome sintetico della politica o misura	Dimensione Emissioni	Dimensione Rinnovabili	Dimensione Efficienza	Dimensione Sicurezza	Dimensione Mercato, infrastrutture, consumatori	Dimensione Ricerca, Innovazione, Competitività
Fondo di garanzia per le PMI, sezione speciale turismo (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Partenariati per la ricerca e l'innovazione – Horizon Europe (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Agevolazione investimenti imprese per beni strumentali (nuova Sabatini)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			R.I.C.
Interventi per la sostenibilità ambientale dei porti - Green Ports (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Isole Verdi (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Programma innovativo nazionale per la qualità dell'abitare (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Sistemi di teleriscaldamento (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Bando parchi	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Conto Termico. DM 16/02/2016	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici (Ecobonus)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici (Superbonus)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie (Bonus Casa)	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Piano transizione 4.0	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Portale nazionale sulla prestazione energetica degli edifici	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Promozione di sistemi di teleriscaldamento efficiente	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Programma per il finanziamento degli interventi di efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica	Emissioni	Rinnovabili	Efficienza			
Utilizzo idrogeno in settori hard-to-abate (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili				R.I.C.
Agrivoltaico (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili				
Biometano. DM 15/9/2022 (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili				
Parco Agrisolare (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili				
Produzione di idrogeno in siti dismessi - Hydrogen Valleys (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili				
Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili				

Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Biocarburanti. Certificazione di sostenibilità. DM 14/11/2019	Emissioni	Rinnovabili	
Biocarburanti. Obbligo di immissione in consumo	Emissioni	Rinnovabili	
Biometano e biocarburanti avanzati. DM 2/3/2018	Emissioni	Rinnovabili	
Conto Energia per impianti fotovoltaici	Emissioni	Rinnovabili	
Decreto isole minori. DM 14/02/2017	Emissioni	Rinnovabili	
Garanzie di origine elettricità da fonte rinnovabile	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione delle configurazioni di autoconsumo collettivo e delle comunità energetiche rinnovabili	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. DM 23/6/2016	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. FER-E. DM 6/7/2012	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione rinnovabili elettriche. DM 4/7/2019 (FER-1)	Emissioni	Rinnovabili	
Obbligo integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o esistenti	Emissioni	Rinnovabili	
Scambio sul posto (SSP)	Emissioni	Rinnovabili	
Fondo nazionale innovazione	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Fondo per gli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Fondo per la crescita sostenibile	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Politiche di coesione	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Efficientamento degli edifici giudiziari (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Efficientamento energetico di cinema, teatri e musei (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Nuove stazioni di ricarica in città e autostrada per favorire l'utilizzo di veicoli elettrici (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Ospedali sicuri e sostenibili (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Potenziamento infrastrutturale del trasporto ferroviario regionale e dei sistemi di trasporto rapido di massa (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico (riforma PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Elettrificazione banchine, cold ironing (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Agevolazione ricarica elettrica privata	Emissioni	Efficienza	
Audit energetici nelle imprese	Emissioni	Efficienza	
Bando progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse	Emissioni	Efficienza	
Certificati Bianchi	Emissioni	Efficienza	

Detrazioni fiscali: bonus facciate	Emissioni	Efficienza	
Fondo Kyoto. D.M. 14/4/2015	Emissioni	Efficienza	
Fondo nazionale per l'efficienza energetica. D.M. 22/12/2017	Emissioni	Efficienza	
Incentivi per il rinnovo dei veicoli privati (ecobonus veicoli)	Emissioni	Efficienza	
Incentivo Marebonus e Ferrobonus	Emissioni	Efficienza	
Obbligo di efficientamento delle reti di illuminazione pubblica	Emissioni	Efficienza	
Piani urbani per la mobilità sostenibile – PUMS	Emissioni	Efficienza	
Piano infrastrutturale nazionale per la ricarica dei veicoli elettrici - PNIRE	Emissioni	Efficienza	
Programma Cargo Bike	Emissioni	Efficienza	
Programma di incentivazione per la mobilità urbana sostenibile (PRIMUS)	Emissioni	Efficienza	
Programma di informazione e formazione dei consumatori (PIF)	Emissioni	Efficienza	
Programma per la riqualificazione energetica degli edifici della pubblica amministrazione centrale (PREPAC)	Emissioni	Efficienza	
Programma sperimentale casa-scuola casa-lavoro	Emissioni	Efficienza	
Rinnovo mezzi per trasporto merci	Emissioni	Efficienza	
Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci	Emissioni	Efficienza	
Shift modale nell'ambito del trasporto passeggeri	Emissioni	Efficienza	
Standard emissivi per le auto nuove	Emissioni	Efficienza	
Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali	Emissioni	Efficienza	
TPL: rinnovo parco mezzi	Emissioni	Efficienza	
Trasporto scolastico sostenibile	Emissioni	Efficienza	
TPL: misure per il TPL e la mobilità pubblica sostenibile	Emissioni	Efficienza	
Phase out del carbone	Emissioni		Sicurezza
Fondo "Cresci al sud"	Emissioni		R.I.C.
Fondo di garanzia pubblica per PMI e professionisti	Emissioni		R.I.C.
Sostegno a progetti R&S per la riconversione dei processi produttivi nell'ambito dell'economia circolare	Emissioni		R.I.C.
Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca	Emissioni		
Linee guida per l'etichettatura ambientale degli imballaggi	Emissioni		
Programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico	Emissioni		
Programma sperimentale mangiaplastica	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 8) Criteri ambientali minimi (CAM)	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 1) Istituzione di un osservatorio nazionale	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 10) Uso sostenibile del suolo	Emissioni		

Strategia Economia Circolare: 11) Uso sostenibile delle risorse idriche in un'ottica di economia circolare	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 2) Registro elettronico di tracciabilità dei rifiuti	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 3) Incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 4) Revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 5) Diritto al riutilizzo e alla riparazione	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 6) Riforma del sistema EPR	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 7) Istituzione del registro nazionale dei produttori	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 9) Progetti di simbiosi industriale	Emissioni				
Interventi per l'incremento dell'agricoltura biologica	Emissioni				
IPCEI idrogeno e batterie	Rinnovabili	Sicurezza	Mercato	R.I.C.	
Aggregazione di impianti di generazione e utenze (D.lgs. 102/2014)	Rinnovabili		Mercato		
Idrogeno - Produzione di elettrolizzatori (PNRR)	Rinnovabili			R.I.C.	
Rinnovabili e batterie (PNRR)	Rinnovabili			R.I.C.	
Disciplina nazionale delle Aree Idonee	Rinnovabili				
Disciplina regionale delle Aree Idonee e piattaforma digitale	Rinnovabili				
Modalità per l'assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche	Rinnovabili				
Modello unico per impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici	Rinnovabili				
Semplificazioni iter autorizzativi impianti a fonti rinnovabili	Rinnovabili				
Semplificazioni iter autorizzativi impianti a fonti rinnovabili: modelli unici e piattaforma digitale	Rinnovabili				
Capacity market		Sicurezza	Mercato		
Diversificazione approvvigionamento e potenziamento GNL con nuove FSRU		Sicurezza	Mercato		
Diversificazione e potenziamento interconnessioni elettriche		Sicurezza	Mercato		
Diversificazione e potenziamento interconnessioni gas		Sicurezza	Mercato		
Incremento flessibilità mediante accumuli e integrazione settori		Sicurezza	Mercato		
Nuovi collegamenti e depositi costieri GNL		Sicurezza	Mercato		
Rafforzamento rete interna per favorire integrazione FER		Sicurezza	Mercato		
Interventi su resilienza climatica reti (PNRR)			Mercato		
Rafforzamento smart grid (PNRR)			Mercato		
Bonus sociale gas			Mercato		
Bonus sociale luce			Mercato		
Decreto energivori			Mercato		
Ruolo attivo consumatori e liberalizzazione dei mercati			Mercato		

Bus elettrici: filiera di produzione (PNRR)	R.I.C.
Ricerca e sviluppo sull'idrogeno (PNRR)	R.I.C.
Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica (PNRR)	R.I.C.
Cluster energia	R.I.C.
Credito d'imposta. Piano Transizione 4.0	R.I.C.
Fondo per la ricerca di sistema elettrico	R.I.C.



*iii. Principali questioni di rilevanza transfrontaliera***❖ SETTORE ELETTRICO**

Nel 2022 il fabbisogno di energia elettrica in Italia è stato pari a 315 TWh, un valore in flessione dell'1,5% rispetto al 2021. La richiesta di energia è stata coperta per 272,0 TWh da produzione interna, di cui il 36% dalle fonti rinnovabili (con la registrazione di un marcato decremento della produzione idroelettrica). La restante quota di fabbisogno è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero (43 TWh).

Nel 2023, secondo i dati preliminari del TSO (Terna), il fabbisogno di energia elettrica in Italia è stato pari a 305,0 TWh, un valore in flessione del 3,2% rispetto al 2022. La richiesta di energia è stata coperta per 253,7 TWh da produzione interna, di cui il 44% dalle fonti rinnovabili. La restante quota di fabbisogno è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero (51 TWh).

La modesta contrazione della domanda di elettricità registrata nel 2022 è la risultante di un anno "a due velocità", con variazioni tendenziali positive nella prima parte dell'anno e negative a partire dal mese di agosto, conseguenza di una serie di fattori concomitanti: il caro prezzi che ha caratterizzato i mercati dell'energia, le misure di contenimento dei consumi elettrici attuate dai cittadini e dalle imprese anche su indicazione del Governo e le temperature piuttosto miti registrate nei mesi autunnali e invernali. Dal lato della produzione, la contrazione della generazione idroelettrica (-36,3%), imputabile al lungo periodo di siccità, è stata parzialmente compensata dall'aumento della generazione termoelettrica (+5,0%) e in particolare dall'incremento di quella a carbone a seguito delle azioni messe in atto dal Governo per fronteggiare la crisi gas. In questo scenario, il saldo con l'estero è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2021, a fronte di una forte variabilità nel corso dell'anno per la volatilità dei prezzi sui mercati dell'energia.

La rete elettrica di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 30 linee di interconnessione:

- 9 linee con la Francia, di cui:
  - 4 linee HVDC: due a 320kV (Piossasco-Grand'Île) e due a 200kV con la Corsica (SACOI);
  - 1 linea in corrente continua 150kV tra la Sardegna e la Corsica (SARCO);
- 4 linee in AC: una a 220kV in singola terna; una a 380kV in singola terna e una a 380kV in doppia terna;
- 12 linee con la Svizzera;
- 4 linee con l'Austria;
- 2 linee con la Slovenia;
- una linea HVDC 500kV Italia-Montenegro (MONITA);
- una linea HVDC 500kV Italia-Grecia (GRITA);
- e un collegamento 220kV con Malta.

Di seguito i dati di import e di export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa.

Tabella 4 - Dati di import e di export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa

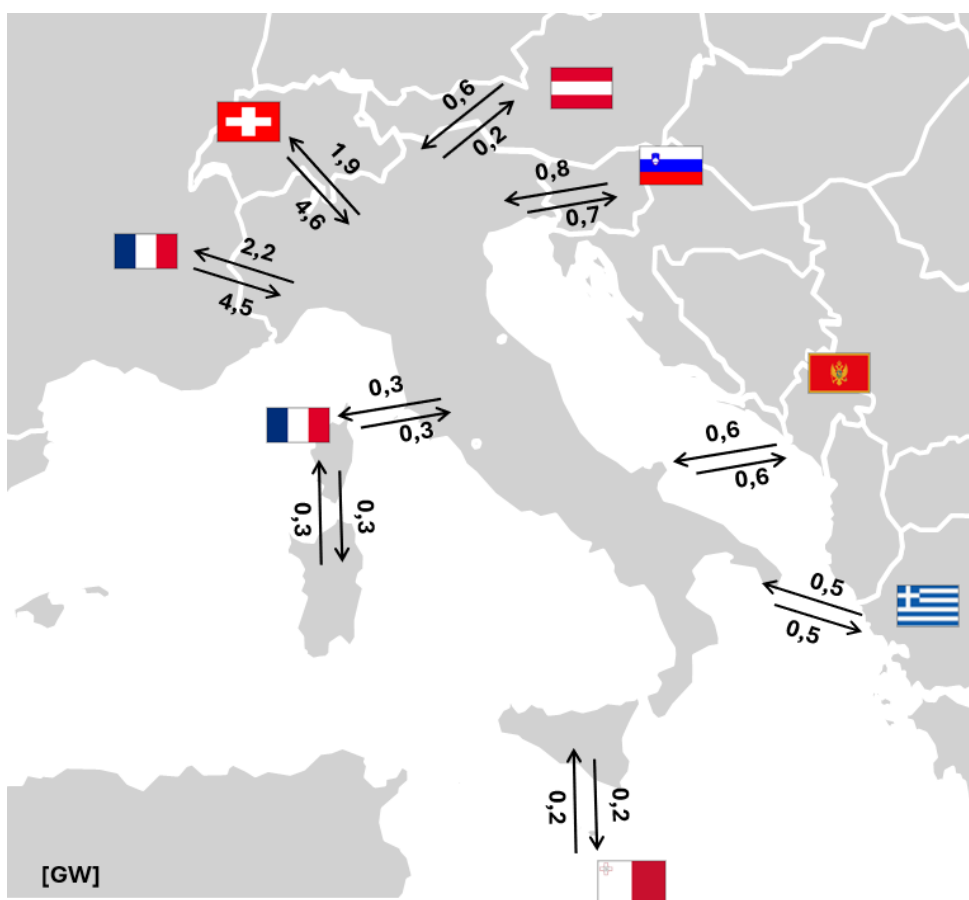
GWh	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	Malta	Montenegro
Import 2021	15.153	19.468	1.258	5.450	1.857	34	3.353
Export 2021	1.185	1.256	12	74	518	547	190
Import 2022	14.397	20.286	1.499	6.214	1.741	6	3.248
Export 2022	1.210	1.041	9	23	1.054	646	422
Import 2023	19.318	21.201	1.328	6.513	1.989	26	4.197
Export 2023	958	980	10	28	644	648	52

(Fonte: Terna)

Il contributo dell'import dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa è guidato da due fattori fondamentali: il differenziale di prezzo orario dell'energia tra Italia e il Paese interconnesso e la capacità di interconnessione transfrontaliera. Il prezzo medio dell'elettricità sui mercati all'ingrosso dell'Italia è storicamente più elevato dei paesi limitrofi che dispongono di mix di generazione caratterizzati da minori costi di produzione e minore flessibilità che, nelle ore di ridotto carico e maggior produzione rinnovabile, conduce a prezzi anche negativi. Dinamiche piuttosto consolidate, ma che potrebbero subire un'evoluzione negli anni seguenti per il combinarsi di più fattori tra cui: la netta prevalenza di generazione da FER, elevati prezzi della CO<sub>2</sub>, produzione di idrogeno ed evoluzione della regolamentazione dei mercati, nonché potenziale ruolo della produzione di energia da nucleare.

La capacità transfrontaliera è stata sviluppata in maniera preponderante sulla frontiera nord-occidentale (Francia e Svizzera) a cui è possibile ricondurre circa tre quarti dei volumi di energia elettrica importata. Si evidenzia come nel corso del triennio 2021-2023 la capacità di interconnessione ha avuto un incremento di circa 1,8 GW legato prevalentemente alla frontiera con la Francia. Per la frontiera francese si segnala, infatti, l'entrata in esercizio del Primo Polo dell'interconnessione HVDC Italia-Francia a novembre 2022 (Interconnector PISA ex L.99/2009) e del Secondo Polo ad agosto 2023, che ha messo a disposizione complessivamente ulteriori 1.200 MW di potenza di scambio tra le due frontiere. In aggiunta, a dicembre 2023 una nuova interconnessione 220kV in corrente alternata sulla frontiera Italia-Austria è entrata in esercizio garantendo un incremento di NTC di 300 MW (Interconnector RESIA ex L.99/2009). Questi potenziamenti si aggiungono alla precedente entrata in esercizio di MONITA (interconnessione HVDC Italia – Montenegro, in parte sviluppata come Interconnector ex L.99/2009) avvenuta al termine 2019. Tali progetti erano menzionati in via di realizzazione nel precedente PNIEC 2019.

Figura 1 – Capacità di scambio transfrontaliera in import ed export delle interconnessioni esistenti (elaborazione max NTC 2024, valori nominali a rete integra - fonte Terna)



Il gestore del sistema elettrico nazionale ha individuato progetti di medio e lungo termine che consentiranno un aumento della capacità di interconnessione con l'estero; aumento localizzato principalmente alla frontiera settentrionale e meridionale del Paese. Nel medio termine (2030) l'incremento totale stimato è di circa 1.000 MW, grazie alla prevista entrata in esercizio del progetto di interconnessione HDVC con la Tunisia "TUNITA" (incremento NTC sulla frontiera di 600 MW), e la riduzione di limitazioni di capacità con la Slovenia (con incremento NTC sulla frontiera di 400 MW). Nel lungo termine (2040) si prevede un aumento complessivo pari a oltre 2.000 MW grazie allo sviluppo della seconda interconnessione HVDC.

Con la Grecia "GRITA 2" (incremento NTC sulla frontiera da 500 MW a 1000 MW<sup>6</sup>), dell'interconnessione con la Svizzera Valtellina – Valchiavenna e due ulteriori interconnessioni con l'Austria.

A ciò si aggiungono diversi progetti privati di interconnessione con l'estero (cosiddette merchant lines), alcuni dei quali risultano già autorizzati.

<sup>6</sup> Le attività e gli studi congiunti con il TSO greco IPTO, in considerazione dell'evoluzione della generazione rinnovabile nello scenario di policy prevista nell'area Sud del paese, hanno evidenziato efficienze e sinergie determinate dalla realizzazione di un nuovo collegamento bipolare di 1.000 MW addizionali.

❖ **SETTORE GAS**

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, si riporta il bilancio relativo al triennio 2021-2023.

Tabella 5 - Bilancio del gas naturale, triennio 2021-2023

<b>Bilancio del gas naturale – Italia (1)</b>						
<b>(milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)</b>						
<b>gennaio - dicembre</b>						
		<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>Variaz. 22-21 %</b>	<b>Variaz. 23-22 %</b>
a)	<b>Produzione nazionale (2)</b>	2.988	3.316	3.343	-0,8%	-9,9%
b)	<b>Importazioni</b>	61.608	72.309	72.592	-0,4%	-14,8%
	Mazara del Vallo	23.040	23.554	21.169	11,3%	-2,2%
	Gela	2.522	2.619	3.231	-18,9%	-3,7%
	Tarvisio	2.844	13.976	29.061	-51,9%	-79,7%
	Passo Gries	6.567	7.587	2.170	250,0%	-13,5%
	Melendugno	9.988	10.320	7.124	43,0%	-3,2%
	Piombino	1242				
	Panigaglia (2)	2.603	2.205	1.054	109,1%	+18,0%
	Cavarzere (2)	8.873	8.277	7.219	14,7%	+7,2%
	Livorno (2)	3.860	3.718	1.416	167,2%	+3,8%
	Gorizia	41	26	39	-34,4%	+59,8%
	Altri	29	25	19	42,7%	+5,7%
c)	<b>Esportazioni</b>	2.619	4.594	1.543	197,6%	-43,0%
d)	<b>Variazione delle scorte (2)</b>	457	2.581	-1.591	-262,2%	-82,3%
e)= a)+b)-c)-d)	<b>Consumo Interno Lordo</b>	61.520	68.450	75.983	-9,9%	-10,1%

(1) Preconsuntivo al netto dei transiti

(2) Comprende consumi e perdite

La guerra russa all'Ucraina ha visto fortemente impegnata l'Italia e gli altri Paesi UE in un enorme sforzo per ridurre sin da subito l'import dalla Russia. L'Italia è riuscita a sostituire l'import di gas attraverso il metanodotto di ingresso di Tarvisio, incrementando l'utilizzo dei rigassificatori e l'import da Mazara del Vallo (Algeria), da Passo Gries (Norvegia, prevalentemente) e da Melendugno (Arzerbaijan). Si evidenzia anche che sono aumentate le esportazioni di gas (di quasi il 200% nel 2022). L'Italia riesce così a posizionarsi come hub energetico verso l'Europa, per cui diventano sempre più cruciali i rapporti con i Paesi che si affacciano sul Mediterraneo.

Il consumo in Italia nel 2022 è stato pari a 68,52 mld di Sm<sup>3</sup>, in diminuzione di circa il 10% rispetto ai dati del 2021 (pari a 75,98 mld di Sm<sup>3</sup>). Come detto sopra, il 2022 è stato un anno particolarmente critico a causa della guerra russo ucraina che ha determinato un orientamento delle politiche

europee volte a trovare una sostituzione all'import di gas russo e, contemporaneamente volte a conseguire obiettivi di riduzione dei consumi. Un insieme di fattori, quali l'alto livello dei prezzi del gas (che ha portato a una riduzione dei consumi prima nel settore industriale e poi in quello civile), le temperature miti invernali oltre alle misure adottate hanno portato alla contrazione dei consumi di gas che a sua volta ha determinato un ridotto uso degli stoccaggi, il più basso che si sia avuto storicamente.

Il consumo in Italia nel 2023 è stato pari a 61,52 mld di Sm<sup>3</sup>, in diminuzione di circa il 10% rispetto ai dati del 2022 a causa del calo dei consumi registrato in alcuni settori. In particolare, la riduzione della domanda di gas è attribuibile al:

- I. settore termoelettrico, a seguito dell'aumento delle importazioni di energia elettrica (ripresa del nucleare francese), della maggiore produzione rinnovabile (in particolare idroelettrica), della riduzione della domanda elettrica anche a seguito della lenta ripresa del settore industriale;
- II. settore residenziale e terziario, a fronte delle temperature complessivamente più miti rispetto al 2022, oltre che delle azioni di efficientamento energetico e di contenimento dei consumi che hanno influenzato i primi mesi dell'anno;
- III. settore industriale influenzato dall'andamento dei prezzi delle commodities e dall'instabile situazione macroeconomica, che ha comportato una flessione della produzione industriale (in particolare nei settori "energy intensive").

Il gas proveniente dall'estero viene immesso sulla rete nazionale di gasdotti attraverso 6 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela, Melendugno) e dai terminali di rigassificazione del GNL collegati alla rete nazionale dei gasdotti; "GNL Italia" nel Mar Ligure che immette a Panigaglia, "GNL Adriatico" nell'off-shore dell'Alto Adriatico che immette a Cavarzere, "OLT Offshore" nel Mar Tirreno che immette a Livorno e "FSRU Piombino" che immette nel porto dell'omonima città.

Per accelerare l'indipendenza dall'import russo, oltre a FSRU Piombino, operativo da maggio 2023, è stata autorizzata una nuova unità FSRU da collocare a Ravenna. I due nuovi rigassificatori garantiscono una capacità di rigassificazione incrementale di circa 10 miliardi di metri cubi anno.

Figura 2 – Mappa rete gas nazionale e principali punti di entrata



In tale percorso si inserisce anche il cosiddetto raddoppio del Tap che consentirà di disporre di una maggiore capacità di import di gas dal 2026.

Infine, è stato autorizzato il progetto di interconnessione con Malta attraverso un nuovo gasdotto con partenza da Gela (Progetto PCI). Tale progetto funzionerà in export.

L'attuale ricerca di diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas può portare l'Italia a porsi come un *hub* nel Mediterraneo, divenendo un punto di immissione di gas e di suo convogliamento verso gli altri paesi europei (Malta, Slovenia, Slovacchia al momento), anche attraverso il rafforzamento di alcune infrastrutture (verso Austria) transfrontaliere e interne (Linea Adriatica).

Le importanti scoperte di gas naturale avvenute nel corso degli ultimi anni nell'area del Mediterraneo orientale – che include le zone economiche esclusive (ZEE) di Israele, Cipro ed Egitto – hanno posto le basi per nuove forme di collaborazione e per un potenziale riequilibrio del mercato energetico regionale ed europeo, anche in ottica di maggiore sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti. A seguito dei successi di queste attività esplorative, l'Egitto è infatti divenuto autosufficiente, ed esportatore, Israele è diventato produttore di gas naturale ed a sua volta esportatore attraverso la Giordania. Restano numerose aree ancora da esplorare nella ZEE di Cipro, ma anche in Egitto e nel resto del Levante. Le considerevoli quantità scoperte saranno pienamente

commercializzabili nei prossimi anni e pertanto occorre individuare opzioni concrete di esportazione sia nel breve/medio termine che nel lungo termine.

L'Italia è tra i Paesi fondatori dell'East Mediterranean Gas Forum (EMGF), iniziativa nata su impulso dell'Egitto, che riunisce anche Grecia, Cipro, Israele, Giordania e Autorità Palestinese allo scopo di creare una piattaforma di cooperazione, che coinvolge anche il settore privato, su politiche comuni per l'utilizzo del gas scoperto e da scoprire nel Mediterraneo orientale, in vista della promozione di un mercato mutuamente vantaggioso e sicuro del gas nella regione, con ricadute potenziali anche oltre la regione stessa. Ai paesi fondatori membri dell'EMGF si è aggiunta la Francia quale Paese membro a pieno titolo, mentre Stati Uniti, Unione Europea e Banca Mondiale ne fanno parte come Osservatori.

Il Forum, fortemente promosso dall'Egitto - la sede si trova al Cairo e la posizione di Segretario Generale è dalla sua costituzione detenuta dall'Egitto - si è posto come importante interlocutore fra Paesi produttori, importatori e di transito del gas non solo per rendere commercializzabili le importanti quantità di gas scoperte e da scoprire ma anche nella promozione della transizione energetica e di politiche volte alla decarbonizzazione del settore del gas nel bacino del Levante, anche alla luce della recente presidenza dell'Egitto alla COP 27.

La recente crisi russo-ucraina e la conseguente necessità di rendersi indipendenti dalle forniture di gas russo hanno richiesto di massimizzare le importazioni di gas e di GNL da Paesi fornitori. A questo proposito, in coordinamento con ENI e SNAM, il TSO nazionale del gas, sono state intraprese iniziative per garantire nuove forniture di GNL dall'Egitto (fino a 3,5 miliardi di metri cubi).

Infine, è importante evidenziare il ruolo strategico che ha svolto lo stoccaggio gas, per assicurare la sicurezza energetica e garantire la modulazione stagionale della domanda, con circa 18,5 miliardi di metri cubi di capacità di stoccaggio.

## ❖ SETTORE OIL

### ◆ **OLEODOTTO TRANSALPINO (SIOT)**

L'oleodotto transalpino TAL (Transa-Alpine Pipeline) è una importante infrastruttura di trasporto di petrolio grezzo che attraversa le Alpi, collegando il Porto di Trieste alla città di Ingolstadt in Germania. L'oleodotto ha una lunghezza complessiva di circa 752 km ed una capacità di trasporto di circa 36 milioni di barili di petrolio grezzo all'anno e attraversa Italia, Austria a Germania, collegando il Porto di Trieste con i Länder tedeschi della Baviera e del Baden-Württemberg. La parte italiana dell'oleodotto, gestita dalla Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino (SIOT) che fa parte del gruppo TAL, è lunga circa 150 km e comprende anche il parco serbatoi di San Dorligo della Valle ed il terminal marino sito nel Porto di Trieste.



Figura 3 – Oleodotto Transalpino, tracciato



Le petroliere approdano ai due pontili del Terminale Marino nel Porto di Trieste, dove il greggio viene scaricato e trasferito al Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle (Trieste); da lì, l'Oleodotto Transalpino attraversa il Friuli-Venezia Giulia, tre regioni dell'Austria (Carinzia, Salisburghese e Tirolo) e la Baviera per giungere al Parco Serbatoi di Lenting nei pressi di Ingolstadt. Due diramazioni verso Est e verso Nord Ovest conducono il greggio verso le raffinerie tedesche.

Le raffinerie rifornite dall'infrastruttura sono otto, sei delle quali unicamente rifornite (e rifornibili) da questo oleodotto: si tratta dell'intero settore della raffinazione austriaca, ceca e del sud della Germania.

Attualmente è in corso il procedimento di autorizzazione, gestito dalla Regione Friuli-Venezia Giulia, per raggiungere una autosufficienza energetica attraverso la realizzazione, nel percorso che si sviluppa in Friuli, nelle località di Trieste, Reana del Rojale, Cavazzo e Paluzza, di quattro piccole centrali termiche, necessarie per azionare le pompe di spinta del greggio, senza dovere alimentarsi tramite la rete elettrica.

#### ◆ **PARCO SERBATOI DI SAN DORLIGO DELLA VALLE**

Il Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle, che fa parte dell'infrastruttura SIOT, è costituito da n.32 serbatoi a tetto galleggiante, con una capacità totale di oltre 2 milioni di metri cubi e vi possono essere stoccate contemporaneamente diverse qualità di petrolio greggio. Il greggio proveniente dai due pontili del Terminale Marino nel Porto di Trieste, viene stoccato nei serbatoi di San Dorligo, ed all'interno del Parco Serbatoi, attraverso la prima stazione di pompaggio, il greggio viene immesso nell'oleodotto nel suo viaggio verso il nord.

Il parco serbatoi è situato nella parte Sud Est della Zona Industriale di Trieste e, come detto, è adibito alle operazioni di stoccaggio e movimentazione del petrolio greggio proveniente dal Terminale Marino.



◆ **DEPOSITO COSTIERO DI OLI MINERALI SEASTOCK**

Nel Porto di Trieste opera la **Seastock Srl**, società del gruppo Tosto, che ha acquisito il terminal petrolifero della Società **Depositi Costieri Trieste SpA**. L'impianto per la movimentazione e lo stoccaggio di prodotti petroliferi, energetici ed oli minerali, ha una capacità di stoccaggio di 130.000 mc ed è costituito da n.26 serbatoi.

L'impianto rappresenta un *hub* fondamentale per il rifornimento di carburante in tutto il nord Italia e rappresenta una porta vicina ed accessibile per tutti i mercati dell'Europa centrale ed orientale.

❖ **ULTERIORI SETTORI DI COOPERAZIONE TRANSFRONTALIERA**

◆ **LA COOPERAZIONE TRANSFRONTALIERA IN AMBITO CCS**

L'Italia intende sviluppare la filiera della Carbon Capture and Storage (di seguito CCS). Assieme a Francia e Grecia è stato elaborato e presentato a marzo 2023 un piano regionale a sostegno dello sviluppo delle infrastrutture di CCS nel bacino del Mar Mediterraneo nell'ambito di applicazione del Regolamento TEN-E (*Trans-European Networks for Energy*) 2022/869. Il piano transfrontaliero è scalabile e lo sviluppo di catene del valore della CCS, come quelle presentate di seguito, consente la promozione di ulteriori progetti nella regione mediterranea. Di conseguenza, altri Paesi che si affacciano sul Mediterraneo potrebbero aderire successivamente per rafforzare la cooperazione regionale in materia di CCS.

Il ruolo della CCS è ampiamente riconosciuto per raggiungere la neutralità climatica e l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale entro 1,5 gradi. Le catene del valore della CCS si sono cristallizzate nel Nord Europa facendo leva sull'uso di giacimenti in via di esaurimento oil & gas nel Mar del Nord, e si trovano in fasi di sviluppo relativamente avanzate. Al 2024 si registra un ritardo nello sviluppo di simili infrastrutture nel Sud Europa. Attivando una collaborazione rafforzata, Francia, Grecia e Italia hanno manifestato un interesse comune per facilitare i progetti CCS: massimizzare le sinergie sui processi di liquefazione, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub> e promuovere le infrastrutture con accesso terzi rappresentano i fattori chiave per la diffusione della cattura della CO<sub>2</sub> negli Stati membri dell'UE che intendono utilizzare tale tecnologia. Il Piano Mediterraneo per la CCS, redatto da Italia, Francia e Grecia a sostegno della candidatura dei progetti Callisto Mediterranean CO<sub>2</sub> Network, Prinos CO<sub>2</sub> storage e Augusta C2, in ottemperanza alle previsioni del Regolamento TEN E, fornisce un quadro per le discussioni e la cooperazione tra i suoi firmatari, ma non impone alcun vincolo legale, normativo o politico e non sostituisce le politiche e le strategie CCS nazionali.

Lo sviluppo di un hub CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage), dove molti emettitori di CO<sub>2</sub> possono beneficiare di infrastrutture comuni e di una rete di trasporto transfrontaliera ad accesso aperto è fondamentale perché non tutti gli Stati membri hanno accesso a siti di stoccaggio geologico adeguati. Le catene del valore di liquefazione, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub> dovranno essere sviluppate a livello regionale, per motivi legati a:

- diversità di percorsi e depositi;
- aumento della concorrenza tra infrastrutture alternative;
- evitare posizioni dominanti (che potrebbero crearsi, ad esempio, se le catene del valore della CO<sub>2</sub> si verificano solo in alcune parti d'Europa);
- ottimizzazione dei percorsi di trasporto della CO<sub>2</sub>.

◆ **POTENZIALI FLUSSI NAZIONALI E TRANSFRONTALIERI**

Con riferimento ai flussi internazionali di CO<sub>2</sub> provenienti da altri Paesi dell'area mediterranea, sono pervenute manifestazioni di interesse di iniezione in Italia, nell'ambito delle procedure del Regolamento TEN-E, da emettitori esteri, per un totale di oltre 1 Mton/anno di CO<sub>2</sub>, provenienti principalmente dalla Francia, che si aggiungono a quelle relative agli impianti nazionali di almeno 3,6 Mton/anno ed una potenziale cattura ed esportazione dall'Italia verso la Grecia entro la prima metà del 2030. Sono probabili ulteriori sviluppi, in quanto la potenziale espansione della rete e la grande capacità dei siti di stoccaggio di CO<sub>2</sub> sul territorio italiano consentono di ricevere volumi significativi di CO<sub>2</sub>, captata da impianti industriali nazionali e di altri paesi del Mediterraneo, in particolare dalla Francia.

D'altra parte, come accennato, è prevista anche l'esportazione dei volumi italiani di CO<sub>2</sub> catturata verso altri siti di stoccaggio nel bacino del Mediterraneo, in particolare verso la Grecia.

I progetti PCI (progetti di interesse comunitario), inclusi nella lista entrata in vigore a inizio 2024, riguardanti la regione del Mediterraneo (progetto "Callisto Mediterranean CO<sub>2</sub> Network" e "Prinos CO<sub>2</sub> storage"), sono specificamente progettati in un contesto transfrontaliero e coinvolgono l'Italia a diversi livelli. Il progetto CALLISTO Mediterranean CO<sub>2</sub> Network rientra nell'ambito più ampio del progetto italiano Ravenna CCS, che mira a fornire un'infrastruttura ad accesso aperto su vasta scala, offrendo a industrie e centrali elettriche situate sia in Italia che nel Sud Europa con emissioni di CO<sub>2</sub> difficili da abbattere una soluzione di decarbonizzazione tempestiva ed economica su base trasparente e non discriminatoria. Il progetto Callisto coinvolge l'Italia lungo l'intera filiera CCS, fornendo un impegno significativo per lo sviluppo delle infrastrutture per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> in Italia. In questo progetto, l'Italia è il Paese destinatario delle emissioni di CO<sub>2</sub> di altri Paesi, diventando il perno della filiera attraverso il suo sito di stoccaggio geologico nel Mare Adriatico. D'altra parte, nel progetto di stoccaggio di CO<sub>2</sub> di Prinos l'Italia è parte del processo come Paese emettitore, poiché lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> è previsto presso il sito di stoccaggio di Prinos (Grecia).

La collaborazione con la Francia e con la Grecia continua in chiave bilaterale anche nel quadro dell'applicazione provvisoria dell'emendamento del 2009 all'articolo 6 del Protocollo di Londra.

#### ◆ **COOPERAZIONE TRANSFRONTALIERA PER L'ENERGIA RINNOVABILE OFFSHORE E CORRIDOI DI RETE OFFSHORE PRIORITARI**

Lo scenario di policy elaborato per il presente piano prevede che al 2030 siano installati complessivamente circa 131 GW di impianti a fonti rinnovabili (di cui circa 80 GW fotovoltaici e circa 28 GW eolici), con un incremento di capacità di circa 74 GW rispetto al 2021 (di cui circa +57 GW da fotovoltaico e circa +17 GW da eolico). Tale capacità potrebbe svilupparsi per una parte significativa al centro-sud del Paese per via della maggiore producibilità eolica e solare, sempre nel rispetto del burden sharing regionale. Per raggiungere questi sfidanti obiettivi sarà importante far ricorso alle diverse tecnologie rinnovabili disponibili, incluse quelle offshore (anche flottanti) al fine di sfruttare ulteriori aree ventose e soleggiate limitando il consumo di suolo e l'impatto paesaggistico.

A livello europeo, come noto, la strategia per le energie rinnovabili offshore (COM(2020) 741 final) evidenzia la necessità di raggiungere almeno 300 GW di energia eolica offshore e 40 GW di energia oceanica entro il 2050 nell'UE come mezzo chiave per raggiungere la neutralità climatica. Per facilitare lo sviluppo dell'energia rinnovabile offshore, il regolamento TEN-E del 2022 richiede che gli Stati membri all'interno dei loro specifici corridoi di reti offshore prioritari, tenendo conto delle specificità e dello sviluppo in ciascuna regione, concludano un accordo non vincolante per cooperare a livello transfrontaliero sugli obiettivi per le energie rinnovabili offshore da realizzare entro il 2050 all'interno di ciascun bacino marittimo, con una indicazione delle fasi intermedie nel 2030 e nel 2040, in linea con i PNIEC e il potenziale rinnovabile offshore di ciascun bacino marittimo.

L'Italia, che si affaccia sia sul bacino del Mediterraneo orientale, sia sul quello occidentale, ha adottato a gennaio del 2023 due accordi non vincolanti di questo tipo insieme agli altri Stati membri interessati (per quanto riguarda specificamente l'Italia la collaborazione si svolge con Grecia, Spagna, Francia, Malta, Croazia e Slovenia), con l'impegno a collegare alla rete nazionale italiana entro il 2030 fino a 4 GW nel corridoio prioritario della rete offshore "South and West Offshore Grids" e 4,5 GW nel corridoio di rete offshore prioritario "South and East Offshore Grids".

◆ **COOPERAZIONE PER LA REALIZZAZIONE DI UNA INFRASTRUTTURA TRANSFRONTALIERA PER L'IDROGENO**

L'infrastruttura "SouthH2 Corridor", che sarà implementata da SNAM e dai TSO austriaci e tedeschi, rientra nella European Hydrogen Backbone e prevede lo sviluppo di una serie di idrogenodotti in Italia, Austria e Germania per il trasporto del vettore energetico dai possibili luoghi di produzione di idrogeno rinnovabile in Nord Africa, ed in prospettiva dal mezzogiorno italiano, verso le principali aree di potenziale consumo italiano ed europeo. Nello specifico, il SouthH2Corridor è una dorsale di gasdotti dedicata all'idrogeno lunga 3.300 km, incentrato sull'utilizzo delle infrastrutture midstream esistenti per il trasporto di idrogeno, con l'inclusione di alcune nuove infrastrutture dedicate ove necessario.

L'Italian Hydrogen Backbone - Dorsale Italiana dell'Idrogeno, il segmento italiano del corridoio, utilizzerà delle infrastrutture gas esistenti, opportunamente riadattate per il trasporto dell'idrogeno, unitamente a nuovi tratti da realizzare, con la previsione di aprire alle risorse rinnovabili dell'Africa del Nord attraverso un ulteriore sviluppo lungo il tracciato dei gasdotti Trans Tunisian Pipeline ("TTPC") e Trans Mediterranean Pipeline ("TMPC") che collegano Algeria/Tunisia ed Italia.

La Commissione Europea, con il Regolamento Delegato (UE) 2024/1041 del 28 novembre 2023, ha inserito il corridoio dell'idrogeno che connette Italia, Austria e Germania nell'elenco dell'Unione dei Progetti di Interesse Comune (PCI), ai sensi del nuovo Regolamento (UE) 2022/869 sulle infrastrutture energetiche transeuropee (TEN-E).

Per supportare la realizzazione dell'infrastruttura, nel 2023 è stato avviato un gruppo di lavoro con i tecnici dei Ministeri dei Paesi coinvolti. Il 30 maggio 2024 è stata firmata la Dichiarazione congiunta di intenti politici tra i Ministeri competenti in tema di energia di Italia, Germania e Austria che mira a rafforzare la cooperazione per lo sviluppo del corridoio meridionale per l'idrogeno.

Diversi altri Stati Membri UE, oltre a Italia, Germania e Austria, hanno manifestato interesse verso il SouthH2 Corridor e verso la possibilità di collegarsi in futuro all'infrastruttura.

*iv. Struttura amministrativa per l'attuazione delle politiche nazionali per l'energia e il clima*

La riforma del titolo V della Costituzione e, in particolare l'articolo 117, colloca la materia della "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" tra le competenze concorrenti tra Stato e Regioni.

Il testo dell'articolo 117 della Costituzione ha conservato alla potestà esclusiva dello Stato materie connesse al settore energetico, tra le quali:

- i rapporti con l'Unione europea;
- la tutela della concorrenza;
- la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali;
- la tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica;
- la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema.

All'interno dei principi stabiliti dalla legge nazionale, tra le funzioni poste in capo alle Regioni vi sono:

- la formulazione degli obiettivi di politica energetica regionale;
- la localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- il rilascio delle concessioni idroelettriche;
- la certificazione energetica degli edifici;
- la garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
- la sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti regionali.

Inoltre, in virtù dei tre vincoli che accomunano lo Stato e le Regioni nel legiferare - il rispetto della Costituzione, il rispetto dell'ordinamento comunitario e il rispetto degli obblighi internazionali - le Regioni sono chiamate, in solido con lo Stato, al raggiungimento degli obiettivi vincolanti previsti per il 2030 dall'Unione europea in materia di energia e di clima. Una modalità di raccordo tra Stato e Regioni, per la condivisione e il raggiungimento di obiettivi nazionali assunti in ambito comunitario, è stata sperimentata con riferimento agli obiettivi 2020 sulle fonti rinnovabili. In virtù del c.d. Decreto burden sharing (DM 15 marzo 2012), si fissava il contributo che le diverse Regioni e Province autonome erano tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale, attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020. Un approccio basato sulla ripartizione degli sforzi tra le diverse Regioni è opportuno, almeno in alcuni ambiti e nelle modalità appropriate, anche oltre il 2020, per assicurare la condivisione degli obiettivi e chiamare i governi territoriali a concorrere coerentemente al loro raggiungimento. La ripartizione della potenza obiettivo rinnovabile per singola regione (burden sharing) è in fase di aggiornamento nel decreto sulle aree idonee di imminente emanazione.

In vista degli obiettivi al 2030, e successivamente al 2050, è inoltre necessario stimolare un ruolo più attivo degli Enti territoriali più vicini al cittadino. In particolare, attraverso la valorizzazione e il potenziamento delle azioni che tali Enti stanno portando avanti nell'ambito dei propri Piani di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) e Piani di Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), strumenti operativi del "Patto dei Sindaci".

Le funzioni dello Stato chiamano in causa, in primo luogo, il **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica** (MASE) il cui ambito di azione è molto ampio avendo al suo interno tutte le competenze ambientali, nonché alcune delle competenze chiave nel processo della transizione ecologica, inerenti principalmente al settore dell'energia, intesa anche come sicurezza ed economicità delle forniture.

Oltre al MASE, altri Ministeri sono coinvolti nel processo di individuazione e attuazione delle politiche e misure necessarie per raggiungere gli obiettivi del Piano, quali ad esempio il **Ministero dell'Economia e delle Finanze** (MEF), il **Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti** (MIT), il **Ministero delle Imprese e del Made in Italy** (MIMIT), il **Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste** (MASAF), il **Ministero dell'Università e della Ricerca** (MUR), il **Ministero della Cultura** (MiC).

Inoltre, occorre segnalare che con Decreto Legge 1° marzo 2021, n. 22 è stato istituito, presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, il Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE), che nasce dall'esigenza di fornire una prima definizione della *governance* della transizione ecologica, con il compito di coordinare le politiche nazionali in materia di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, mobilità sostenibile, contrasto del dissesto idrogeologico e del consumo del suolo, risorse idriche e relative infrastrutture, qualità dell'aria ed economia circolare.

Il CITE è presieduto dal Presidente del Consiglio dei ministri o, in sua vece, dal Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ed è composto dalle altre Amministrazioni centrali competenti per materia (MEF, MIT, MIMIT, MASAF, MLPS). Partecipano, altresì, gli altri Ministri o i

loro delegati aventi competenza nelle materie oggetto dei provvedimenti e dei temi posti all'ordine del giorno.

Oltre alle Amministrazioni centrali dello Stato concorrono alla realizzazione delle politiche nazionali connesse al raggiungimento degli obiettivi nazionali diversi altri soggetti, operanti in un assetto coerente con le regole europee. Tra esse si citano innanzitutto l'**Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)** e l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)**: nel rispetto dell'indipendenza dal potere esecutivo, tali organismi hanno, sia pur con ruoli diversi, compiti essenziali di tutela degli interessi dei consumatori e di promozione della concorrenza, di garanzia sull'efficienza e sulla diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, anche in materia di energia, nonché, per quanto riguarda ARERA, di regolare buona parte degli strumenti connessi alle politiche energetiche nazionali.

La società **Terna S.p.A.** svolge il ruolo di operatore dei sistemi di trasmissione nazionale (TSO). I compiti di Terna prevedono la gestione della rete ad alta e altissima tensione, la manutenzione delle infrastrutture di rete, la pianificazione dello sviluppo e la costruzione della rete, il dispacciamento ossia la gestione dei flussi di elettricità sulla rete, garantendo un equilibrio costante tra domanda e offerta elettrica. Tali servizi regolamentati vengono svolti in regime di monopolio sulla base della concessione governativa, con regolazione di ARERA.

La società **Snam S.p.A.** è il principale operatore infrastrutturale del trasporto e dispacciamento, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. Con riferimento all'attività di trasporto e dispacciamento, la controllata **Snam Rete Gas** si configura come gestore del sistema di trasporto del gas naturale in regime di separazione proprietaria in osservanza del D.lgs. 1° giugno 2011, n.93, che ha recepito le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE relative alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. L'insieme delle regole per l'accesso e l'utilizzo del servizio di trasporto sulla rete di metanodotti di Snam Rete Gas, nonché i livelli di qualità del servizio, sono definiti nel Codice di Rete approvato da ARERA, la quale disciplina inoltre il sistema tariffario del trasporto di gas naturale stabilendo i criteri di determinazione delle tariffe per ciascun periodo di regolazione.

Di particolare rilievo per il futuro, anche in ottica di strategia di lungo termine, si rivela il rafforzamento della cooperazione tra Terna e Snam, con l'intento di coordinare lo sviluppo dei rispettivi piani decennali sulla base di scenari condivisi e coerenti con il PNIEC e con la Strategia di lungo termine, in relazione alle necessità connesse alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

La rete di distribuzione elettrica in Italia è suddivisa attualmente tra 126 **imprese distributrici (DSO)**, operanti sulla base di concessioni del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e delle Province di Trento e Bolzano. Si tratta di soggetti molto differenziati per ampiezza del territorio servito, dimensione e disciplina giuridica di riferimento (Comuni, aziende municipalizzate, tipologie di società). Gli atti di concessione ministeriale sono pubblicati sul sito web del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica; inoltre, Terna pubblica e tiene aggiornato sul proprio portale l'elenco delle imprese distributrici e dei relativi codici identificativi, nonché l'archivio storico delle variazioni societarie intervenute relativamente a tali imprese. Più articolata, e peraltro in riorganizzazione, la struttura delle concessioni di distribuzione gas.

Di particolare rilievo sono le funzioni del **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)**, società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), operante in conformità con gli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e responsabile della gestione e del monitoraggio dei meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili - nel settore elettrico, termico e dei trasporti - e all'efficienza energetica.

Fanno parte del gruppo GSE: la società **Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)**, il **Gestore dei Mercati Energetici (GME)** e l'**Acquirente Unico (AU)**.

**RSE** è una società attiva nell'analisi, studio e ricerca applicata all'intero settore energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema e a finanziamenti internazionali. I principali contenuti dei progetti RSE attengono all'evoluzione di metodi e tecnologie per la produzione energetica sostenibile, la distribuzione e lo stoccaggio dell'energia elettrica, gli scenari di sistema energetico in linea con gli obiettivi e gli indirizzi della politica energetica nazionale e i programmi energetici dell'UE.

**GME** è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati dell'ambiente, del gas naturale e dei carburanti secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché della gestione della piattaforma per la registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica, conclusi al di fuori del mercato.

**AU** ha il ruolo di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato (fin quando questo segmento del mercato non sarà superato), e, per conto di ARERA gestisce lo Sportello per il consumatore per fornire assistenza ai clienti finali di energia elettrica e gas e il Servizio di Conciliazione per la risoluzione delle controversie tra clienti e operatori. AU, inoltre, tramite il Sistema Informativo Integrato (SII), è al centro dei flussi informativi relativi ai mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, disponendo di una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti. Infine, sono state attribuite alla società le funzioni e le attività di Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) per la gestione delle scorte petrolifere di sicurezza.

**L'ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile** è l'ente pubblico di ricerca, vigilato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, finalizzato alla ricerca, all'innovazione tecnologica e alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, dell'ambiente e dello sviluppo economico sostenibile alla pubblica amministrazione centrale e locale e ai cittadini, secondo le direttive emanate dal Ministero. Essa svolge anche le funzioni di Agenzia nazionale per l'efficienza energetica e attua il trasferimento tecnologico alle imprese dei risultati delle ricerche.

**L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)**, è l'ente pubblico, sottoposto alla vigilanza del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), che svolge attività di ricerca e sperimentazione, controllo, monitoraggio e valutazione, consulenza strategica, assistenza tecnica e scientifica, informazione, divulgazione, educazione e formazione, in materia ambientale, con riferimento alla tutela delle acque, alla difesa dell'ambiente atmosferico, del suolo, del sottosuolo, della biodiversità marina e terrestre e delle rispettive colture.

#### ◆ **MONITORAGGIO**

Il quadro delineato è articolato e, dunque, suggerisce un rafforzamento sia delle attività di coordinamento che di quelle di monitoraggio, per un'azione sinergica ai fini del perseguimento degli ambiziosi obiettivi al 2030 e al 2050.

Lo scenario riportato nel PNIEC è lo scenario obbiettivo che si ritiene oggi più probabile tra tutti quelli valutati in sede di pianificazione e che origina dal disegno delle politiche pubbliche e delle misure contenute nel PNIEC medesimo. Per seguire nel tempo l'efficacia di dette politiche e misure ed intervenire, se necessario, con azioni correttive, è importante dotarsi di una funzione di monitoraggio dello stato di attuazione del Piano.

Le attività di monitoraggio - coerentemente con quanto indicato dagli articoli 17 e 18 del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima e con quanto previsto in ambito Eurostat/UE – assumono, infatti, un ruolo molto importante per assicurare un'accurata attività di individuazione e verifica del percorso di decarbonizzazione, del grado di raggiungimento degli obiettivi e di attuazione delle politiche in materia energetica ed emissiva, sia per dare riscontro tempestivo ai decisori pubblici dell'efficacia delle misure e della loro



eventuale necessità di aggiornamento (monitoraggio attivo) sia per fornire informazioni chiare e aggiornate a tutti gli stakeholders. In tale ottica, nell'ambito dei profili delle competenze concorrenti tra Stato e Regioni, nel rispetto dei ruoli delle Autorità di settore, dei gestori di rete e degli operatori di mercato e al fine di consentire una corretta implementazione del Piano, si intende istituire una sede tecnica stabile di monitoraggio attivo denominata "Osservatorio PNIEC"; questo Osservatorio assorbirà altresì il preesistente Osservatorio rinnovabili, per la verifica sia dell'andamento dei trend emissivi ed energetici rispetto agli obiettivi, sia dello stato di attuazione e di efficacia delle politiche climatiche ed energetiche contenute nel Piano. L'Osservatorio, sarà composto da rappresentanti del MASE, presso cui è costituito, da rappresentanti delle altre amministrazioni centrali competenti, da una rappresentanza delle Regioni indicata dal Coordinamento Energia ed Ambiente della Conferenza Stato Regioni, da ANCI, dal GSE, RSE, ISPRA ed ENEA, nonché da esperti energia e clima; e ha lo scopo di promuovere un coordinamento maggiore e di garantire confronti tecnici evoluti in merito all'implementazione del Piano e al monitoraggio della sua attuazione, preliminari alle procedure ufficiali stabilite da norma in sede di Conferenza Stato Regioni o Unificata, e condivisione delle necessarie correzioni evolutive del PNIEC in fase attuativa.

A supporto delle attività di monitoraggio dell'Osservatorio PNIEC si segnala la piattaforma di monitoraggio del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima che dovrà essere istituita dal GSE ai sensi dell'articolo 48 del Decreto legislativo dell'8 novembre 2021, n.199, in linea con il Regolamento (UE) 2018/1999.

Tale piattaforma consentirà di mettere a disposizione le informazioni relative al livello di raggiungimento dei diversi target e l'efficacia delle politiche, alla diffusione degli investimenti sul territorio e la performance dei procedimenti autorizzativi, l'evoluzione dei costi delle tecnologie e le ricadute economiche e occupazionali. La raccolta ed elaborazioni di tali informazioni, di diversa provenienza, consentirà altresì di predisporre le relazioni periodiche di monitoraggio previste dal Regolamento (UE) 2018/1999 e di fornire elementi di input per il piano di monitoraggio ambientale del PNIEC e di fornire informazioni aggiornate e tempestive a cittadini e pubbliche amministrazioni centrali e locali sull'evoluzione del quadro energetico ed emissivo e sullo stato di attuazione del Piano.

Oltre a tale piattaforma occorre segnalare che la verifica degli obiettivi emissivi discendenti da norme e accordi nazionali, europei e internazionali, è realizzata, gestita e aggiornata da ISPRA ai sensi della legislazione nazionale, e tramite le comunicazioni relative agli obblighi europei (regolamento (UE) 2018/1999 Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima) e internazionali (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC)) anche attraverso il "Sistema nazionale per la realizzazione dell'inventario nazionale dei gas serra" e il "Sistema nazionale in materia di politiche e misure e di proiezioni".

Infine, considerato quanto richiamato in ambito Eurostat ovvero di potenziare le statistiche energetiche e di estenderne il campo di pertinenza per favorire e supportare le decisioni sulle politiche, affinché l'Italia possa restare al passo con tale scenario evolutivo, si prevede di destinare specifiche risorse alla realizzazione di rilevazioni statistiche periodiche che consentano di ricostruire struttura e caratteristiche dei consumi energetici nei diversi settori (residenziale, terziario, industriale, trasporti), con modalità, definizioni e metodologie armonizzate in ambito Eurostat. Parallelamente si intende valorizzare le informazioni presenti negli archivi amministrativi dei vari enti e amministrazioni.

### 1.3 Consultazioni e coinvolgimento degli enti nazionali e dell'Unione ed esiti ottenuti

---

La necessità e l'opportunità di una adeguata consultazione pubblica sul PNIEC discende non solo dal rilievo del documento, ma anche da specifiche disposizioni del Regolamento sulla Governance, in base al quale ciascuno Stato membro provvede affinché al pubblico siano fornite effettive opportunità di partecipazione all'elaborazione del Piano. A tal proposito, il MASE, per garantire la "piena" attuazione di tale principio, ha avviato numerose attività nel 2023 e nel 2024. Si riporta di seguito una sintesi delle attività di consultazione e di coinvolgimento previste per il PNIEC 2024.

#### *i. Partecipazione del Parlamento nazionale*

In linea con quanto avvenuto con il PNIEC 2019, la proposta di aggiornamento del Piano inviata a giugno/luglio 2023 alla Commissione europea è stata resa disponibile ai Presidenti del Senato della Repubblica e della Camera dei Deputati. Le Commissioni parlamentari VIII (ambiente, territorio e lavori pubblici) e X (attività produttive, commercio e turismo) della Camera dei Deputati, hanno avviato nel mese di aprile 2024 un'indagine conoscitiva su tale proposta, svolgendo numerose audizioni di soggetti istituzionali e non.

#### *ii. Partecipazione delle autorità locali e regionali*

In virtù dell'assetto costituzionale dell'Italia, le Regioni hanno un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi in materia di energia e di clima. Parimenti significativo è il ruolo degli enti locali.

Durante la predisposizione della presente proposta di aggiornamento, il MASE ha avviato un dialogo con le 9 città italiane selezionate nell'ambito della Missione europea "100 città neutrali entro il 2030" (Bergamo, Bologna, Firenze, Milano, Padova, Parma, Prato, Roma, Torino); a loro è stato chiesto di contribuire all'individuazione degli ambiti di intervento di maggior rilievo per il raggiungimento degli obiettivi nazionali su energia e clima. Tale collaborazione in questa fase si è concretizzata nella predisposizione da parte degli enti locali e, in particolare delle principali città italiane, di proposte di politiche e misure relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, soprattutto per quanto riguarda gli ambiti con maggiori ricadute sull'ecosistema urbano: efficientamento energetico degli edifici, mobilità sostenibile, mitigazione delle emissioni e adattamento ai cambiamenti climatici.

Il confronto con le autorità locali e regionali è stato altresì previsto nell'ambito dell'elaborazione della versione definitiva di aggiornamento del PNIEC, tramite l'invio al Ministro per gli affari regionali e le autonomie della proposta di piano presentata a giugno/luglio 2023 alla Commissione europea.



*iii. Consultazioni con le parti interessate, comprese le parti sociali, e impegno della società civile e del pubblico*

❖ **COINVOLGIMENTO DELLE ISTITUZIONI E DEGLI STAKEHOLDER DI SETTORE**

Data la natura "trasversale" del Piano, il MASE ha coinvolto le Amministrazioni centrali competenti<sup>7</sup> nel processo di individuazione delle politiche e misure per il perseguimento degli obiettivi in materia di energia e clima e nelle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia. Tale coinvolgimento è stato finalizzato principalmente ad acquisire proposte su politiche e misure ritenute utili per il raggiungimento degli obiettivi sempre più sfidanti, derivanti dal nuovo quadro di riferimento europeo.

• **Consultazione degli stakeholders**

Nel 2023, è stata avviata con gli stakeholder del mondo produttivo, dell'associazionismo e della ricerca, una consultazione con lo scopo di acquisire elementi su specifici ambiti di interesse del Piano. A tal fine, sono state coinvolte circa cinquanta associazioni particolarmente rappresentative di alcuni settori, tra cui le associazioni del comparto industriale caratterizzato da elevati consumi energetici, dei trasporti, del gas, dell'agricoltura, dei servizi idrici, delle rinnovabili, dell'efficienza energetica e del settore ambientale.

Le associazioni sono state invitate a compilare un'apposita scheda per la raccolta delle possibili politiche e misure da valutare per il Piano, comprensiva anche dell'indicazione delle eventuali potenzialità, progettualità, nonché vincoli e criticità, ferma restando la possibilità per le associazioni di esprimere le proprie considerazioni sugli aspetti di maggiore interesse nonché sui diversi e complessivi temi trattati nell'ambito del Piano.

I contributi pervenuti dalle associazioni hanno consentito di avere conferma o maggiori dettagli su talune potenzialità e opzioni per superare eventuali criticità legate ai nuovi e più sfidanti obiettivi indicati nel Piano. I temi più ricorrenti sono stati quelli dello sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, anche nei settori industriali, della diffusione del biometano, dei biocombustibili, dell'idrogeno e della mobilità elettrica.

• **Tavoli tematici**

Tra la fine del 2023 e il primo semestre del 2024 il MASE ha organizzato alcuni tavoli tecnici tematici al fine di coinvolgere i principali stakeholders istituzionali (Ministeri, Agenzie e Enti di Ricerca, organizzazioni sindacali e associazioni di categoria) nella predisposizione di strategie, e nell'individuazione di nuove politiche e misure in alcuni ambiti specifici del Piano: decarbonizzazione del settore civile e del settore dei trasporti e just transition.

• **Tavolo sul settore civile**

Il tavolo sul settore civile ha coinvolto vari interlocutori istituzionali; oltre al MASE hanno partecipato, in particolare, il Ministero dell'Economia e delle Finanze, il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti, il Ministero della cultura, ARERA, ENEA, RSE, GSE, le Regioni e Anci.

Nel corso di questi incontri sono state portate avanti numerose attività tra cui:

- un'analisi del parco immobiliare nazionale allo scopo di acquisire informazioni sugli edifici (pubblici e privati), sui loro consumi e classe energetica, incluse ove possibile le dotazioni edilizie e impiantistiche. Tale analisi ha consentito di elaborare analisi più precise sulla consistenza del Parco immobiliare nazionale;

<sup>7</sup> Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIT), Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR), Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste (MASAF).

- una valutazione di nuove proposte di misure o di misure rimodulate (riforma delle detrazioni fiscali, rimodulazione delle accise elettriche, efficientamento della Pubblica Amministrazione, etc.), indagandone le fonti di finanziamento (finanza pubblica, proventi aste CO2, tariffe dell'energia, etc.);
- una analisi dei possibili impatti delle nuove proposte in merito al contributo al perseguimento dei diversi obiettivi (direttiva efficienza energetica, direttiva EPBD, effort sharing, etc.).

#### • Tavolo sul settore trasporti

Il tavolo sul settore dei trasporti ha coinvolto, oltre al MASE, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), il GSE, RSE, ISPRA e imprese e associazioni di categoria. Sono poi stati svolti incontri ad hoc con associazioni.

Gli scopi degli incontri sono stati quelli di:

- identificare le priorità d'azione e un set di misure aggiuntive ai fini di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione dei consumi nel settore trasporti: sostegno della mobilità sostenibile, riduzione del fabbisogno di mobilità privata, sviluppo di filiere industriali per l'incremento dell'offerta di tecnologie green;
- identificare gli interventi prioritari per lo sviluppo delle infrastrutture nazionali e locali necessarie a supportare la domanda di mobilità sostenibile e la riduzione del fabbisogno di mobilità privata;
- valutare gli impatti e la sostenibilità economica e sociale delle misure.

Grazie al lavoro svolto sono state individuate misure aggiuntive che a seguito di un'attenta valutazione d'impatto ed efficacia, sono state incluse tra quelle idonee al conseguimento degli obiettivi del Piano.

#### • Tavolo sugli aspetti occupazionali e sociali della transizione energetica

Gli incontri tematici sugli aspetti occupazionali e sociali della transizione energetica hanno visto un'ampia partecipazione. Oltre al MASE, hanno preso parte ai lavori altri dicasteri, tra i quali il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali (MILPS), il Ministero dell'Istruzione e del merito (MIM), il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), il Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste (MASAF), il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT).

Sono altresì intervenuti vari stakeholders: Istituzioni ed Enti di ricerca, tra cui GSE, RSE, ANCI, ANPAL, INAPP, ISTAT, Unioncamere; Associazioni di categoria come Confindustria, Confindustria Energia e Confcommercio; i maggiori Sindacati: CGIL, CISL, UIL; UGL.

Gli scopi principali degli incontri si possono riassumere come di seguito:

- valutare la possibilità di arricchire i contenuti del PNIEC in merito agli aspetti socioeconomici legati alla transizione ecologica (investimenti, impatti occupazionali, just transition, competenze);
- creare un luogo permanente di confronto tra le principali istituzioni e gli attori interessati, al fine di analizzare i benefici, le criticità, gli impatti e le potenzialità derivanti da una transizione ecologica giusta, tenendo presente il requisito che essa sia sostenibile dal punto di vista economico e sociale, oltre che energetico e ambientale, individuando i gap, le misure, e i percorsi che possano accompagnare la decarbonizzazione;
- porre le basi di dialogo per la predisposizione del Piano Sociale per il Clima.

I partecipanti hanno fornito numerosi contributi che sono stati dettagliatamente analizzati per farne emergere i messaggi chiave. Sono stati così identificati cinque tematiche principali, attorno cui si è concentrato l'interesse dei partecipanti, ovvero:

- governance;
- fonti di finanziamento e investimenti;
- ricadute economico-occupazionali;
- formazione e informazione;
- fabbisogno di competenze specialistiche.

Per quanto riguarda la **governance** del Piano, tutti i partecipanti hanno manifestato la disponibilità a collaborare, caldeggiando sempre soluzioni concertate, anche favorite da organismi quali il già previsto Osservatorio PNIEC, cui se ne potrebbero affiancare altri, come ad esempio una eventuale commissione permanente per la Giusta Transizione. Un confronto costante tra Governo e parti sociali è ritenuto fondamentale, per definire modalità di governance partecipata, nonché piani, misure e risorse per la just transition. Si segnala la proposta di predisporre una legge quadro per il clima che includa politiche per una giusta transizione, quali quelle a tutela dei diritti dei lavoratori maggiormente interessati dalla transizione ecologica e che potrebbero essere da essa spiazzati. Esempi possono essere le misure di contrasto alle delocalizzazioni, di lotta alla povertà energetica e alla povertà nei trasporti, di sostegno alla riconversione industriale, di protezione del reddito, di aggiornamento e certificazione delle competenze.

Connesso alla sfera della governance è il **monitoraggio e la valutazione dell'impatto sociale e occupazionale** della transizione nel tempo, necessario per apportare alle politiche e misure predisposte le modifiche via via necessarie, in un processo di costante fine tuning, così da garantire impatti positivi a livello di sistema in un'ottica di lungo termine. Da questo punto di vista sarà utile la prevista piattaforma di monitoraggio del PNIEC. Occorre, inoltre, mantenere costante il confronto tra il livello centrale e territoriale, coinvolgendo le istituzioni locali per garantire i livelli occupazionali e tutti i servizi atti a sostenere un'adeguata condizione economica e sociale nei territori maggiormente coinvolti dalla transizione energetica.

Nel corso degli incontri sono stati anche trattati i temi relativi al **finanziamento degli investimenti** previsti per la green economy, favoriti dalle misure previste. Tra i vari settori, è stato evidenziato l'impatto positivo, anche a livello occupazionale e sociale, che potranno avere gli investimenti in infrastrutture energetiche e nell'economia circolare.

Per quanto riguarda le **ricadute economico-occupazionali** le analisi condivise durante gli incontri, pur eterogenee nei risultati, condotte con metodologie differenti, alcune in chiave storica e non rivolta al futuro, testimoniano comunque prospettive positive e benefiche per l'economia derivanti dalla transizione energetica. Per affrontare questa grande trasformazione, alcuni interlocutori hanno sottolineato che è indispensabile il ruolo dello Stato, proponendo, ad esempio, la costituzione di una eventuale Agenzia per lo sviluppo sostenibile e la Giusta Transizione, per guidare la transizione ecologica e digitale, con politiche industriali in linea con gli SDGs, orientando i piani industriali e di investimento delle grandi partecipate pubbliche del settore energetico, verso il processo di transizione energetica.

Le attività di **formazione** e di **informazione** sono strategiche per la transizione e richiedono, tra l'altro, un'adeguata offerta formativa scolastica, così come la formazione professionale, intercettando peraltro le richieste di nuove figure professionali specializzate nel campo della green economy. La promozione di tali percorsi può avvenire anche potenziando il ruolo delle agenzie del lavoro pubbliche e private, per ridurre il gap tra domanda e offerta di lavoro, andando incontro ai nuovi bisogni di competenze. Altri aspetti dibattuti hanno riguardato, ad esempio, la necessità di una maggiore consapevolezza e informazione sulle dinamiche in corso e sui benefici a medio-lungo termine della transizione ecologica e digitale.

In tema di **fabbisogno di competenze specialistiche** molti partecipanti agli incontri hanno sottolineato l'esigenza di attuare misure e politiche per valorizzare le competenze digitali e green, per creare figure professionali in grado di gestire le più moderne tecnologie, le produzioni

energetiche da fonti rinnovabili e gli interventi di efficienza energetica, e in generale i nuovi modelli organizzativi e di business. Sono state indicate alcune aree ove concentrare gli investimenti in nuove competenze concernenti, ad esempio, l'automazione dei processi produttivi in ottica di sostenibilità ambientale, l'innovazione della logistica e dei sistemi di sicurezza degli impianti e dei luoghi di lavoro, il trattamento e l'analisi dei dati e la progettazione di applicazioni associate ai nuovi media e ai social network. Sono stati altresì forniti spunti su quelli che potrebbero essere i profili maggiormente adatti a rispondere ai fabbisogni della transizione energetica. Si è evidenziata infine la necessità di vincolare risorse e investimenti per la creazione di lavoro e occasioni di reimpiego, attraverso ad esempio programmi di formazione permanente, partnership pubblico-private che favoriscano concretamente il reskilling e l'upskilling, il training on the job e una corretta integrazione dei giovani nel mondo del lavoro.

Gli incontri tematici sugli aspetti occupazionali e sociali della transizione energetica non si esauriranno con la predisposizione della versione definitiva del presente Piano, ma proseguiranno con lo scopo di orientare il processo di decarbonizzazione in ottica di giusta transizione; gli incontri costituiranno, inoltre, un valido luogo di confronto anche in previsione della predisposizione del Piano Sociale per il Clima.

#### ❖ **CONSULTAZIONI PUBBLICHE ON LINE**

Il percorso di preparazione della Proposta e della versione finale del presente Piano ha visto il coinvolgimento di tutti gli stakeholders interessati (autorità competenti, cittadini, imprese, associazioni di lavoratori, di categoria, no profit, professionisti del settore, istituti finanziari e fondi di investimento ecc.) mediante due fasi di consultazione pubblica tenutesi nella primavera del 2023 e in quella del 2024 su un apposito portale on line accessibile a tutti dal sito istituzionale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Il suddetto Ministero, anche con l'aiuto del GSE, ha altresì provveduto ad un'adeguata diffusione della consultazione sui principali canali informativi nazionali.

Entrambe le consultazioni sono state rese disponibili per circa 30 giorni e hanno fornito spunti interessanti di cui si è tenuto conto sia nella stesura della proposta sia della versione finale del PNIEC

##### • **Consultazione 2023**

Alla consultazione che si è tenuta nella primavera del 2023 hanno risposto in totale 925 soggetti (72% cittadini, 22% imprese e associazioni di categoria, 3% associazioni ambientaliste, 3% istituzioni ed enti di ricerca). In questa prima fase gli stakeholder sono stati consultati sulle principali linee strategiche da adottare nella predisposizione della Proposta di Piano per ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'Energia.

Le rinnovabili sono state l'ambito di maggior interesse per i partecipanti (34%), seguite dall'efficienza energetica (24%), dalla sicurezza energetica (13%), dalle emissioni (12%), dalla ricerca (9%), dal mercato (4%) e da altri temi (3%).

In merito alle **rinnovabili**, nel settore elettrico, è stata ritenuta fondamentale la realizzazione anche di grandi impianti, privilegiando l'adozione di tecnologie innovative in particolare per l'eolico (soprattutto soluzioni a fondazioni galleggianti), mentre per il fotovoltaico si ritiene auspicabile privilegiare la diffusione su coperture di edifici industriali e civili, facendo ricorso anche ad altre soluzioni per massimizzarne il contributo. Per favorire la realizzazione di grandi impianti, molti interlocutori hanno sottolineato l'esigenza di continuare il percorso di semplificazione autorizzativa, anche auspicando il riordino e la razionalizzazione delle procedure mediante la predisposizione di un Testò Unico dell'Energia. Sono stati, altresì, ritenuti importanti strumenti per il sostegno economico delle iniziative, quali contratti a due vie e PPA (Power Purchase Agreement);

per questi ultimi si auspica la messa a disposizione di garanzie pubbliche e azioni per favorire l'aggregazione della domanda e dell'offerta.

Quanto agli impianti più piccoli, oltre a confermare l'esigenza di agevolazioni economiche per la realizzazione degli stessi, molti interlocutori confidano nel pieno sostegno alle comunità energetiche e all'autoconsumo collettivo per favorire la generazione distribuita. Tali configurazioni sono altresì ritenute fondamentali come strumento per migliorare l'accettabilità sociale degli impianti a fonti rinnovabili.

In ambito **termico**, la maggior parte degli interlocutori ritiene che l'elettrificazione e l'ampia diffusione delle pompe di calore, in accoppiamento al fotovoltaico, siano le leve fondamentali per promuovere la decarbonizzazione, pur senza tralasciare lo sviluppo di altre tecnologie rinnovabili (biomasse, biometano e solare termico).

Nel settore dell'**efficienza energetica**, un grande impegno sarà richiesto in ambito civile; buona parte degli interlocutori ritengono prioritario continuare a puntare su rilevanti agevolazioni economiche per gli interventi di riqualificazione, unitamente al rafforzamento dell'obbligo di riqualificazione per gli edifici meno performanti. Si ritengono, altresì, di rilievo altre leve, quali quelle in merito alla consapevolezza sulle tecnologie, sugli interventi e sugli incentivi disponibili, per cui si ritiene importante un'adeguata azione di informazione e promozione. Nel settore industriale, si ritiene prioritario promuovere interventi mediante agevolazioni fiscali e altri strumenti, principalmente focalizzati all'innovazione dei processi e all'adozione di sistemi di gestione dell'energia certificati. Per il settore pubblico, invece, oltre a strumenti economici, sono considerati prioritari sia l'adozione di obblighi di riduzione dei consumi sia misure di carattere comportamentale, formazione e informazione sui benefici dell'efficientamento.

La decarbonizzazione dei **trasporti** è tra le sfide di maggior rilievo per gli obiettivi emissivi e di transizione energetica. In tale ambito, gli interlocutori hanno evidenziato come prioritari la riduzione della domanda di trasporto (smart working, digitalizzazione dei servizi) e lo shift modale da trasporto privato su gomma ad altri mezzi (TPL, trasporto ferroviario ecc.), per il quale si ritiene tuttavia necessario un forte miglioramento della qualità dei servizi e una maggiore integrazione tra di essi. Altrettanto importante è considerata la diffusione di tecnologie innovative, tra cui in primo luogo la diffusione della mobilità elettrica. In tale ambito, si ritengono necessari sia incentivi diretti all'acquisto di nuovi veicoli elettrici, sia aiuti per la diffusione capillare delle infrastrutture di ricarica. Per ridurre l'età media del parco circolante sono anche considerati importanti il sostegno all'acquisto di veicoli di seconda mano e una maggior regolamentazione in ambito urbano. Quanto poi al trasporto merci, lo shift modale da trasporto su gomma a ferroviario e navale è considerato l'ambito principale di intervento, coadiuvato dalla promozione di combustibili alternativi come biometano e idrogeno, nonché l'utilizzo di soluzioni innovative e a basso impatto per la consegna merci a livello urbano.

Per conseguire i necessari sviluppi in ambito di **sicurezza energetica**, gli interlocutori ritengono prioritaria sia l'elettrificazione dei consumi sia la diversificazione delle fonti promuovendo gas rinnovabili come biometano e idrogeno. In tema di flessibilità del sistema elettrico, si ritiene prioritario lo sviluppo delle rinnovabili nelle zone a maggior potenziale, sviluppando al contempo reti e accumuli per favorirne l'integrazione. Infine, si ritiene che la tecnologia CCUS per l'abbattimento delle emissioni debba essere destinata in primo luogo all'industria *hard-to-abate* e poi al termoelettrico.

In tema di **mercato**, gran parte degli interlocutori ritiene necessari ulteriori strumenti, in affiancamento al perfezionamento di quelli disponibili a regolamentazione vigente. Per accompagnare i consumatori verso il mercato libero, sono ritenute necessarie misure di formazione e informazione sulla scelta del fornitore e sulla comprensione delle bollette, seppure diversi interlocutori caldeggiino la proroga dei regimi di tutela. Per i consumatori più vulnerabili sono

considerati prioritari sia il potenziamento dei bonus esistenti sia misure di efficientamento per la riduzione dei consumi.

Per lo sviluppo del vettore **idrogeno**, gran parte dei partecipanti ritiene prioritario favorirne l'utilizzo nell'industria hard-to-abate e nei trasporti pesanti.

Quanto alla riduzione delle **emissioni**, in ambito industriale è ritenuta prioritaria la sostituzione dei combustibili fossili, specialmente mediante elettrificazione e utilizzo di idrogeno; seguono gli interventi di efficienza energetica. In ambito agricolo gli interlocutori propendono per un mix di soluzioni, tra cui in primo luogo la maggior regolamentazione delle pratiche agricole (in particolare per la gestione del letame), nonché la variazione della tipologia di animali da allevamento e colture. Lo sviluppo del patrimonio forestale e le politiche attive di contrasto agli incendi boschivi sono ritenuti prioritari rispetto all'utilizzo delle materie prime forestali. Con riferimento ai cittadini, la sensibilizzazione dei consumatori verso scelte e comportamenti sostenibili è ritenuta prioritaria, seguiti dalla riduzione della quantità di rifiuti prodotti e dalla riduzione delle emissioni nei trasporti.

Sul tema della **ricerca**, gli interlocutori ritengono prioritarie le energie rinnovabili, seguite da efficienza energetica, sistemi di accumulo e smart grids.

- **Consultazione 2024**

Alla consultazione che si è tenuta nella primavera 2024 hanno partecipato in totale 133 soggetti (71% imprese e associazioni di categoria, 14% cittadini, 8% istituzioni ed enti di ricerca, 7% associazioni ambientaliste). Le domande proposte in questa seconda fase vertevano sui temi emersi come i più sfidanti per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione anche tenendo conto di quanto segnalato dalla Commissione nelle Raccomandazioni sulla Proposta di Piano pubblicate nel dicembre 2023.

A fronte dei 21 quesiti posti, organizzati per macro tematiche e nella maggior parte dei casi articolati al loro interno in ulteriori domande, le risposte fornite sono state 1.608, il 20% delle quali hanno riguardato la tematica della decarbonizzazione nel settore dei trasporti, il 17% l'efficientamento energetico degli edifici, il 14% le rinnovabili, il 13% il biometano, l'idrogeno e la CCS, il 7% il mercato, il 6% la sicurezza energetica e il restante 23% tutti gli altri temi (tra cui Just Transition, Ricerca, Innovazione e Competitività, ecc.).

In consultazione è stato, altresì, posto il testo integrale della Proposta di Piano, sulla quale è stata richiesta una valutazione generale con particolare riferimento all'ambizione degli obiettivi, alle misure proposte e alle tecnologie e soluzioni previste. Buona parte dei partecipanti esprime una valutazione complessivamente positiva, pur segnalando aree di miglioramento tipicamente legate all'ambito di competenza di ciascun rispondente.

In tema di **rinnovabili elettriche**, per favorire il massiccio dispiegamento di nuovi grandi impianti, molti interlocutori propendono per continuare a puntare sullo strumento dei contratti per differenza (CFD), sia pure con misure correttive quali l'indicizzazione delle tariffe, coefficienti geografici per orientarne lo sviluppo territoriale e, in misura inferiore, il passaggio a contratti a profili standard; diversi altri sono più inclini a favorire i contratti di lungo periodo (PPA), in sostituzione o complementariamente ai CFD, attraverso forme di garanzia pubblica e lo sviluppo di una piattaforma di incontro domanda/offerta. La promozione degli accumuli e la diffusione di prodotti di time-shift sono ritenute le leve prioritarie per garantire l'efficace integrazione delle rinnovabili nel mercato.

In tema di **semplificazione autorizzativa**, l'individuazione di aree idonee (sia a terra sia marittime) e di accelerazione, in un'ottica di burden sharing degli obiettivi, unitamente alla redazione di un testo unico dell'energia, rappresentano gli stimoli maggiormente rappresentati. Per il fotovoltaico anche la liberalizzazione generalizzata degli impianti sugli edifici e la digitalizzazione/standardizzazione dei procedimenti sono ritenuti necessari. Per dispiegare il



potenziale del revamping/repowering, la piena attuazione di norme già emanate è indicata come leva principale, unitamente a schemi incentivanti non penalizzanti rispetto a nuovi impianti.

Per quanto riguarda la dimensione dell'**efficienza energetica**, un grande impegno è richiesto per sostenere un rapido e incisivo efficientamento del patrimonio edilizio. La maggior parte dei partecipanti alla consultazione ritiene che gli incentivi costituiscano il driver principale per la realizzazione di tale obiettivo; gli incentivi di carattere fiscale e in particolare le detrazioni fiscali sono ritenuti la forma di sostegno più adatta. Si sottolinea come l'intensità degli incentivi fiscali vada modulata in base all'efficacia in termini di miglioramento della prestazione energetica degli edifici e che sia necessaria una semplificazione e una stabilità del quadro regolatorio. È ritenuto necessario allineare gli obiettivi di efficientamento del Piano alla nuova direttiva EPBD. La Pubblica Amministrazione è chiamata a svolgere un ruolo esemplare; nell'ambito dell'edilizia pubblica ricorre il suggerimento di utilizzare lo strumento dei partenariati pubblico privati (PPP), condividendo risorse finanziarie e competenze tecniche. La decarbonizzazione del patrimonio edilizio passa dalla riqualificazione energetica dei condomini, obiettivo che può essere raggiunto solo mediante incentivi. Vengono frequentemente citati il Conto Termico e l'autoconsumo collettivo quali buone pratiche da sostenere e rafforzare. La necessità di accompagnare le politiche di supporto con misure di semplificazione delle decisioni condominiali viene ritenuta imprescindibile.

Il Piano prevede una forte crescita delle **pompe di calore** per il riscaldamento e il raffrescamento e una maggiore elettrificazione dei consumi del civile. Si tratta di una scelta largamente condivisa. Alcuni rispondenti, tuttavia, reputano che tale strategia dovrebbe essere integrata in ottica di neutralità tecnologica, evidenziando le criticità di affidarsi a un'unica soluzione e la necessità di diversificare le fonti e le tecnologie per consentire lo sviluppo di filiere sostenibili e di particolare interesse sotto il profilo occupazionale ed economico. Per supportare la diffusione delle pompe di calore è opinione largamente condivisa che occorra puntare su incentivi, in particolare fiscali, sostenendo, allo stesso tempo, una maggiore penetrazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, specialmente fotovoltaico abbinato a sistemi di accumulo. Occorre, inoltre, adeguare le infrastrutture di rete e introdurre tariffe agevolate, ad esempio per i consumatori che utilizzano pompe di calore ad alta efficienza energetica.

Per una incisiva riduzione dei consumi e delle emissioni nel settore dei **trasporti**, la maggior parte degli interlocutori ritiene che sia necessario adottare un approccio tecnologicamente neutro, volto a promuovere le tecnologie e le fonti energetiche più idonee a ogni uso con la finalità di scegliere la soluzione più efficiente e conveniente, approccio che deve essere basato su una pluralità di soluzioni che combini innovazioni tecnologiche, incentivi economici, obblighi e investimenti.

La **riduzione della domanda di trasporto** è un elemento chiave per la decarbonizzazione del settore e richiede politiche di mobilità collettiva che includano l'attuazione di misure come lo smart working affiancate dallo sviluppo di servizi on line per i cittadini e servizi di prossimità che riducano la lunghezza e la frequenza degli spostamenti. A questo scopo assumono importanza strumenti come i Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile (PUMS) e i Piani urbani per la logistica sostenibile (PULS) che dovrebbero essere promossi presso una platea sempre più nutrita di amministrazioni locali.

Per la diffusione del **Trasporto Pubblico Locale** sono necessari interventi infrastrutturali, incentivi stabili nel tempo per la sostituzione del parco circolante esistente e opportune politiche di incentivazione all'uso di tale modalità di trasporto. Contestualmente all'interno dei centri urbani è necessario favorire la mobilità dolce e la micromobilità (piste ciclabili, bike sharing, monopattini, ecc.) promuovendo e agevolando un approccio intermodale.

Altro elemento chiave è l'attuazione di misure fiscali e di incentivi economici, stabili nel lungo periodo, che supportino sia la diffusione dei **veicoli elettrici** che la realizzazione delle infrastrutture di ricarica. Questo processo di progressiva crescita della mobilità elettrica deve essere affiancato,

secondo la maggior parte dei rispondenti, dalla contestuale valorizzazione dei combustibili come i **biocarburanti** e il GNL e dall'investimento per lo sviluppo di nuove tecnologie che supportino la diffusione dell'idrogeno.

Per il **trasporto merci** su lunghe tratte, gli interlocutori ritengono necessario investire nel trasporto su rotaia e marittimo. Per il trasporto merci all'interno dei centri urbani è necessario puntare sull'esclusivo uso di mezzi elettrici integrati con mezzi di mobilità dolce per il last mile (cargo bike, ecc.). In un'ottica di lungo periodo la tecnologia è un elemento essenziale su cui investire, ad esempio per sviluppare soluzioni tecnologiche innovative per la logistica delle merci.

In tema di riduzione delle **emissioni** in **ambito agricolo**, gli interlocutori propendono per un mix di soluzioni da cui emerge, in primis, che la promozione dell'utilizzo di impianti per la digestione anaerobica e in generale degli impianti per l'autoconsumo siano le soluzioni più citate. Molti interlocutori propongono, inoltre, che siano adottate misure per la riduzione dei pesticidi e in generale dei fitofarmaci; è attribuita grande importanza anche alla riduzione degli impatti generati dagli **allevamenti intensivi** e in generale dalla **filiera zootecnica**.

Il Piano attribuisce grande rilevanza alla promozione del potenziale nazionale di produzione di **biometano** sostenibile, che secondo i rispondenti alla consultazione andrebbe sostenuto mediante incentivi in un orizzonte temporale congruo con le tempistiche di sviluppo dei progetti, che guardi oltre le risorse del PNRR accessibili fino al 2026. Tali incentivi dovrebbero premiare anche la produzione di digestato e compost a uso agronomico e il recupero della CO<sub>2</sub> biogenica. Sul piano regolatorio si evidenzia la necessità di una più equa ripartizione tra gestore di rete e produttore di biometano del contributo di connessione degli impianti. È, infine, frequente la richiesta di attuare la normativa che consenta l'utilizzo delle **Garanzie d'Origine** in ambito ETS.

In merito alla promozione del vettore **idrogeno**, buona parte degli interlocutori ritiene prioritaria l'implementazione di incentivi di lunga durata nei settori di maggiore interesse (industria e trasporto), prioritariamente rinnovabile ma senza escludere le varianti bio, low-carbon o anche con cattura di CO<sub>2</sub> (blu). L'adeguamento e lo sviluppo delle infrastrutture nazionali sono cruciali per il commercio internazionale dell'idrogeno.

In sinergia con l'idrogeno, la **CCS** è ritenuta, da parte delle imprese, un'opzione necessaria per la decarbonizzazione del termoelettrico, CHP, dei processi produttivi non elettrificabili (cemento, siderurgia), chimica e raffinazione. A tal fine sono, tuttavia, necessari strumenti di mitigazione del rischio e incentivi per la filiera e per il mercato, nonché per le infrastrutture di trasporto/stoccaggio. Non mancano interlocutori contrari alla CCS, specialmente tra associazioni ambientaliste e cittadini.

Per conseguire i necessari sviluppi in ambito di **sicurezza energetica**, gli interlocutori ritengono fondamentale puntare su una diversificazione degli approvvigionamenti in un contesto di cooperazione internazionale con i paesi limitrofi, soprattutto alla luce degli avvenimenti geopolitici degli ultimi anni. Non si può prescindere dal potenziamento e dalla digitalizzazione delle infrastrutture, puntando anche sullo sviluppo di nuovi sistemi di stoccaggio gas, anche in forma liquida, e sull'incremento della capacità di rigassificazione, soprattutto se l'Italia vorrà rafforzare il suo ruolo di hub energetico per il Mediterraneo.

La maggior parte dei partecipanti ritiene fondamentale imprimere un forte impulso allo sviluppo degli impianti FER, in un'ottica di diversificazione delle fonti, anche con riguardo al settore idroelettrico e termoelettrico che hanno il pregio di essere programmabili. Non si può prescindere dallo sviluppo di nuovi sistemi di **accumulo**, sia elettrici che termici, per far fronte a possibili limitazioni, dovute anche ai numerosi eventi meteo estremi registrati negli ultimi anni.

In tema di **mercato**, il ricorso a strategie combinate è considerato essenziale per la creazione di un sistema energetico più flessibile, efficiente e sostenibile. Pertanto, occorre implementare politiche e misure, in particolare incentivi economici, per promuovere le tecnologie innovative, sfruttando al meglio le sinergie tra il demand side management e l'uso e lo sviluppo dei sistemi di accumulo. Il



concetto di neutralità tecnologica è un tema ricorrente in particolare in chiave di integrazione del settore elettrico con quello del gas.

In tema di tutela e di promozione del **ruolo attivo dei consumatori** si ritengono importanti le azioni di informazione e formazione. Il ricorso a una regolamentazione chiara ed efficace a tutela del consumatore risulta un'esigenza condivisa. Al regolatore (ARERA) è richiesta la semplificazione sia dei processi alla base del mercato sia della documentazione messa a disposizione del consumatore, in particolare della bolletta energetica.

La maggior parte degli interlocutori ritiene che il processo di decarbonizzazione passi attraverso la **riqualificazione e la formazione dei lavoratori**. Le attività di formazione devono essere condotte in sinergia tra il mondo industriale e quello dell'istruzione per rafforzare lo sviluppo di nuove skill e professionalità e affiancate da un'attività di informazione rivolta a tutti i livelli (uffici tecnici, enti locali, comunità, cittadini, ecc.) per favorire una maggiore consapevolezza sociale.

Si ritiene prioritario investire nella **ricerca** seguendo un approccio di neutralità tecnologica, che ponga attenzione alle energie rinnovabili, all'efficienza energetica e ai sistemi di accumulo, non escludendo però investimenti in altre tecnologie come il nucleare.

In tema di **Sussidi Ambientalmente Dannosi (SAD)** si nota una forte divergenza tra i rispondenti, a seconda se si considerino le associazioni ambientaliste, nettamente favorevoli all'eliminazione dei SAD o il mondo delle imprese/associazioni di categoria, tendenzialmente contrarie all'eliminazione dei SAD o, se favorevoli, inclini a una rivisitazione dei criteri alla base del Catalogo degli attuali SAD. Le associazioni raccomandano la gradualità nel processo di eliminazione dei SAD, per non spiazzare settori strategici per la tenuta dell'economia nazionale. Una quota dei partecipanti ritiene che vadano evitate distorsioni socioeconomiche, dovute ai probabili incrementi dei prezzi collegati all'eliminazione dei SAD, in particolare nel settore dei combustibili fossili per i settori termico e trasporti. Nei limiti del suddetto richiamo alla cautela, il settore dei trasporti è quello sui cui si ritiene sia prioritario avviare la progressiva riduzione dei SAD, mentre l'opzione maggiormente sostenuta per l'utilizzo delle risorse liberate è l'impiego in R&I per filiere più sostenibili e decarbonizzate.

Il processo di transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio va governato in ottica di **Just Transition**. Gli interlocutori ritengono che i settori più colpiti dalla transizione energetica siano quelli legati ai combustibili fossili nonché all'edilizia e ai trasporti. Dalla consultazione emerge che, per alleviare le condizioni di coloro che potrebbero essere maggiormente colpiti dalla transizione, come i consumatori vulnerabili e/o in condizioni di povertà energetica, occorra puntare soprattutto su misure di efficientamento e di decarbonizzazione in edilizia attraverso incentivi che abbattano i costi iniziali di investimento (sconto in fattura e cessione del credito). Come misura di protezione degli inquilini, si suggerisce di imporre standard minimi di performance energetica per gli immobili in affitto. Le Comunità Energetiche Rinnovabili emergono come efficace strumento per la condivisione di benefici ambientali, economici e sociali nelle comunità locali anche in quelle geograficamente più svantaggiate. Un orientamento rilevante riguarda la necessità di accompagnare le politiche di supporto con misure di informazione e assistenza.

#### ❖ CONSULTAZIONE NELLA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA

La normativa europea stabilisce, con la Direttiva 2001/42/CE, il principio secondo cui tutti i piani e i programmi che possano avere effetti significativi sull'ambiente debbano essere sottoposti a un processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

La metodologia VAS, secondo quanto stabilito nell'art. 4 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., ha come obiettivo primario quello di "garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire

all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile”.

A settembre 2023 è stato istituito il Gruppo di lavoro congiunto MASE – ISPRA per l'elaborazione della documentazione necessaria alla finalizzazione della VAS: il Rapporto Preliminare Ambientale, lista dei Soggetti Competenti in materia Ambientale (SCA), Rapporto Ambientale (RA) e Sintesi non Tecnica.

Come da quadro normativo i primi passaggi sono stati la redazione del Rapporto Preliminare Ambientale (Rapporto di Scoping) “sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del piano o programma al fine di definire la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel rapporto ambientale”, nonché l'individuazione dei Soggetti Competenti in Materia Ambientale (di seguito SCA), ovvero le Pubbliche Amministrazioni e gli enti pubblici che, per le loro specifiche competenze o responsabilità in campo ambientale, possono essere interessati agli impatti sull'ambiente dovuti all'attuazione dei piani e programmi. Nell'individuare i SCA da coinvolgere per l'approvazione del Piano, le Amministrazioni proponenti hanno fatto riferimento a tutti i Ministeri e Istituti con competenze ambientali, alle Soprintendenze, a tutte le Regioni e Province autonome, alle Agenzie per la protezione dell'ambiente, alle Province e alle Città metropolitane, all'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani, ai Distretti Idrografici, agli Enti Parco nazionali e regionali e alla Federazione Italiana Parchi e Riserve Naturali.

Il 31 gennaio 2024 l'Autorità Procedente ha provveduto a comunicare l'avvio della consultazione sul Rapporto Preliminare Ambientale agli SCA. Ai sensi dell'art 13 comma 1 è stato richiesto agli SCA di far pervenire i contributi entro 30 giorni a partire dall'avvio della consultazione. Il 17 marzo 2024 si è conclusa la fase di scoping con l'espressione da parte della CTVA del parere motivato. Nell'ambito della consultazione preliminare sono state raccolte le osservazioni di 54 soggetti.

In linea con quanto previsto dal D.lgs. 152/06, si è conclusa l'analisi delle osservazioni, insieme al parere della CTVA inerenti al Piano e al RA, al fine di considerarle e darne riscontro nell'ambito del documento di PNIEC e del Rapporto Ambientale. Inoltre, nel RA sono stati recepiti gli aggiornamenti della base analitica del PNIEC (scenario di riferimento e scenario di Policy) nonché le nuove politiche e misure, al fine di valutarne gli eventuali impatti ambientali.

Come anticipato alla Commissione europea (DGCLIMA), il Rapporto Ambientale verrà messo in consultazione con la versione del PNIEC di giugno 2024. Al termine della procedura l'Autorità competente esprimerà il proprio parere motivato entro 90 giorni a partire dalla chiusura della consultazione pubblica. L'autorità procedente darà informazione della conclusione della procedura pubblicando sui siti web delle autorità interessate il parere motivato, una dichiarazione di sintesi in cui si illustra in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel piano e le misure adottate in merito al monitoraggio previsto dall'articolo 18 del D.Lgs. 152/2006 (cosiddetto Piano di Monitoraggio Ambientale).

Il monitoraggio ambientale seguirà l'intero ciclo di vita del PNIEC e consentirà di verificare il perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati nel percorso di VAS e di controllare gli effetti significativi sull'ambiente conseguenti all'attuazione del Piano stesso così da individuare effetti negativi imprevisti e adottare le opportune misure correttive.

Gli effetti che verranno monitorati sono gli effetti ambientali positivi complessivi - riduzione delle emissioni climalteranti, miglioramento della qualità dell'aria, diminuzione dell'esposizione della popolazione all'inquinamento atmosferico e ai fattori di rischio connessi ai cambiamenti climatici, miglioramento delle condizioni qualitative di vita connesse all'efficientamento energetico degli edifici - e gli effetti ambientali negativi, che possono derivare dalla realizzazione delle misure nelle diverse aree del Paese, aggregati a livello di Piano.

Il monitoraggio ambientale verrà realizzato attraverso la collaborazione strutturata tra MASE, Regioni e Province autonome, avvalendosi del sistema delle agenzie ambientali e dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (SNPA).

Il monitoraggio ambientale potrà concorrere alla predisposizione delle relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima, previste dall'articolo 17 del Regolamento (UE) 2018/1999 Governance, in particolare ai fini di quanto stabilito al paragrafo 1, lettera e) del medesimo articolo 17.

#### *iv. Consultazioni con altri Stati membri*

L'Italia collabora ovviamente con gli altri Stati membri su molte tematiche in materia di energia e ambiente. Oltre che nelle sedi unionali, ivi inclusi i Consigli Energia e le occasioni di incontro sul tema organizzate dalla Commissione, l'Italia e si è confrontata in merito al proprio PNIEC con altri Stati Membri nell'ambito degli eventi di seguito menzionati.

La Slovenia, nel corso della prima metà del 2024, ha organizzato due eventi a livello tecnico e di alto livello per favorire la consultazione fra Stati membri in merito ai Piani Nazionali Energia e Clima.

A febbraio 2024 la Slovenia ha ospitato un incontro tecnico di esperti coinvolti nella stesura dei Piani Nazionali Energia e Clima di Italia, Austria, Ungheria e Croazia.

Nel corso dell'evento sono stati presentati dai diversi rappresentanti degli stati membri lo stato e i progressi nella preparazione dei Piani Energia e Clima, sono stati stabiliti contatti tra esperti dei paesi vicini, scambiate opinioni tra gli esperti coinvolti nell'aggiornamento del PNEC, rafforzata la cooperazione esistente ed esplorate nuove opportunità per le iniziative e progettualità regionali riguardanti Idrogeno, sicurezza gas, rafforzamento interconnessioni elettriche e integrazioni mercati.

A maggio 2024 la Slovenia ha ospitato la SEEnergy Ministerial Conference per condividere i progressi dei Paesi dell'Europa sudorientale nel campo della transizione verde anche alla luce dell'aggiornamento definitivo del PNIEC. A tale evento hanno partecipato i rappresentanti di alto livello dei paesi dell'area, compresa l'Italia.

L'intervento dell'Italia ha valorizzato le politiche implementate a livello nazionale al fine di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni al 2030, evidenziando le principali sfide settoriali e le attività tecniche in essere in vista dell'aggiornamento del Piano Nazionale integrato Energia e Clima. L'Italia ha inoltre sottolineato le attività di cooperazione regionale in essere nel settore energia, con particolare riferimento a quanto svolto con Slovenia, Montenegro, Croazia, Albania, volte a rafforzare la sicurezza energetica e la transizione energetica sostenibile.

#### *v. Processo iterativo con la Commissione*

L'Italia ha preso parte attivamente a tutti gli incontri dell'“Energy Union Committee” e del “Joint Working Group on update on NECPs<sup>8</sup>”, nel corso dei quali si è stabilito un confronto con la Commissione europea (CE) e con gli altri Stati membri sui singoli punti costituenti i Piani nazionali. Nel corso di tali incontri sono stati approfonditi gli aspetti delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia su cui occorre focalizzare particolarmente l'attenzione nella proposta di aggiornamento del Piano, anche alla luce del mutato quadro regolatorio comunitario, in particolare

<sup>8</sup> National Energy and Climate Plans

dopo la presentazione da pacchetto legislativo “Fit for 55” e del piano RePower EU, nonché dei mutati assetti geopolitici e della pandemia da Covid-19, che pongono ancor maggiormente l'accento su aspetti come quello della sicurezza energetica, della tutela dei consumatori e del contrasto alla povertà energetica.

Il dialogo con la CE, inoltre, si è mantenuto costante anche in virtù della comunicazione a marzo 2023, ai sensi dell'articolo 17 del Regolamento 1999/2018, della prima relazione intermedia nazionale integrata sull'energia e il clima in cui è stato monitorato puntualmente lo stato di attuazione del PNIEC vigente, nonché alla luce della valutazione e delle raccomandazioni della CE sulla bozza di PNIEC aggiornato, inviato a giugno 2023, espresse con “Raccomandazione della Commissione, C(2023) 9607 final<sup>9</sup>” del 18 dicembre 2023, ai sensi dell'articolo 34 del Regolamento 1999/2018. Tale processo si è rivelato molto utile per verificare i progressi compiuti verso il conseguimento degli obiettivi, l'individuazione dei gap da colmare e gli ambiti su cui è stato necessario porre maggiore attenzione nella presente proposta. Nell'ambito della predisposizione della relazione intermedia, il confronto con la CE è stato assicurato dall'assidua partecipazione dell'Italia al “Working Group NECP Progress Reporting”. Inoltre, nella fase di predisposizione di tale proposta, il 7 giugno 2023 si è svolto un incontro bilaterale di aggiornamento, nell'ambito del quale il MASE ha presentato il processo di elaborazione del Piano e relative tempistiche, nonché la parte metodologica e di governance, tutti aspetti condivisi dalla CE.

---

<sup>9</sup> [https://commission.europa.eu/publications/commission-recommendation-assessment-swd-and-factsheet-draft-updated-national-energy-and-climate-18\\_en](https://commission.europa.eu/publications/commission-recommendation-assessment-swd-and-factsheet-draft-updated-national-energy-and-climate-18_en)

## 1.4 Cooperazione regionale per la preparazione del piano

### *i. Elementi soggetti a una pianificazione congiunta o coordinata con altri Stati membri e Stati extra-UE*

La recente crisi energetica richiede un maggiore coordinamento regionale sul piano della sicurezza con una particolare attenzione al Mediterraneo, della pianificazione infrastrutturale volta ad agevolare le diverse tecnologie per la decarbonizzazione e per garantire l'adeguatezza del sistema energetico, nonché sui temi del market design L'Italia sostiene un rafforzamento della cooperazione regionale, con paesi UE ed extra UE, in quanto ritiene che il livello regionale sia il più appropriato per una adeguata pianificazione delle infrastrutture energetiche.

Oltre a quanto già illustrato nel paragrafo 1.2 iii) in merito alle questioni di rilevanza transfrontaliera, l'Italia sta intensificando la cooperazione regionale con gli Stati limitrofi, membri UE ed extra UE, e nell'ambito del "Central and South Eastern Europe energy connectivity" (CESEC); di seguito una panoramica delle iniziative di cooperazione regionale portate avanti attivamente dall'Italia:

- **CESEC:** l'iniziativa "Central and South Eastern Europe energy connectivity" nasce nel 2015 per coordinare gli sforzi volti ad accelerare l'integrazione dei mercati regionali, inizialmente del gas e successivamente anche dell'elettricità. Comprende 8 Stati membri dell'UE (Austria, Bulgaria, Croazia, Grecia, Ungheria, Italia, Romania, e Slovenia), 8 parti contraenti dell'Energy Community (Ucraina, Moldavia, Serbia, Macedonia del Nord, Albania, Bosnia e Herzegovina, Kosovo e Montenegro) e la Commissione europea per conto dell'UE. La cooperazione si basa su due Memorandum of Understanding (MoU) firmati rispettivamente nel 2015 e nel 2017 e su piani d'azione con priorità concrete. Durante l'ultima Ministeriale che si è tenuta ad Atene a gennaio 2024 sono state approvate delle Conclusioni e due action plan rispettivamente sul gas e su elettricità e rinnovabili. Le tematiche trattate sono state: i progetti prioritari di interconnessione elettrici e i progressi nell'integrazione dei mercati elettrici; i progetti prioritari di infrastrutture per il gas naturale e l'idrogeno, in particolare gli investimenti previsti nel REPowerEU Plan per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e ridurre la dipendenza dal gas russo; le azioni per accogliere nelle infrastrutture una quota crescente di biometano e di idrogeno e unificare i requisiti di qualità del gas. Nell'ambito del CESEC, l'Italia partecipa attivamente alle riunioni di alto livello e alle riunioni dei gruppi tecnici "elettricità ed energia rinnovabile" e "gas".
- **SOUTHERN HYDROGEN CORRIDOR:** nel Piano REPowerEU del maggio 2022 la Commissione europea integra l'attuazione della strategia dell'UE sull'idrogeno per aumentare ulteriormente le ambizioni europee per l'idrogeno rinnovabile come importante vettore energetico per allontanarsi dalle importazioni di combustibili fossili della Russia. L'ambizione è produrre 10 milioni di tonnellate e importare 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE entro il 2030. Il South2 Corridor, di cui l'Italian Hydrogen Backbone è parte integrante, ha presentato candidatura PCI a novembre 2023. Ciascuno dei tratti del corridoio - di competenza italiana, austriaca e tedesca - è stato incluso singolarmente nella sesta lista PCI (Project of Common Interest) della Commissione Europea ad aprile 2024. Il progetto PCI è così definito:
  - Infrastruttura idrogeno interna in Italia "Italian H2 Backbone" promosso da Snam Rete Gas;
  - Infrastruttura idrogeno interna in Austria "H2 Readiness of the TAG pipeline system" promosso da Trans Austria Gasleitung TAG GmbH;
  - Infrastruttura idrogeno interna in Austria "H2 Backbone WAG + Penta-West" promosso da Gas Connect Austria GCA GmbH;

- Infrastruttura idrogeno interna in Germania “HyPipe Bavaria – The Hydrogen Hub” promosso da bayernets GmbH.

Il progetto offrirà una significativa capacità di trasporto per l'idrogeno rinnovabile prodotto a costi competitivi nei paesi del Nord Africa e in Sud Italia. La dorsale italiana sarà lunga circa 2.300 km ed utilizzerà principalmente le infrastrutture esistenti. Le ridondanze delle infrastrutture del gas lungo le rotte consentiranno di mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento sia per il mercato del gas che per quello nascente dell'idrogeno. Il progetto aumenterà la diversificazione delle forniture per l'Europa creando una rotta specifica con i paesi nordafricani dell'Area MED, in aggiunta ai corridoi, nord UE fornendo la via più breve al mercato per l'Europa centrale.

Il progetto è stato supportato sin dall'inizio a livello istituzionale dai Ministeri dell'Energia di Austria, Germania e Italia che a maggio 2023 hanno firmato una lettera di supporto per l'ottenimento dello status PCI.

Inoltre, a maggio 2024, i governi di Italia, Germania e Austria hanno firmato una dichiarazione di intenti politica in cui si impegnano a continuare la cooperazione sul SouthH2 Corridor, istituzionalizzando un gruppo di lavoro congiunto fra le Parti, in cooperazione con la Commissione europea, lasciando aperta l'eventualità di estendere la partecipazione ad altri paesi coinvolti nel progetto. La struttura di governance del gruppo di lavoro congiunto sarà definita successivamente. Inoltre, nella Dichiarazione si promuove la cooperazione fra i rispettivi Operatori di rete, Autorità di regolazione, eventuali istituti finanziari e rappresentanti della domanda e offerta di idrogeno. Le parti si confronteranno sul quadro regolatorio, analizzeranno le necessità di finanziamento, e ciascuna Parte analizzerà e identificherà la futura produzione/domanda di idrogeno.

Ancor prima della firma della Dichiarazione e a seguito dell'inserimento del progetto nella 6° lista PCI, era stato istituito un gruppo di lavoro a livello di Direttori Generale, che ha coinvolto anche i rispettivi TSO, nonché le Autorità di regolazione e istituzioni finanziarie statali e si è riunito con cadenza regolare sia virtualmente che nei rispettivi Paesi. Una prima riunione in presenza, organizzata dalla Germania, si è tenuta a Monaco a settembre 2023. Una seconda riunione in presenza, organizzata dall'Austria, si è tenuta a Vienna a marzo 2024. Una terza riunione in presenza, organizzata dall'Italia, si terrà a Roma a luglio 2024. È prevista anche una riunione a livello ministeriale probabilmente a Roma in data da definire; tale gruppo muterà struttura attesa la recente firma della Dichiarazione che prevede, come accennato, di istituire una specifica “Governance” per i lavori.

- **MONTENEGRO:** Italia e Montenegro, forti della collaborazione instaurata nello sviluppo e implementazione della interconnessione elettrica (MONITA), con la firma di due accordi intergovernativi siglati nel 2007 e nel 2010, che hanno portato alla sua operatività nel 2019, hanno deciso di avviare una nuova fase di collaborazione rafforzata. A maggio 2024 è stato organizzato a Roma un kick-off meeting, alla presenza dei rispettivi Ministeri, Operatori di rete, Autorità di regolazione e Operatori del mercato elettrico, al fine di promuovere il recepimento da parte del Montenegro della legislazione europea sul mercato elettrico ed in particolar modo con il fine ultimo di realizzare il *Market coupling* con l'Italia. Su tale aspetto, si segnala che vi sono stati vari incontri tecnici che sono stati promossi anche da ARERA anche nell'ambito della Balkan Energy School (BES), progetto attivato dalla stessa Autorità per supportare il recepimento dell'acquis comunitario nei Paesi dell'area dei Balcani.
- **ALBANIA:** per rafforzare le relazioni bilaterali nel settore dell'energia si è riunito ad ottobre 2023 a Roma il Terzo Tavolo Energia Italia – Albania, alla presenza dei rappresentanti dei rispettivi Ministeri, Operatori di rete, Autorità di regolazione, Operatori del mercato elettrico, Gestori dei sistemi energetici e del settore privato. Le tematiche trattate sono state, lo sviluppo delle infrastrutture, le iniziative per la produzione e l'utilizzazione dell'energia a bassa emissione di carbonio, l'armonizzazione delle regole di funzionamento



dei mercati. Anche la collaborazione con l'Albania è arricchita dall'importante contributo fornito dalla Balkan Energy School (BES), volta a favorire il recepimento dell'acquis comunitario.

- SUPPORTO ALL'UCRAINA: a margine della COP28 di dicembre 2023, a Dubai, è stato sottoscritto un Memorandum d'Intesa sull'Energia tra il Ministero italiano dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e il Ministero ucraino dell'Energia. Il memorandum d'intesa si concentra sui temi della transizione energetica e sulla prospettiva futura di una proficua collaborazione tra i due paesi per la decarbonizzazione del settore energetico, con particolare attenzione alle rinnovabili, alle soluzioni a basse emissioni di carbonio e alle infrastrutture, soprattutto per il periodo della ricostruzione successivo al conflitto.
- COOPERAZIONE REGIONALE IN TEMA DI INTERCONNESSIONI ELETTRICHE: diverse iniziative mirano ad ampliare l'attuale capacità di interconnessione tra l'Italia e i paesi limitrofi con dei benefici per la gestione della crescente quota di produzione non programmabile.
  - Il progetto ELMED o TUNITA (incluso come Progetto di Interesse Reciproco – PIR – nella sesta lista dei PCI/PIR), prevede un'interconnessione sottomarina con la Tunisia in corrente continua che costituirebbe il primo collegamento elettrico tra Italia e Nord Africa, che consentirà di rafforzare e migliorare l'integrazione dei mercati dell'elettricità dell'UE e del Nord Africa. Inoltre, l'interconnessione Würmlach – Somplago, l'interconnessione Lienz – Veneto e il progetto Sacoi 3 Interconnessione tra l'Italia e Francia (nel dettaglio il collegamento avverrà tra la Corsica, la Sardegna e la Toscana) sono progetti molto importanti per migliorare in modo significativo l'integrazione del mercato europeo.
  - Sono in fase di studio e valutazione altri progetti di interconnessioni elettriche, sia con altri Stati membri UE sia con Stati terzi, che consentiranno di conseguire una maggiore integrazione dei mercati energetici degli Stati coinvolti e che potranno successivamente entrare a far parte delle future liste PCI/PMI. A tale riguardo si segnala che a partire dall'autunno del 2024 partirà il nuovo processo di selezione dei progetti che porterà all'adozione della 7 lista PCI/PMI ai sensi del Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013.
- COOPERAZIONE REGIONALE IN TEMA DI INFRASTRUTTURE DI CCS: Italia, Francia e Grecia hanno presentato nella primavera 2023 un piano a sostegno dello sviluppo di tali infrastrutture nel bacino del Mar Mediterraneo nell'ambito di applicazione del Regolamento TEN-E. Tale Piano transfrontaliero è adattabile e consente la promozione di ulteriori progetti nella regione, per cui anche altri Paesi che si affacciano sul Mediterraneo potrebbero aderire successivamente per rafforzare la cooperazione regionale in materia di CCS; sempre in ambito CCS, i progetti candidati PCI riguardanti la regione del Mediterraneo ("Callisto Mediterranean CO<sub>2</sub> Network", "Augusta C2" e "Prinos CO<sub>2</sub> storage"), nascono in un contesto transfrontaliero coinvolgendo l'Italia a diversi livelli. Callisto, Mediterranean CO<sub>2</sub> Network e Prinos CO<sub>2</sub> Storage sono stati confermati nella sesta lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI) dell'Ue, a inizio 2024.
- COOPERAZIONE REGIONALE IN TEMA DI DIVERSIFICAZIONE DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE: per quanto riguarda l'obiettivo della diversificazione degli approvvigionamenti di gas naturale, l'Italia è tra i Paesi fondatori dell'East Mediterranean Gas Forum (EMGF), iniziativa nata su impulso dell'Egitto, che riunisce anche Grecia, Cipro, Israele, Giordania e Autorità Palestinese allo scopo di creare una piattaforma di cooperazione, che coinvolge anche il settore privato, su politiche comuni per l'utilizzo del gas scoperto, e da scoprire, nel Mediterraneo orientale, in vista della promozione di un mercato mutuamente vantaggioso e sicuro del gas nella regione, con ricadute potenziali

anche oltre la regione stessa. Ai paesi fondatori membri dell'EMGF, si è aggiunta la Francia quale Paese membro a pieno titolo, mentre Stati Uniti, Unione europea e Banca Mondiale ne fanno parte come Osservatori. Per adempiere alla missione assegnatagli il Forum dispone di tre organi statutari: l'Executive Board, come organismo tecnico; il Segretariato, ospitato a Il Cairo; la Riunione Ministeriale, che costituisce l'organo di indirizzo strategico. Attualmente sono stati istituiti anche due working group con l'obiettivo di finalizzare studi tematici: "EMGF Harmonized Carbon Abatement Framework" e "Developing a Regional Gas Monetization Plan".

- **COOPERAZIONE REGIONALE IN TEMA DI RINNOVABILI OFFSHORE:** da ultimo, per facilitare lo sviluppo dell'energia rinnovabile offshore, il Regolamento TEN-E del 2022 richiede che gli Stati membri, all'interno dei loro specifici corridoi di reti offshore prioritari e tenendo conto delle specificità e dello sviluppo in ciascuna regione, concludano un accordo non vincolante per cooperare a livello transfrontaliero sugli obiettivi per le energie rinnovabili offshore da realizzare entro il 2050, con una indicazione delle fasi intermedie nel 2030 e nel 2040, in linea con i piani nazionali per l'energia e il clima e il potenziale rinnovabile offshore di ciascun bacino marittimo. L'Italia, che si affaccia sia sul bacino del Mediterraneo orientale sia su quello occidentale, ha adottato a gennaio 2023 due accordi non vincolanti di questo tipo insieme agli altri Stati membri interessati (Grecia, Spagna, Francia, Malta, Croazia e Slovenia), con cui si è assunto l'impegno a collegare alla rete nazionale italiana entro il 2030 fino a 4 GW nel corridoio prioritario della rete offshore "South and West Offshore Grids" e 4,5 GW nel corridoio di rete offshore prioritario "South and East Offshore Grids".
- **PIANO MATTEI:** l'attività di cooperazione regionale si avvale dell'azione sinergica dell'iniziativa Piano Mattei per l'Africa promossa dal Governo italiano. In ambito energetico, l'obiettivo dell'iniziativa mira a rendere l'Italia un hub energetico del Mediterraneo con la funzione di ponte tra l'Africa e l'Europa, assicurando una maggiore sicurezza e diversificazione energetica. Gli interventi avranno al centro il nesso clima-energia, punteranno a rafforzare l'efficienza energetica e l'impiego di energie rinnovabili, e a ridurre le emissioni climalteranti di anidride carbonica e di metano nell'industria energetica; sono previste azioni volte ad accelerare la transizione dei sistemi elettrici, in particolare per la generazione elettrica da fonti rinnovabili e le infrastrutture di trasmissione e distribuzione. Il piano prevede, inoltre, lo sviluppo in loco di tecnologie applicate all'energia anche attraverso l'istituzione di centri di innovazione, dove le aziende italiane potranno selezionare start-up locali e sostenere così l'occupazione e la valorizzazione del capitale umano.
- **ACCORDI DI SOLIDARIETA':** come richiesto nelle Raccomandazioni della Commissione al PNIEC l'Italia ha proseguito nel suo impegno per la ratifica di accordi bilaterali di solidarietà per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas con i paesi vicini.

Il Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas prevede misure di rafforzamento della sicurezza energetica dell'Unione europea, quale uno degli obiettivi della strategia dell'Unione dell'energia. In particolare, il Regolamento per far sì che il sistema interno del gas funzioni anche in caso di carenza dell'approvvigionamento o di interruzione di un'infrastruttura di trasporto, introduce misure di solidarietà e coordinamento tra gli Stati membri nella risposta alle crisi di approvvigionamento di gas, sia in termini di prevenzione che di reazione alle medesime, assicurando la massima tutela dei clienti protetti dalla solidarietà, così come definiti nel medesimo Regolamento (sostanzialmente coincidenti con i consumatori domestici, di seguito "clienti di solidarietà").



L'art. 13 del Regolamento prevede espressamente che gli Stati membri adottino Accordi intergovernativi in base ai quali ciascuno Stato potrà chiedere e fornire solidarietà nella fornitura di gas a uno Stato membro direttamente interconnesso, o connesso attraverso un paese terzo, nel caso in cui una grave situazione di emergenza non consenta di assicurare la fornitura di gas ai propri clienti di solidarietà.

Allo stato attuale l'Italia è tra i pochi Stati membri ad aver concluso tali Accordi intergovernativi, avendo concluso l'Accordo di solidarietà con la Slovenia ad aprile 2022 e, recentemente, a marzo 2024 ha concluso l'Accordo di solidarietà con la Germania; tenuto conto che il gasdotto di interconnessione tra Italia e Germania transita attraverso la Svizzera, i due Stati contestualmente alla firma dell'Accordo di solidarietà ha firmato altresì l'Addendum trilaterale tra Italia, Germania e Svizzera affinché, in caso di crisi di approvvigionamento del gas e di richiesta di solidarietà da parte di Germania o Italia sia assicurato il transito e si tengano in considerazione anche i clienti civili svizzeri.

L'Italia si era inoltre attivata per avviare interlocuzioni in tema con gli Stati membri Austria, Francia e Grecia.

## *ii. Spiegazione del modo in cui il piano prende in considerazione la cooperazione regionale*

In considerazione delle attività di cooperazione regionale già in corso, tra cui quelle elencate nel precedente paragrafo, l'Italia intende implementare il confronto regionale, anche su specifici temi la cui rilevanza è emersa recentemente, quali:

- infrastrutture di interconnessione per l'approvvigionamento energetico;
- sviluppo della strategia dell'idrogeno;
- impianti FER offshore da sviluppare con i Paesi frontisti.

Oltre a questi progetti, connessi anche ai finanziamenti europei nell'ambito del REPower EU, nel futuro si intendono sviluppare iniziative di confronto bilaterale soprattutto in termini di sicurezza energetica e diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Sul punto, si evidenzia che la cooperazione tra i diversi Paesi europei sia oramai strutturale in diversi settori del sistema energetico, quali lo sviluppo di infrastrutture energetiche per le quali i gestori delle reti di trasmissione elettrica e quelli delle reti di trasporto gas già sono impegnati in diverse attività di cooperazione (attraverso le associazioni ENTSO-E ed ENTSG), tra cui la definizione di scenari energetici (ENTSO-E/ENTSG Scenario Report), il piano di sviluppo europeo (Ten-Year Network Development Plan) e le analisi di adeguatezza europee (European Resource Adequacy Assessment), impegnandosi per garantire la sicurezza dei sistemi interconnessi a livello europeo e per promuovere lo sviluppo del mercato interno.

Anche la cooperazione tra i gestori delle reti di trasmissione e quelli delle reti di distribuzione sta diventando sempre più strutturale a livello europeo, come mostra il processo di scrittura del nuovo codice di rete europeo in materia di demand response, che vede impegnati non solo ENTSO-E, ma anche la DSO Entity, l'associazione dei distributori. Il Network Code on Demand Response (NC DR), diventando a tutti gli effetti un Regolamento UE, entrerà direttamente in vigore a livello di stato membro subito dopo la sua pubblicazione, prevista per il primo trimestre 2025. Il NC DR avrà un ruolo chiave nel promuovere la partecipazione delle risorse distribuite ai mercati dei servizi locali e globali, attraverso l'implementazione di una serie di misure volte a semplificare e armonizzare i processi di partecipazione ai mercati stessi.

## 2 OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI

### 2.1 Dimensione della decarbonizzazione

#### 2.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra<sup>10</sup>

*i. Elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 1*

*(1) Per quanto riguarda emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, al fine di contribuire alla realizzazione dell'obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto serra in tutta l'Unione:*

- i) l'obiettivo nazionale dello Stato membro in merito alle emissioni di gas a effetto serra e i limiti annuali nazionali vincolanti a norma del Regolamento (UE) 2018/842;*
- ii) gli impegni dello Stato membro a norma del Regolamento (UE) 2018/841;*
- iii) se applicabile per conseguire gli obiettivi e i traguardi dell'Unione dell'energia e gli impegni a lungo termine dell'Unione relativi alle emissioni di gas a effetto serra conformemente all'accordo di Parigi, altri obiettivi e traguardi, compresi quelli settoriali e di adattamento*

Il Consiglio Europeo del 10-11 dicembre 2020 ha adottato l'obiettivo di riduzione UE delle emissioni nette pari ad almeno il 55% entro il 2030 rispetto al 1990. Il 29 luglio 2021 è entrata in vigore la Legge europea sul clima (Regolamento (UE) 2021/1119) che rende coerente l'obiettivo UE al 2030, "stabilisce l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050" e "istituisce un quadro per progredire nel perseguimento dell'obiettivo globale di adattamento".

L'Unione europea intende raggiungere l'obiettivo di riduzione interna delle emissioni nette di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 55% rispetto al 1990, che include anche gli assorbimenti e le emissioni di gas a effetto serra del settore LULUCF (uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura). Il pacchetto di proposte legislative, noto come Fit for 55, consiste, inter alia, in una serie di proposte atte a riformare l'insieme di direttive e regolamenti che stabiliscono gli obiettivi in materia di ETS (Emission Trading Scheme), ESR (Effort Sharing Regulation), LULUCF, efficienza energetica e rinnovabili per gli Stati Membri.

Le recenti revisioni della pertinente legislazione incluse nel pacchetto *Fit for 55* prevedono per le emissioni soggette ad ETS una maggiore riduzione a livello collettivo europeo che passa dal -43% al -62% e per le emissioni soggette al regolamento ESR dal -30% al -40% rispetto all'anno 2005.

Nel pacchetto *Fit for 55* sono previste anche delle disposizioni che ridisegnano l'ambito di applicazione del sistema ETS (prodotte da industrie energetiche, settori industriali energivori aviazione, settore marittimo, trasporti e edilizia – Allegati I e III della direttiva 2003/87/CE) una maggiore riduzione a livello collettivo europeo che passa dal -43% al -62% e per le emissioni soggette al regolamento ESR dal -30% al -40% rispetto all'anno 2005.

Nel pacchetto *Fit for 55* sono previste anche delle disposizioni che ridisegnano l'ambito di applicazione del sistema ETS che andrà da subito ad integrare le emissioni provenienti dalla navigazione e, dal 2027, quelle provenienti dal riscaldamento degli edifici e dal traffico stradale che, sebbene regolate con lo strumento ETS rimarranno comunque incluse nell'Effort Sharing. Allo

<sup>10</sup> Deve essere assicurata la coerenza con le strategie a lungo termine ai sensi dell'articolo 15.

stesso modo, le emissioni delle attività incluse in ETS ai soli fini degli articoli 14 e 15 della direttiva 2003/87/CE, rimangono nell'ambito di applicazione del regolamento ESR.

Inoltre, con riferimento al settore LULUCF, il Regolamento (UE) 2023/839, che ha modificato il precedente del Regolamento (UE) 2018/841 prevede, a livello europeo un obiettivo di assorbimento collettivo pari a 310 MtCO<sub>2</sub>eq al 2030; a livello nazionale, sono stati definiti gli obiettivi del settore obiettivo di neutralità emissiva al 2025, con riferimento al periodo di contabilizzazione 2021-2025, e un obiettivo al 2030 pari ad un assorbimento netto pari ad almeno -35.8 Mt CO<sub>2</sub> eq., con la definizione, nel 2025, della traiettoria 2026-2029, e i conseguenti obiettivi annuali LULUCF.

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'82% del totale nazionale pari, nel 2022, a circa 413 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente [Mt CO<sub>2</sub>eq] (inventario nazionale delle emissioni di gas a effetto serra, escluso le emissioni e gli assorbimenti del settore LULUCF). La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

La tabella seguente fornisce un quadro sintetico del peso di ciascun settore in termini di emissioni di GHG (Mt CO<sub>2</sub>eq) nel periodo 1990-2022.

Tabella 6 - Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 1990-2022 (Emissioni di GHG, Mt di CO<sub>2</sub>eq)  
[Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>426</b>	<b>488</b>	<b>430</b>	<b>360</b>	<b>356</b>	<b>351</b>	<b>346</b>	<b>336</b>	<b>300</b>	<b>332</b>	<b>338</b>
Industrie energetiche	138	160	137	106	105	105	96	92	82	86	95
Industrie manifatturiere e costruzioni	92	92	70	56	54	53	54	50	46	55	55
Trasporti	102	128	116	107	106	102	105	106	87	103	110
Civile	79	96	96	82	83	83	84	81	79	82	73
Altro energia e fuggitive	15	12	10	9	8	8	8	7	7	6	6
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	<b>96</b>	<b>107</b>	<b>92</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	<b>81</b>	<b>82</b>	<b>80</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>75</b>
Processi industriali e f-gas	39	48	37	30	29	29	29	28	25	26	24
Agricoltura (allevamenti e coltivazioni)	38	35	33	32	34	33	33	32	34	33	31
Rifiuti	19	24	22	20	20	20	20	20	20	20	20
<b>TOTALE</b>	<b>522</b>	<b>596</b>	<b>522</b>	<b>443</b>	<b>439</b>	<b>432</b>	<b>428</b>	<b>416</b>	<b>379</b>	<b>411</b>	<b>413</b>

Mentre per le emissioni soggette ad ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, per le emissioni soggette al Regolamento ESR l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra viene suddiviso tra i vari Stati membri.

IL regolamento ESR è stato recentemente modificato dal Regolamento (UE) 2023/857, che ha fissato un obiettivo per l'Italia ancor più ambizioso, prevedendo una riduzione entro il 2030 del 43,7% rispetto ai livelli del 2005. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto secondo una traiettoria di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni (AEA, allocazione di emissione annuale).

Per il raggiungimento dei target ESR, gli Stati membri potranno avvalersi, entro certi limiti, di meccanismi di flessibilità che consentono di gestire la traiettoria di riduzione (operazioni di banking

e borrowing intra-periodo) ed effettuare trasferimenti di quote di emissione con altri Stati membri. A questi strumenti si aggiunge una ulteriore flessibilità legata alla contabilizzazione degli assorbimenti e delle emissioni di gas serra del settore LULUCF. Tale operazione è consentita solo a condizione che vengano rispettati gli impegni ai sensi del Regolamento (UE) 2023/839 (Regolamento LULUCF), che fissa obiettivi nazionali per il settore LULUCF al 2025 (neutralità emissiva) e obiettivi annuali per il periodo 2026-2030, con l'obiettivo di assorbimento al 2030 pari a almeno -35.8Mt CO<sub>2</sub> eq..La flessibilità LULUCF fissa a 5,75 MtCO<sub>2</sub>eq la quantità cumulata di assorbimenti per il periodo 2021-2025 e 5,75 MtCO<sub>2</sub>eq per il successivo periodo 2026-2030. Infine, il Regolamento *Effort sharing* stabilisce la c.d. Riserva di sicurezza. Tale riserva costituita da un volume di quote pari a 105 Mt, è destinata ai Paesi con PIL pro capite 2013 inferiore alla media EU che, al 2020, avranno effettuato maggiori riduzioni oltrepassando il proprio target ("*overachievement*"). Tuttavia, l'accesso alla riserva è consentito "solo" alla fine del periodo di compliance 2026-2030 in quanto comunque subordinato al "raggiungimento" dell'obiettivo EU di riduzione al 2030.

La tabella seguente riporta le riduzioni di emissioni risultanti dallo scenario di riferimento e gli obiettivi derivanti dalla normativa europea.

Tabella 7 – Scenario di riferimento ed obiettivi emissioni ETS, ESR e LULUCF al 2030

	<b>PNIEC 2024: Scenario di riferimento</b>	<b>PNIEC 2019: (Obiettivo)</b>	<b>Obiettivi FF55 REPower EU</b>
Emissioni ETS*	-58%	---	-62%**
Emissioni ESR	-29,3%	-33%	-43,7%
Emissioni ed assorbimenti LULUCF	-28,4 MtCO <sub>2</sub> eq		-35,8 MtCO <sub>2</sub> eq

\* escluse le emissioni dell'aviazione e della navigazione nazionali

\*\* Obiettivo europeo

Considerando lo scenario di riferimento al 2030 (si veda il Cap 4), è evidente la minor distanza dall'obiettivo di riduzione delle emissioni rispetto all'obiettivo aggregato europeo per l'ETS.

Molto più impegnativo e sfidante risulta, quindi, essere lo sforzo di riduzione alla luce dell'aggiornamento dell'obiettivo Effort Sharing: per rispettare la traiettoria emissiva del periodo 2021-2030 (traiettoria ancora in fase di definizione per il periodo 2026-2030), che dovrà portare a una riduzione del 43,7% rispetto ai livelli del 2005, sarà necessario avviare da subito una significativa riduzione delle emissioni pari almeno al 30% rispetto ai livelli del 2022, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti e civile. È indubbio che il percorso da compiere per conseguire il nuovo obiettivo europeo richiederà un grande sforzo, anche in termini di investimenti, da parte dell'intero sistema paese, anche alla luce degli importanti e profondi mutamenti del contesto economico e geopolitico intercorsi.

Con riferimento al precedente periodo di applicazione dell'Effort Sharing (2013-2020) l'Italia ha ottenuto riduzioni delle emissioni superiori a quelle necessarie per adempiere agli obiettivi. Sebbene l'anno 2020 sia stato severamente influenzato dagli effetti delle chiusure dovute alla pandemia da COVID-19, già negli anni precedenti si osservavano delle riduzioni significative delle emissioni in tutti i principali settori. A tali riduzioni hanno contribuito diversi fattori. Il settore industriale ha registrato un calo emissivo che risente del progressivo efficientamento dei processi produttivi, dell'abbandono dei combustibili più inquinanti e a più alto livello di emissioni di gas serra, ma anche della crisi strutturale innescata a partire dalla crisi finanziaria globale del 2008. Nel

settore civile l'iniziale riduzione delle emissioni è riconducibile, in analogia con l'industria, all'abbandono dei combustibili più inquinanti e a più alto livello di emissioni di gas serra, ma anche al progressivo, seppur lento, efficientamento del parco immobiliare e delle apparecchiature utilizzate. Un ruolo chiave per le emissioni del settore è svolto dall'andamento delle temperature e dalla conseguente necessità di riscaldamento. Per quanto riguarda il settore dei trasporti, invece, le politiche sugli standard emissivi e di consumo dei nuovi veicoli sono state in buona parte compensate dalle dinamiche economiche e dalla crescente domanda di trasporto privato, anche come modifica dei comportamenti a seguito della pandemia. In sintesi, per quanto riguarda i settori meno influenzati dalla situazione economica, come trasporti e civile, non risultano riduzioni significative delle emissioni a partire dal 2013. Pertanto, sebbene le riduzioni richieste dal rispetto delle allocazioni annuali per il periodo 2013–2020 siano state non solo raggiunte ma ampiamente superate (si calcola un "overachievement" totale per il periodo in termini di riduzione delle emissioni di 190 MtCO<sub>2</sub>eq), la mancata riduzione delle emissioni dei settori trasporti e civile ha portato a un progressivo avvicinamento dei livelli emissivi italiani alle AEA, fino al superamento delle stesse registrato per gli anni 2021 e 2022. Tali superamenti risultano essere rispettivamente di 4,6 e 5,5 MtCO<sub>2</sub>eq.

Guardando al nuovo obiettivo e al peso dei singoli settori, il contributo più significativo è rappresentato dai settori dei trasporti e del civile (in particolare residenziale e terziario).

Nell'aggiornamento del Piano, è risultata evidente la necessità di adottare politiche e misure aggiuntive finalizzate a conseguire una maggior efficienza energetica nel settore civile (residenziale e terziario), nonché a ridurre la domanda di mobilità e a favorire la diffusione di veicoli a basse emissioni, potenziandone anche la relativa infrastruttura.

Nel civile, per conseguire la riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 2005 e promuovere un incremento nel risparmio sui consumi finali di energia, sono state previste misure di accelerazione nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione profonda e dall'applicazione di tecnologie particolarmente performanti (come, ad esempio, pompe di calore e sistemi BACS).

Per il settore dei trasporti, la riduzione delle emissioni può essere efficacemente ottenuta, oltre che con la graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto grazie sviluppo della mobilità condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione dei biocarburanti e di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO<sub>2</sub> molto basse o pari a zero.

Inoltre, in prospettiva, un ruolo di impulso alla decarbonizzazione dei settori civile e trasporti verrà dalla direttiva ETS, che prevede, inter alia, la creazione di un sistema ETS ad hoc che disciplinerà anche questi settori: il meccanismo di cap and trade si affiancherà, a partire dal 2027, alle politiche e misure nazionali.

Alle emissioni da usi energetici dei combustibili fossili si aggiungono quelle di origine non energetica che, tuttavia, forniranno un contributo relativamente contenuto al processo di decarbonizzazione.

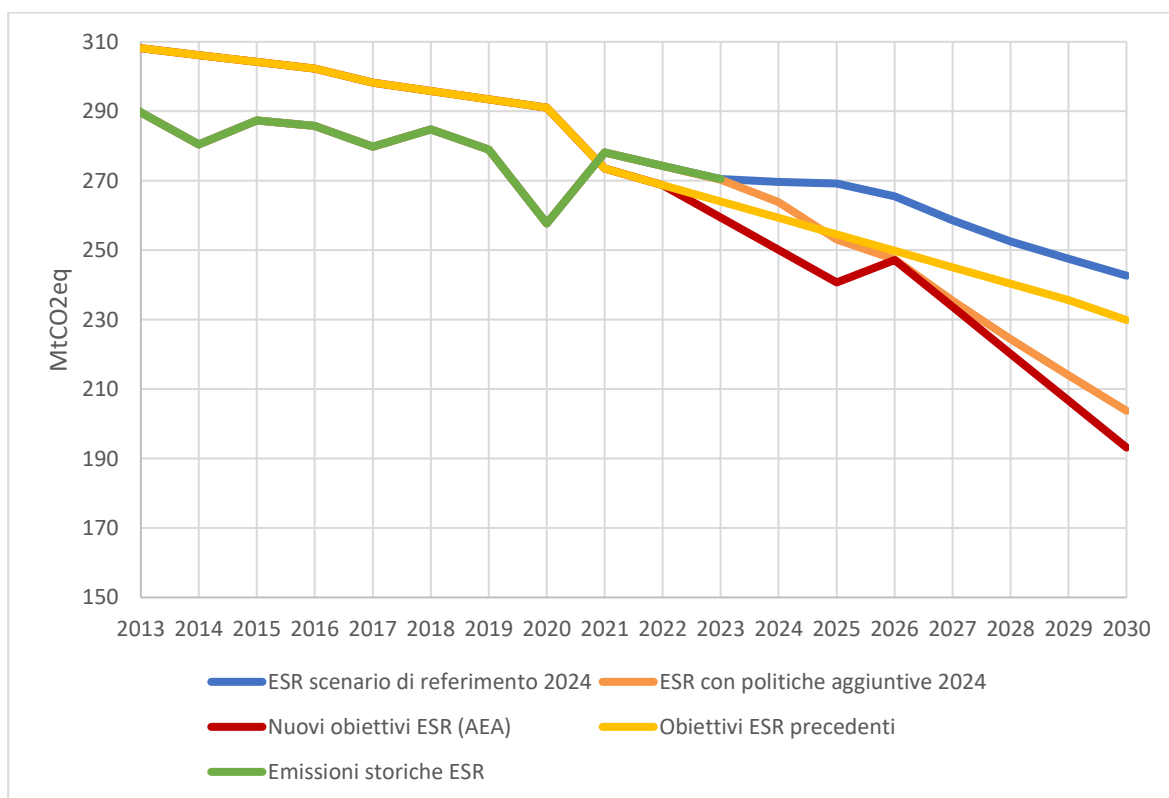
Le emissioni da processi industriali interessano essenzialmente le produzioni di cemento, di calce e di acciaio e l'utilizzo di gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte. Sui gas fluorurati, invece, un effetto evidente deriva dalla esecuzione del nuovo Regolamento (UE) 2024/573 che sostituisce il Regolamento n. 517/2014, e che porta a controllare in maniera ancora più rigorosa gli F-GAS.

Si ritiene utile menzionare che ai fini dell'abbattimento delle emissioni prodotte dai combustibili tradizionali l'utilità del combustibile solido secondario, a cui è possibile ricorrere grazie alle semplificazioni introdotte dal Decreto Legge 77/2021, art.35 per i cementifici e le centrali termoelettriche. Per le acciaierie, così come in generale per i settori hard-to-abate un contributo analogo sarà fornito dalle sperimentazioni dell'idrogeno e del biometano.

Nel settore dei rifiuti, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica e alle percentuali di recupero del metano dal gas di discarica. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati. La legislazione nazionale, infatti, prevede un obiettivo di raccolta differenziata molto ambizioso pari al 60% al 2030, che rappresenta il motore principale delle politiche di gestione dei rifiuti in Italia. Grazie a questo obiettivo (ancora non raggiunto in maniera uniforme a livello nazionale) è stato possibile ottenere elevate percentuali di riciclo dei rifiuti urbani perfettamente in linea con l'obiettivo comunitario di riciclo al 2020 pari al 50%.

Nel comparto agricoltura, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero e il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture nonché l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto. Queste variabili sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate dalla Politica Agricola Comune e nei Piani di Sviluppo Rurale. Negli ultimi dieci anni questo comparto, sul piano emissivo, è comunque restato relativamente stabile, solo marginalmente influenzato dalla produzione di biogas e dalla riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti.

Figura 4 - Andamento storico delle emissioni nei settori Effort Sharing e scenari futuri a politiche aggiuntive (Mt di CO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]



Come mostrato in figura, nonostante le politiche identificate (inserite nel Cap. 3) si ravvisa ancora una certa distanza rispetto al nuovo obiettivo Effort sharing. L'insieme di tali politiche, seppur molto ambiziose nei settori civile e trasporti, consente infatti al momento di raggiungere al 2030 una riduzione delle emissioni pari a circa il 40,5%.

Per accelerare "ulteriormente" la riduzione delle emissioni nel settore civile, al fine del raggiungimento dell'obiettivo, in particolare, si dovranno potenziare le politiche e le misure per

promuovere l'efficienza energetica nel settore residenziale identificando nuovi strumenti per il coinvolgimento dei privati e del settore pubblico nella riqualificazione del parco edilizio esistente nazionale. Nell'ambito del settore dei trasporti, invece, occorrerà incentivare con maggiore forza misure tese a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale, ridurre la domanda di mobilità privata con politiche di favore per smart working e valutare la riduzione delle giornate lavorative a parità di ore lavorate. Occorrerà altresì un utilizzo pieno della digitalizzazione e della conseguente riduzione di spostamenti fisici, oltre alla promozione della mobilità dolce e degli strumenti per la pianificazione della mobilità.

Anche un maggiore coinvolgimento dei settori non energetici sarà necessario per il raggiungimento degli obiettivi.

Infine, con riferimento al settore LULUCF, il contributo, ai fini della conformità all'obiettivo ESR, è limitato a quanto previsto dalla c.d. flessibilità LULUCF (5,75 MtCO<sub>2</sub>eq per ciascun periodo 2021-2025 e 2026-2030). Tale flessibilità, tuttavia, potrà essere utilizzata solo a seguito della verifica della conformità agli obiettivi specifici del settore LULUCF. In particolare, il Regolamento (UE) 2023/839 (Regolamento LULUCF) prevede, per il periodo dal 2021 al 2025, un obiettivo di neutralità tra emissioni e assorbimenti per il settore (c.d. *no debit rule*) e, per il periodo 2026 – 2030, un obiettivo europeo pari a 310 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente di assorbimenti netti di gas serra entro il 2030, distribuito tra gli Stati membri come obiettivi nazionali vincolanti annuali calcolati sulla base di una traiettoria lineare. Per l'Italia l'obiettivo di assorbimento minimo al 2030 è di 35,8 Mt CO<sub>2</sub>eq.

Dal 1990, i cambiamenti nell'uso del suolo in Italia hanno portato all'aumento della superficie forestale (+25%), di zone umide (+12%) e di insediamenti urbani (+43%); si osserva inoltre una riduzione dell'area di prati, pascoli e altre terre boscate (-10%) e delle aree agricole (-17%) rispetto al 1990. Tali dinamiche sono alla base della variazione degli assorbimenti e delle emissioni del settore LULUCF che mostra, nel complesso, un'elevata variabilità influenzata soprattutto dalle superfici percorse annualmente da incendi e dalle relative emissioni di gas serra.

Nella tabella seguente sono riportati gli assorbimenti e le emissioni di gas serra, in MtCO<sub>2</sub>eq, del settore LULUCF, stimate sulla base della metodologia IPCC, così come comunicati alla Commissione europea nell'ambito delle disposizioni del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'Energia.

Tabella 8 - Proiezioni per categorie LULUCF (MtCO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2025	2030	2035	2040
<b>Totale LULUCF</b>	<b>-3.6</b>	<b>-23.4</b>	<b>-20.2</b>	<b>-33.7</b>	<b>-39.7</b>	<b>-41.9</b>	<b>-27.5</b>	<b>-24.8</b>	<b>-21.2</b>	<b>-28.0</b>	<b>-28.4</b>	<b>-24.6</b>	<b>-30.8</b>
Foreste	-17.3	-31.0	-26.3	-34.9	-36.4	-40.3	-29.8	-28.4	-26.1	-34.3	-35.4	-35.2	-35.1
Terre agricole	2.1	1.4	1.0	-0.4	0.4	1.7	3.7	2.2	2.3	2.4	2.5	3.0	3.1
Prati e pascoli, altre terre boscate	4.9	-1.9	-1.4	-5.6	-8.3	-8.3	-6.3	-3.0	-2.0	-1.7	-0.9	2.5	-3.5
Zone umide	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
Insediamenti urbani	7.1	8.9	6.9	7.7	4.7	4.7	5.5	4.8	4.8	5.7	5.5	5.2	4.8
Prodotti legnosi (HWP)	-0.4	-0.7	-0.5	-0.5	-0.1	0.1	-0.7	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2



*ii. Se del caso, altri obiettivi e traguardi nazionali coerenti con l'accordo di Parigi e con le attuali strategie a lungo termine. Se del caso, per il contributo all'impegno globale dell'Unione in materia di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, altri obiettivi e traguardi, inclusi quelli settoriali e di adattamento se disponibili*

#### ❖ **ADATTAMENTO**

Gli strumenti nazionali, strategici e di pianificazione, relativi al tema dell'adattamento sono rappresentati, come indicato nel par 3.1.1 del presente Piano, dalla Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti climatici, adottata nel 2015, e dal Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC).

Quest'ultimo, a conclusione di un procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), è stato approvato con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 434 del 21 dicembre 2023, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 42 del 20 febbraio 2024.

Da un punto di vista sistemico l'obiettivo generale del PNACC è declinato attraverso quattro obiettivi specifici:

- definire una governance nazionale per l'adattamento, esplicitando le esigenze di coordinamento tra i diversi livelli di governo del territorio e i diversi settori di intervento;
- migliorare e mettere a sistema il quadro delle conoscenze sugli impatti dei cambiamenti climatici, sulla vulnerabilità e sui rischi in Italia;
- definire le modalità di inclusione dei principi, delle azioni e delle misure di adattamento ai cambiamenti climatici nei Piani e Programmi nazionali, regionali e locali per i settori d'azione individuati nel PNACC, valorizzando le sinergie con gli altri Piani nazionali (mainstreaming);
- definire modalità e strumenti settoriali e intersettoriali di attuazione delle azioni del PNACC ai diversi livelli di governo.

Un secondo livello di intervento è mirato, inoltre, ad esercitare una "funzione di indirizzo", in particolare verso il livello regionale e locale, definendo un quadro organico di possibili opzioni di adattamento, articolato in misure settoriali, che troveranno applicazione nei Piani settoriali e intersettoriali nelle modalità che saranno individuate dalla struttura di governance. La "funzione di indirizzo" è integrata nel PNACC da due documenti per la definizione di strategie/piani regionali e locali di adattamento ai cambiamenti climatici.

A seguito dell'approvazione del PNACC, come indicato nel par 3.1.1 del presente Piano, sono state avviate le attività per la realizzazione della prima azione di sistema del PNACC, consistente nell'istituzione di una apposita struttura di governance, l'"Osservatorio nazionale per l'adattamento ai cambiamenti climatici", con funzione di indirizzo e coordinamento, oltre che di analisi e confronto, per la pianificazione e l'attuazione di azioni di adattamento nei diversi settori. I risultati di questa attività convergeranno in piani settoriali o intersettoriali, nei quali saranno delineati gli interventi da attuare.

L'Osservatorio si compone di:

- un organo collegiale con funzioni di indirizzo e coordinamento (Comitato);
- una struttura di supporto tecnico e amministrativo (Segreteria);
- un organo consultivo-divulgativo (Forum).

Con l'obiettivo di rendere disponibili a tutti i cittadini le informazioni e i dati del PNACC e per supportare nel processo decisionale le Regioni e gli enti locali, a ottobre 2022, è stata resa



disponibile on-line la “Piattaforma nazionale sull’adattamento ai cambiamenti climatici” che costituirà lo strumento informatico di riferimento per i lavori del Forum.

Come indicato dalla Commissione, gli Stati membri sono invitati a rafforzare la resilienza del sistema energetico in linea con la legge sul clima. Nel PNACC il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) è citato tra gli atti nazionali che assumono rilievo in tema di adattamento ai cambiamenti climatici, altresì sono indicati una serie di ambiti di relazione tra cambiamenti climatici ed energia: innanzitutto l’incremento della domanda di raffrescamento che determina un aumento dei consumi di energia elettrica nel periodo estivo, direttamente collegato all’innalzamento delle temperature medie. Lo stesso fenomeno determina una minore richiesta di energia per soddisfare la domanda di riscaldamento nel periodo invernale.

A tale proposito, il PNACC descrive le variazioni climatiche annuali (*ensemble mean*) per alcuni degli indicatori climatici analizzati per il periodo 2036-2065 (2050s), rispetto al periodo di riferimento 1981-2010, per gli scenari RCP 2.6, RCP 4.5 e RCP8.5. Dai risultati delle simulazioni si evince una generale riduzione, in particolare nelle aree montane, dei gradi giorno di riscaldamento (HDDs) e un generale aumento dei gradi giorno di raffrescamento (CDDs) per le aree pianeggianti e costiere. Tale tendenza è influenzata anche dall’aumento della frequenza e dell’intensità delle ondate di caldo. Infatti, è da attendersi un aumento generalizzato del pericolo legato alle ondate di caldo ed una generale riduzione dei fenomeni di ondata di freddo sull’intero territorio nazionale, soprattutto nello scenario RCP 8.5.

Inoltre, come riportato nel Rapporto Ambientale elaborato nell’ambito del procedimento di VAS, la maggiore domanda di raffrescamento nel periodo estivo e il conseguente incremento del picco di potenza elettrica necessario a soddisfarla può aumentare il rischio di blackout. Tale rischio deve essere considerato anche alla luce dei consumi elettrici dei vari settori produttivi. In particolare, l’elevata elettrificazione dell’industria rende tale settore particolarmente vulnerabile. L’aumento dei periodi di siccità determina una criticità direttamente connessa con la disponibilità di acqua. L’utilizzo di questa fondamentale risorsa nei vari settori potrebbe subire impatti che rendono necessario il contingentamento degli usi. Non c’è settore produttivo o civile che non faccia uso di acqua ed è pertanto necessaria una conoscenza dettagliata delle quantità indirizzate in agricoltura, industria, settore elettrico, settore civile e altri usi.

Il PNACC include un quadro sintetico inerente agli aspetti più rilevanti in tema di impatti dei cambiamenti climatici e vulnerabilità settoriali che caratterizzano il territorio italiano. I settori trattati sono quelli già inclusi all’interno della Strategia nazionale di adattamento, che corrispondono ai sistemi naturali e ai settori socioeconomici più vulnerabili ai cambiamenti climatici in Italia. A tal fine sono stati presi in considerazione i risultati delle proiezioni climatiche per l’Italia e selezionati alcuni tra i più consolidati indicatori di impatto a livello nazionale.

Un quadro più dettagliato delle conoscenze sugli impatti dei cambiamenti climatici in Italia, contenuto nell’Allegato III e prodotto nell’arco degli anni 2017-2018 da una ampia comunità di esperti, nonostante non sia aggiornato agli anni più recenti, risulta comunque efficiente nell’anticipare le ricadute dei cambiamenti climatici su diversi settori ambientali, economici e sociali. In ogni caso, il PNACC contiene elementi di conoscenza aggiornati per alcuni settori, ove sia stato possibile reperire le necessarie informazioni, fermo restando che un aggiornamento completo della valutazione degli impatti e della vulnerabilità è previsto tra le azioni di sistema definite dal PNACC.

Sulla base delle informazioni contenute nel PNACC per il settore “risorse idriche”, nel 2020 si è registrato un calo delle precipitazioni rispetto al periodo climatico 1971-2000 (CLINO: normale climatologica di riferimento). In particolare, in base a dati ISTAT del 2022, si è verificata una precipitazione totale annua pari a 661 mm corrispondente ad una diminuzione di precipitazione di -132 mm. Le precipitazioni annue totali, in riferimento al CLINO per le diverse regioni italiane,

mostrano anomalie di distribuzione significative sul territorio, in linea con le previsioni messe in luce nell'ultimo rapporto IPCC 2022, che stanno determinando, sia a scala globale che nazionale, delle anomalie meteorologiche critiche ed estreme.

La quantità delle risorse idriche rinnovabili in Italia corrisponde a circa 116 miliardi di m<sup>3</sup>. Non sono disponibili i dati recenti sui volumi di acqua effettivamente utilizzabili, mentre quelli stimati dalla SNAC risultano essere attorno ai 52 miliardi di m<sup>3</sup>. I principali settori utilizzatori della risorsa sono l'agricoltura (circa 20 miliardi di m<sup>3</sup>), l'idropotabile (9,5 miliardi di m<sup>3</sup>) e l'industria manifatturiera (5,5 miliardi di m<sup>3</sup>). Il raffreddamento degli impianti termoelettrici utilizza circa 18,4 miliardi di m<sup>3</sup>, di cui soltanto l'11,5% da acque interne. Da questo quadro emerge un impiego di oltre il 30% delle risorse rinnovabili disponibili nel nostro paese, ben superiore alla soglia del 20% indicata dall'obiettivo di un'Europa efficiente nell'impiego delle risorse (*Roadmap to a resource efficient Europe* - COM(2011) 571 final; *A resource-efficient Europe – Flagship initiative under the Europe 2020 Strategy* - COM(2011) 21.). Di conseguenza l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE) ha classificato l'Italia come un paese soggetto a stress idrico medio-alto.

In relazione alla produzione di energia elettrica, il tendenziale incremento dell'intensità e della frequenza degli eventi estremi di precipitazione, se accompagnato da una riduzione della precipitazione cumulata, può incidere direttamente sulla produzione idroelettrica. In tal senso un fattore di enorme rilevanza è la variabilità delle precipitazioni e l'aumento della frequenza dei periodi siccitosi con conseguenti problemi dal punto di vista gestionale, soprattutto se alcuni invasi dovessero essere chiusi. Tale impatto è direttamente correlato alla fusione dei ghiacciai in atto ed alla conseguente variazione del regime dei corsi d'acqua da questi alimentati. Come rimarcato nel Rapporto Ambientale, la variazione del regime pluviometrico, nonché lo scioglimento dei ghiacciai, è una criticità per la produzione idroelettrica che costituisce una quota rilevante della produzione elettrica da fonti rinnovabili. La caduta della produzione idroelettrica si ripercuote, quindi, in maniera significativa anche sul raggiungimento degli obiettivi nazionali legati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili.

L'aumento della temperatura incide sulla produzione termoelettrica anche in relazione al fabbisogno idrico del settore per il raffreddamento degli impianti. La siccità verificatasi nel 2022 ha messo in evidenza come la carenza idrica stia avendo un impatto anche sul settore termoelettrico. Alcuni impianti di produzione sul fiume Po sono stati costretti allo spegnimento per mancanza di acqua necessaria al loro raffreddamento. Il prelievo di acqua per la produzione termoelettrica, congiunto all'incremento della frequenza di periodi siccitosi, pone un problema di rilevante importanza.

Un ulteriore impatto sulla trasmissione e distribuzione elettrica dovuto all'aumento della temperatura è costituito dal previsto incremento della resistenza dei cavi e, quindi, delle perdite di rete, con conseguente inevitabile aumento della produzione per soddisfare la domanda, e una più difficile dissipazione del calore. Da evidenziare anche il rischio di interruzione della trasmissione di energia dovuto ad eventi meteorologici estremi.

Il quadro sopra descritto evidenzia svariati aspetti che possono incidere negativamente sul raggiungimento degli obiettivi dell'Unione dell'energia. Per esempio, poiché la necessità di raffreddamento o riscaldamento aggiuntivo può aumentare il consumo energetico complessivo, le vulnerabilità climatiche potrebbero compromettere gli sforzi per migliorare l'efficienza energetica. Allo stesso tempo un aumento del consumo energetico complessivo potrebbe compromettere gli sforzi per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra, qualora non vi fosse un'adeguata infrastrutturazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili capace di sostenerlo. Gli eventi meteorologici estremi, infine, potrebbero danneggiare le infrastrutture energetiche andando ad incidere sull'obiettivo della sicurezza energetica, rallentando la transizione verso fonti energetiche rinnovabili e compromettendo la salvaguardia e il potenziamento di quelle già in essere.

Le politiche e le misure di adattamento dovrebbero sostenere, in linea con gli obiettivi e le politiche dell'Unione dell'energia, la resilienza delle infrastrutture per garantire una fornitura affidabile di energia, la promozione della diversificazione delle fonti energetiche per ridurre la dipendenza da risorse vulnerabili agli impatti climatici e garantire una maggiore sicurezza energetica.

Per quanto detto sopra, al fine di costruire un sistema energetico resiliente che rimanga affidabile attraverso gli scenari climatici di breve e medio termine e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine, nel PNACC è disponibile un quadro di riferimento delle possibili opzioni di adattamento (allegato IV) che comprende, ad esempio, misure per:

- la promozione dello sviluppo di micro grids per favorire l'autoproduzione di comunità urbane, nel rispetto della sicurezza e dell'efficienza complessiva del sistema;
- la realizzazione di programmi e strumenti per la gestione e l'orientamento della domanda (demand side management);
- l'aumento del grado di interconnessione della rete elettrica anche al fine di integrare i contributi da fonte rinnovabile;
- la realizzazione di reti di bacini interconnesse su scala regionale o nazionale;
- il miglioramento dell'interconnessione con le reti europee per compensare il ricorso a fonti rinnovabili discontinue;
- la diversificazione delle fonti energetiche in modo da aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti.

Altresì, ulteriori possibili azioni che il PNACC propone (allegato IV) nell'ambito del settore energia, e che trovano corrispondenza negli obiettivi dell'Unione dell'energia, riguardano le misure per salvaguardare la capacità di produzione di energia elettrica e il risparmio energetico residenziale.

Le azioni individuate per il settore energia, infatti, rispondono ai seguenti obiettivi:

- promuovere ed incrementare una migliore gestione della domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento attraverso: Interventi di adattamento degli edifici esistenti, ovvero la realizzazione di interventi di *retrofit* del patrimonio edilizio esistente per la riduzione dei fabbisogni di climatizzazione, sia per la stagione invernale che per quella estiva; "*Climate proofing*" degli edifici di nuova realizzazione attraverso l'attuazione rigorosa delle disposizioni di legge in materia di efficienza energetica attraverso gli strumenti di pianificazione e programmazione previsti dalla norma vigente, a livello nazionale, regionale e locale;
- ridurre le perdite di energia dalle reti di trasmissione e distribuzione;
- incrementare l'utilizzo di fonti energetiche alternative;
- promuovere le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica;
- incrementare la resilienza del sistema energetico e ridurre la vulnerabilità della produzione idroelettrica e termoelettrica;
- promuovere ed incrementare una miglior gestione della domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento;
- incrementare la resilienza del sistema energetico.

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi e dei target dell'Unione dell'energia, gioca un ruolo importante la difesa del suolo. Secondo le informazioni contenute nel PNACC, il degrado del suolo è una riduzione della capacità produttiva biologica di tale risorsa. Spesso, il processo è indissolubilmente legato alla perdita di biodiversità e agli impatti dei cambiamenti climatici. Il degrado è valutato analizzando la variazione di alcuni indicatori, tra cui, i principali sono rappresentati dalla copertura del suolo, dalla sua produttività e dal contenuto in carbonio organico. I cambiamenti climatici potranno esacerbare i processi di degrado attraverso complessi e inediti

meccanismi di retroazione del sistema suolo-vegetazione acqua. La sostanza organica nei suoli agricoli e forestali potrà subire una riduzione dovuta all'alterazione del regime termico e pluviometrico. Le alterazioni del contenuto di sostanza organica potranno contribuire, insieme ad altri fattori, all'abbandono delle aree collinari e di montagna congiuntamente a fenomeni di sovrasfruttamento dei suoli e delle acque nelle zone pianeggianti potranno incrementare il rischio di desertificazione e degrado. Il progressivo abbandono di attività agricole in zone collinari e montane, la conseguente espansione della vegetazione arbustiva, la diminuzione della fertilità dei suoli e l'aumento del rischio di incendio soprattutto quando associato all'aumento della frequenza degli eventi siccitosi sono fenomeni concomitanti che fortemente contribuiscono a determinare situazioni di degrado estremo. Parallelamente all'abbandono delle aree collinari e montane si potrà intensificare l'uso e l'urbanizzazione delle aree pianeggianti con conseguente impermeabilizzazione di suoli. Infine, nelle zone di pianura derivanti da bonifica per drenaggio, la fertilità dei suoli organici sarà minacciata dalla mineralizzazione di carbonio organico dovuta all'inedito stato di ossidazione, che comporterà una riduzione della capacità di resilienza oltre che emissioni imponenti di CO<sub>2</sub>. Una delle azioni incluse nell'allegato IV del PNACC per il contrasto alla desertificazione e, più in generale ai fenomeni di degrado del suolo, consiste nell' "Integrare la prevenzione, gestione e mitigazione dei rischi tra politiche intersettoriali (foreste, agricoltura, risorse idriche, energia, etc.)". Tale azione è coerente con l'azione di sistema 2 del PNACC che prevede l'individuazione delle modalità, degli strumenti e dei soggetti competenti per l'introduzione dei principi delle misure e azioni di adattamento nei Piani e nei Programmi nazionali, regionali e locali.

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi e dei target dell'Unione dell'energia anche il settore forestale risulta strategico. Le foreste sono, difatti, uno dei principali *carbon sink* naturali della Terra e giocano un ruolo cruciale nella mitigazione dei cambiamenti climatici assorbendo e immagazzinando il carbonio atmosferico. La protezione e il ripristino delle foreste sono fondamentali per garantire la loro capacità di agire come serbatoi di carbonio a lungo termine e per contrastare i cambiamenti climatici e preservare la loro importanza per la biodiversità e per il benessere umano. Tuttavia, le alterazioni causate dai cambiamenti climatici in atto e futuri sono tali da determinare significative modificazioni del patrimonio forestale italiano, compromettendone la funzionalità e i servizi ecosistemici che esso offre e sono destinate ad aumentare in risposta agli scenari climatici futuri. Specifiche azioni di adattamento sono dunque necessarie al fine di tutelare le funzioni più importanti che le nostre foreste sono attualmente chiamate a svolgere, tra cui: serbatoi di biodiversità e tutela delle specie e degli habitat; funzione produttiva in termini di prodotti legnosi e bioenergia; regimazione e captazione delle acque, protezione del suolo e difesa dal dissesto idrogeologico, incluso il mantenimento della qualità delle acque; contenimento del rischio di alluvioni; assorbimento e fissazione del carbonio nei suoli e nella biomassa e mantenimento della qualità dell'aria.

Come riportato nel PNACC una delle principali minacce per il settore forestale europeo, soprattutto nell'Europa meridionale, è rappresentata dagli incendi boschivi, i quali sono collegati in modo indiretto ai cambiamenti climatici. In Italia, le aree che hanno subito storicamente i danni più significativi in termini di superfici percorse da incendi sono principalmente situate nella parte centro-meridionale della penisola, nelle isole principali e lungo la costa ligure e toscana. Gli incendi contribuiscono, tra l'altro, all'emissione di quantità significative di gas serra ed inquinanti nell'atmosfera. Nel corso del tempo, il fenomeno degli incendi boschivi in Italia ha mostrato variazioni: si è verificato un periodo critico verso la metà degli anni ottanta, seguito da anni in cui l'incidenza del fenomeno è rimasta generalmente elevata. La combinazione di cambiamenti climatici e abbandono delle aree rurali e forestali, se non affrontato correttamente, sta esacerbando la problematica degli incendi provocando un aumento della frequenza degli incendi, con aumento dell'intensità e significatività degli stessi, in grado di determinare ingenti perdite economiche, ambientali e sociali. Gli interventi di adattamento proposti nel PNACC mirano in generale alla gestione sostenibile delle foreste al fine di aumentare la capacità di adattamento dei boschi al cambiamento climatico e migliorarne la stabilità nei confronti di eventi atmosferici

estremi, favorendo, in linea generale, la loro funzione di sequestro di carbonio oltre che di difesa idrogeologica.

Gli effetti dei cambiamenti climatici interesseranno anche il settore dell'agricoltura. Come indicato nel PNACC l'agricoltura italiana, insieme a quella di altri Paesi mediterranei, si trova tra le più esposte in Europa agli effetti dei cambiamenti climatici. Sebbene l'adattamento al clima sia un tratto caratteristico del settore agricolo, la rapidità, l'incertezza e l'ampiezza dei cambiamenti climatici in corso e previsti richiedono un potenziamento della sua capacità di adattamento. Il PNACC riporta le informazioni della letteratura scientifica in merito ad una grande variazione nelle previsioni dei rendimenti, a causa delle diverse rappresentazioni delle precipitazioni nei modelli climatici e delle risposte variabili dei modelli agricoli agli impatti climatici. Tuttavia, esistono evidenti segnali di peggioramento delle condizioni agro-climatiche, inclusi un aumento dello stress idrico e una riduzione della stagione di crescita in Europa centrale e meridionale. Gli agrosistemi saranno soggetti a variazioni in termini di durata del ciclo fenologico, produttività e potenziale spostamento degli areali di coltivazione tipici, con risposte differenti in intensità e segnale a seconda della specie e delle aree geografiche di riferimento. In generale, le colture risentiranno dell'incremento di temperatura, riducendo la lunghezza del ciclo di crescita con conseguente minore accumulo di biomassa e riduzione della resa. Il PNACC prevede diverse azioni di adattamento per il settore dell'agricoltura, tra cui:

- la promozione della diffusione dell'agricoltura di precisione al fine di utilizzare in maniera più efficiente (sito specifica) i mezzi di produzione (es. nutrienti e acqua). L'ottimizzazione degli input colturali consente di incrementare la produttività colturale e l'adattamento ai cambiamenti climatici, rispettando contemporaneamente gli obiettivi di mitigazione e riducendo i danni derivanti dall'uso non controllato degli stessi (es. inquinamento N nelle falde);
- lo sviluppo del miglioramento genetico e selezione delle colture.

Rispetto al contributo che le politiche di adattamento possono dare agli obiettivi legati alla riduzione delle emissioni l'Unione si prefigge, un altro settore di rilievo è quello delle risorse idriche poiché promuovere l'efficienza idrica e migliorare complessivamente la sostenibilità delle risorse idriche contribuisce non solo a conservare le risorse, ma anche a ridurre l'energia necessaria per il trattamento e la distribuzione dell'acqua, con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate a queste attività. Investire in soluzioni e pratiche che migliorino l'efficienza idrica è dunque essenziale per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità e decarbonizzazione nell'ambito dell'Unione dell'energia. Per quanto attiene alle risorse idriche, il PNACC in relazione alla riduzione della disponibilità di acqua prevede azioni finalizzate tra l'altro a:

- migliorare l'efficienza delle infrastrutture idriche;
- migliorare l'efficacia nella programmazione dell'uso della risorsa;
- migliorare l'efficacia della pianificazione;
- promuovere pratiche agricole sostenibili e la gestione integrata delle risorse idriche.

Il PNACC identifica una serie di azioni tra cui la razionalizzazione dei consumi, il miglioramento della gestione della domanda, la riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione e la riqualificazione dei corpi idrici per garantire il mantenimento dei flussi vitali e la qualità ecologica, considerando i cambiamenti previsti nei regimi di temperatura e precipitazioni.

#### ❖ **CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS): INQUADRAMENTO**

Il ricorso alla cattura e allo stoccaggio/utilizzo della CO<sub>2</sub> è indispensabile per traguardare l'obiettivo di contenimento del riscaldamento globale citato nella prima parte del presente Piano. Il ricorso alla CCS (*Carbon Capture and Storage*) è necessario in quanto esso consente:

- la decarbonizzazione dei settori industriali in cui l'emissione di CO<sub>2</sub> è parte inevitabile del processo produttivo. L'International Energy Agency riconosce che la CCS e la CCUS sono tecnologie che possono contribuire notevolmente ad abbattere le emissioni di carbonio soprattutto nei settori industriali hard to abate;
- la decarbonizzazione (insieme a idrogeno e biometano) dei settori industriali non elettrificabili a causa della necessità di raggiungere, mediante combustione, alte temperature di processo o per la necessità di feedstock diretto del processo produttivo;
- la decarbonizzazione dei processi industriali che generano emissioni non legate alla combustione ma tipiche del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili;
- la decarbonizzazione (insieme alle rinnovabili) del settore elettrico, preservando una quota di produzione di energia elettrica decarbonizzata, programmabile e flessibile;
- un più rapido sviluppo del settore dell'idrogeno, mediante integrazione dell'idrogeno da rinnovabili con idrogeno low carbon (i.e. prodotto con reforming del gas naturale combinato con CCS);
- l'assorbimento della CO<sub>2</sub> dall'atmosfera attraverso ricorso alla bioenergia associata alla CCS (Bio-Energy Carbon Capture and Storage, BECCS) e alla cattura diretta del carbonio presente nell'aria (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS).

L'Unione Europea dispone ad oggi di una serie di previsioni normative a sostegno della cattura, utilizzo, trasporto e stoccaggio del carbonio. Rilevano, in particolare, la Direttiva relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio del 2009 (Direttiva 2009/31), la disciplina EU ETS e il suo Regolamento implementativo (Direttiva 2023/959; Regolamento esecutivo 2018/2066) oltre che la disciplina europea sugli aiuti di stato CEEAG, il Regolamento TEN-E, la Direttiva per le fonti rinnovabili. Inoltre, la strategia dell'UE sulla gestione industriale del carbonio (cd. Industrial Carbon Management Strategy adottata in febbraio 2024), la Comunicazione Cicli del carbonio sostenibili del 2021, il Regolamento sulle rimozioni di carbonio (cd. Carbon Removals and Carbon Farming Regulation) e il Net Zero Industry Act, delineano una serie di linee di indirizzo per lo sviluppo legislativo a venire.

In particolare, la direttiva 2009/31/CE, recepita in Italia dal DLgs 162/2011, ha delineato un quadro normativo volto a consentire lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> in formazioni geologiche idonee. Nell'ultimo anno il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2023, n. 11 ("DL 181/2023") ha da ultimo modificato il DLgs 162/2011 e integrato il quadro normativo abilitante le autorizzazioni allo stoccaggio di CO<sub>2</sub>.

#### ❖ **CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS): POTENZIALE DELLA CAPACITA' DI STOCCAGGIO GEOLOGICO NAZIONALE E CAPACITA' DI INIEZIONE**

I siti onshore e offshore dove è tecnicamente possibile effettuare uno stoccaggio permanente di CO<sub>2</sub> si distinguono in giacimenti esauriti (in particolare i giacimenti a gas) e in acquiferi salini.

I giacimenti esauriti hanno numerosi vantaggi che derivano dalla approfondita conoscenza delle caratteristiche del sito di stoccaggio, maturata nel corso degli anni di sviluppo e produzione di idrocarburi. Infatti, le fasi di esplorazione e sfruttamento del giacimento hanno consentito di caratterizzare la geologia del sito, avere una conoscenza della dinamica del giacimento e un'evidenza della tenuta idraulica della copertura e della sua caratterizzazione. La presenza di idrocarburi nei giacimenti conferma inoltre la definizione di "trappola" geologica che possa in futuro contenere la CO<sub>2</sub>, come ha contenuto il gas per milioni di anni. Infine, i giacimenti esauriti o in via di esaurimento sono caratterizzati dalla presenza di infrastrutture industriali delle fasi produttive (impianti, pozzi,



pipeline) una cui parte può essere riutilizzata per i nuovi sviluppi di stoccaggio della CO<sub>2</sub>, alimentando una virtuosa economia circolare.

Visti questi vantaggi, in Italia è stata avviata un'analisi delle potenzialità di stoccaggio focalizzata sui giacimenti oil&gas esauriti o in fase di esaurimento al momento afferenti al solo portafoglio di titoli minerari Eni. I risultati delle sole analisi di Eni hanno evidenziato un potenziale di stoccaggio per i giacimenti di oil&gas off-shore e on-shore esauriti e in via di esaurimento pari a circa 750 Mt dislocati come segue:

- La potenziale capacità di stoccaggio geologico off-shore è distribuita in due Hub principali:
  - Ravenna Hub (515 Mt): rappresenta probabilmente il principale Hub noto per lo stoccaggio geologico dell'area Mediterranea costituito da diversi giacimenti a gas esauriti o in fase di esaurimento che saranno progressivamente dedicati allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> in stretta sinergia tra loro.
  - Jonio Hub (130 Mt): sito per lo stoccaggio geologico CO<sub>2</sub> che potrebbe concretizzarsi indicativamente a partire dal 2040, in considerazione delle code di produzione attese e una maggiore complessità geologica rispetto ai giacimenti afferenti al «Ravenna hub».
- La potenziale capacità di stoccaggio geologico on-shore, considerando le aree attualmente analizzate, più rilevanti e più facilmente implementabili, è distribuita in due siti:
  - 69 Mt nell'area Ravenna.
  - 35 Mt in Sicilia.

Oltre che nei giacimenti di idrocarburi onshore e offshore esauriti, come già detto in precedenza, lo stoccaggio permanente di CO<sub>2</sub> può essere effettuato negli acquiferi salini, che, a fronte della maggior capacità di stoccaggio rispetto ai giacimenti esauriti, scontano una minor conoscenza geologica dovuta ad una minor disponibilità di dati e di studi specialistici. Il potenziale di stoccaggio degli acquiferi salini in Italia non è completamente noto. Esistono, tuttavia, in letteratura diverse stime (Buttinelli et al., 2011; Donda et al., 2011, 2013; Civile et al., 2013; Volpi et al., 2015).

Più in dettaglio, nell'ambito degli studi realizzati anche attraverso valutazioni nazionali per l'individuazione dei potenziali siti per lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> in acquiferi salini, si cita il lavoro di studio promosso con finanziamento pubblico sui fondi di ricerca di sistema con la Società RSE S.p.A. – Ricerca sul Sistema Energetico – nei trienni 2006-2009 e 2009-2011. I risultati di questo studio hanno portato a indagare diversi sistemi di stoccaggio in acquiferi salini nelle aree dell'Emilia-Romagna, delle Marche, dell'Abruzzo, dell'on-offshore Alto Adriatico, dell'offshore Medio-Basso Adriatico - Zona B, dell'offshore marchigiano, dell'offshore calabro, del bacino carbonifero del Sulcis e dell'onshore di Malossa (Lombardia). Alcuni di questi siti sono risultati idonei e, su questi, è stata quindi stimata una capacità di stoccaggio minima (*worst case*) di 2.152 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. Un altro studio pubblico dell'Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale (Donda et al., 2011) ha valutato un'ulteriore capacità di stoccaggio in acquiferi salini ritenuti idonei per una capacità di stoccaggio minima stimata (*worst case*) di 2.954 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. Complessivamente gli studi messi in campo hanno quindi portato a valutare una capacità di stoccaggio minima complessiva in acquifero salino di circa 5 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Tali valutazioni da letteratura scientifica non sono state verificate dagli operatori, andrebbero approfondite attraverso studi dedicati e integrati da una fase esplorativa mirata a valutare l'estensione dell'acquifero e la caratterizzazione del sito di stoccaggio.

Con riferimento all'andamento temporale prospettato per la capacità di iniezione e alla richiesta di approfondimento avanzata a tal riguardo dalle Raccomandazioni della Commissione alla proposta di aggiornamento del PNIEC, si rappresenta che nel 2023 è stata rilasciata la prima autorizzazione per svolgere un programma sperimentale denominato "CCS Ravenna Fase 1" le cui operazioni



inizieranno nel corso del 2024, con una capacità di iniezione pari a 25 ktCO<sub>2</sub>/anno. Le emissioni catturate dalla centrale Eni di trattamento di gas naturale di Casalborgon (Ravenna) sono convogliate verso la piattaforma di Porto Corsini Mare Ovest e infine iniettate nell'omonimo giacimento a gas esaurito, nell'offshore ravennate. Nei prossimi anni nello stesso hub di Ravenna è previsto l'avvio di una Fase 2 di carattere industriale che contribuirà alla decarbonizzazione dei settori "hard to abate" e termoelettrico presenti sul territorio nazionale e sud Europa. I piani di sviluppo del progetto prevedono il suo avvio nel 2027 e il raggiungimento di una capacità di iniezione di 4 MtCO<sub>2</sub>/anno entro il 2030. Successive fasi di espansione potranno consentire di raggiungere una capacità di iniezione di 12 MtCO<sub>2</sub>/anno intorno al 2035 per arrivare negli anni successivi ad un plateau di circa 16 MtCO<sub>2</sub>/anno nel periodo 2040-50. Questo sviluppo prevede forti sinergie tra i diversi campi, andando progressivamente ad integrare nuovi siti di stoccaggio per raggiungere i target iniettivi descritti. Tale potenziale di sviluppo della capacità di iniezione riveste carattere indicativo programmatico e non di obiettivo vincolante.

A riguardo potranno essere riviste in aumento le capacità di iniezione al 2030, anche tenendo conto dei volumi di domanda nazionale ed estera compatibilmente con i vincoli di natura tecnica.

#### ❖ **CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS): POTENZIALE FABBISOGNO DI CATTURA DI CO<sub>2</sub> NAZIONALE E MODALITA' DI TRASPORTO**

Già nel PNIEC 2019 era prevista la possibilità di catturare e stoccare l'anidride carbonica, entro il 2040, sia nel settore energetico che in quello industriale, al fine di raggiungere la piena decarbonizzazione del sistema energetico entro il 2050. Tale leva di decarbonizzazione è stata poi confermata nella "Strategia Italiana di Lungo Termine sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra"<sup>11</sup>. Il documento individua possibili percorsi per raggiungere la neutralità climatica in Italia entro il 2050. Per raggiungere questo obiettivo, la CCS è stata individuata come una delle quattro leve fondamentali da integrare con l'efficienza energetica. Inoltre, la CCS è considerata un'opzione per affrontare sia le emissioni di combustione che quelle di processo. In particolare, la strategia stimava che in Italia 20-40 Mton di CO<sub>2</sub> potrebbero essere evitate al 2050 grazie al ricorso alla CCS.

In riscontro alla richiesta della Commissione di quantificare le emissioni annuali di CO<sub>2</sub> potenzialmente catturabili per settore produttivo, nonché di fornire elementi di approfondimento rispetto alle relative modalità di trasporto, gli esiti preliminari dello studio previsto dal Decreto-Legge 181/23 sulla mappatura dei cluster emissivi e sull'analisi delle infrastrutture necessarie, evidenziano quanto segue.

A seguire si riportano le emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2022 dei principali potenziali ambiti di applicazione della CCUS:

- **Industria Hard to Abate:** in Italia nel perimetro delle industrie dei settori Hard to Abate (Acciaio, Cemento, Ceramica, Chimica, Raffinazione, Vetro) è possibile ricondurre 67 MtCO<sub>2</sub> di cui circa il 20% di processo. Tali emissioni includono anche quelle delle industrie energetiche della trasformazione (raffinerie e cokerie) e quelle di alcuni grandi impianti termoelettrici integrati nei poli produttivi. Le emissioni degli altri settori industriali ammontano a 22 MtCO<sub>2</sub> di cui 4,5 nel comparto della Carta che, sebbene le produzioni nazionali siano sostanzialmente prive di emissioni di processo, presenta notevoli fabbisogni energetici. Le emissioni di questi settori nel loro complesso come illustrato al capitolo 5 non sembrano ridursi significativamente nell'orizzonte al 2030, anche se sono in corso nei singoli settori trasformazioni dei processi produttivi anche significative, come ad esempio nell'acciaio dove si prevede l'introduzione della produzione DRI. I driver che nell'ambito del comparto hard to abate possono delineare una maggiore idoneità di alcuni comparti

alla CCS rispetto ad altri sono rappresentati dai limiti di impiego di opzioni tecnologiche di decarbonizzazione alternative alla CCS (quali ad esempio elettrificazione, efficienza, idrogeno e biometano), la concentrazione della CO<sub>2</sub> nei fumi, il volume di emissioni dei singoli poli industriali e la posizione geografica in relazione alle modalità di trasporto disponibili (principalmente via tubo e via nave a cui si aggiungono le opzioni treno e autotrasporto).

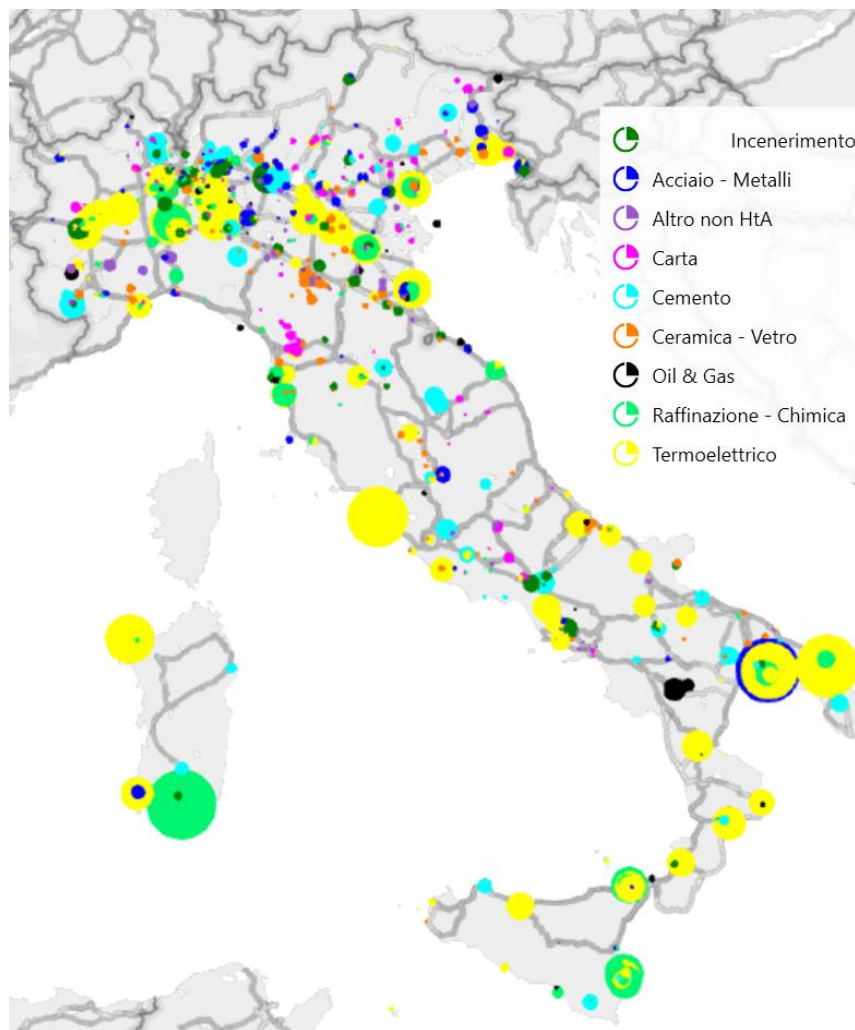
Tabella 9 – Emissioni CO<sub>2</sub> settori industriali Hard to Abate nel 2022

	Combustione	Processo	Totale
Cemento e minerali non metallici	11,4	10,2	21,6
Raffinazione e petrolchimico	19,0	0,8	19,9
Acciaio <sup>12</sup> e altri metalli	13,9	1,6	15,5
Chimica e fertilizzanti	10,1	0,5	10,6
	<b>54,4</b>	<b>13,1</b>	<b>67,5</b>

- Inceneritori: gli impianti di incenerimento e termovalorizzazione dei rifiuti operativi nel 2022 risultano 36 e trattano rifiuti urbani e rifiuti derivanti dal trattamento degli stessi. Il settore dell'incenerimento produce circa 7,5 MtCO<sub>2</sub> che comprendo anche quelle di origine biogenica. La CCUS rappresenta la principale se non unica leva di decarbonizzazione del settore.
- Idrogeno blu: la produzione di idrogeno blu (low carbon mediante cattura), complementare all'idrogeno da rinnovabili (rispetto al quale presenta costi di produzione inferiori), potrebbe facilitare una più rapida decarbonizzazione dei settori industriali in particolare quelli in cui si impiega attualmente idrogeno grigio (es. raffinazione, fertilizzanti) che ad oggi utilizzano circa 400 kt H<sub>2</sub> a cui dovrebbero corrispondere circa 4 MtCO<sub>2</sub> conteggiate nei precedenti settori Hard to Abate. L'utilizzo di idrogeno blu rappresenta quindi una leva per abilitare l'avvio della filiera idrogeno a costi più contenuti per alcuni cluster di utilizzatori che consentano di sviluppare una domanda di mercato del vettore funzionale ad integrare successivamente H<sub>2</sub> rinnovabile.
- Termoelettrico: il settore termoelettrico per la produzione elettrica e termica e dei servizi di rete ("Public electricity and heat production" secondo classificazione IPCC), produce attualmente 71,4 MtCO<sub>2</sub> che si riducono di circa la metà nello scenario con misure nell'orizzonte al 2030 (per via dell'incremento della penetrazione delle rinnovabili elettriche e del phase out del carbone). Sono in corso approfondimenti volti a quantificare i fabbisogni del sistema elettrico nell'orizzonte al 2030-40 di produzione di energia elettrica termoelettrica decarbonizzata necessaria per fornire adeguatezza e sicurezza al sistema elettrico.
- BECCS, DACCS: per tali settori, di sicuro rilievo per lo sviluppo delle attività di CCS in chiave più prospettica, non sono ancora disponibili stime sul potenziale della CO<sub>2</sub> biogenica e catturata direttamente dall'aria potenzialmente disponibili per lo stoccaggio geologico.

<sup>12</sup> Inclusa produzione di coke

Figura 5 – Mappatura emissioni siti industriali, inceneritori e termoelettrici effettuata nell'ambito delle attività di clustering dello studio di cui DL 181/23



Al fine di testare anche la prontezza del mercato verso la tecnologia CCS, Eni e Snam hanno lanciato negli ultimi mesi un'indagine di mercato «Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> presso il sito di Ravenna CCS» indirizzato a soggetti con siti emissivi sul territorio italiano e rimasta attiva dal 7 febbraio al 5 maggio 2024. Le manifestazioni di interesse non vincolanti raccolte corrispondono a un potenziale di cattura pari a circa 30 Mton/anno di CO<sub>2</sub> intorno il 2030, confermando l'importanza attribuita alla CCS da parte del tessuto industriale italiano, in particolare dai settori Hard to Abate, Termoelettrico e Waste to Energy. Queste indicazioni preliminari di mercato che si integreranno agli ulteriori approfondimenti in corso nell'ambito dello studio di cui al DL 181/23, rappresentano un punto di partenza per valutare la fattibilità tecnico-economica della filiera CCS, individuare delle soluzioni e gli assetti ottimali in ottica sistemica e di mercato, confermare le tempistiche di avvio e sviluppo della filiera inerente il progetto Ravenna CCS, in stretta sinergia con l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio in via di definizione.

I siti italiani interessati al conferimento risultano concentrati in Pianura Padana ed in corrispondenza di alcuni grandi distretti industriali costieri del Sud e delle isole, in linea con la distribuzione del tessuto industriale italiano. I siti industriali del sud e delle isole, essendo distanti dal sito di stoccaggio o localizzati in aree costiere, risultano più adatti al trasporto via nave,

soluzione flessibile, modulabile e che consente potenzialmente l'ottimizzazione delle rotte e dei carichi per efficientare il costo del trasporto. Il trasporto via nave della CO2 rappresenta una modalità di trasmissione cruciale per la decarbonizzazione dell'industria pesante del centro-sud Italia e delle isole. Infatti, sulle lunghe distanze offre un collegamento flessibile, maturo e con un impatto territoriale ridotto, oltre a tempi di realizzazione notevolmente ridotti. Da evidenziare che emettitori dei poli industriali di Taranto, Priolo-Augusta e Cagliari, fra i principali in Italia, sono localizzati in corrispondenza di infrastrutture portuali che ne potranno abilitare il collegamento via nave con lo stoccaggio su Ravenna CCS.

I siti localizzati nella Pianura Padana potranno essere collegati tramite rete di trasporto onshore di CO2 il cui progetto prevede una rete di pipeline atte a collegare i principali cluster industriali con l'infrastruttura di stoccaggio a Ravenna. È previsto uno sviluppo modulare della rete a partire dal Ravennate verso il resto della Pianura Padana. La prima fase di sviluppo della rete collegherà le aree di Ravenna di Ferrara. Ulteriori sviluppi seguiranno due direttrici principali: una da Ravenna verso il Nord-Est e l'altra risalendo la Pianura Padana in direzione Ovest. Tali direttrici verranno sviluppate con tempistiche, tracciati e dimensionamenti da affinare in linea con il quadro normativo ed in base alle richieste del mercato.

Al 2030 tenuto conto delle attuali stime sul profilo temporale della capacità di iniezione nel sito di stoccaggio di Ravenna, degli sviluppi infrastrutturali attesi si stima di poter catturare 4 Mt di CO2 da emettitori dei settori industriali Hard to Abate, dell'incenerimento dei rifiuti e della produzione termoelettrica a gas localizzati nel bacino padano e alcuni grandi poli industriali dislocati in corrispondenza di infrastrutture portuali del paese.

#### ❖ **ENERGIA NUCLEARE: POTENZIALE RUOLO NELLA STRATEGIA A LUNGO TERMINE PER RAGGIUNGERE IL NET ZERO AL 2050**

Nell'ambito dell'aggiornamento della "Strategia Italiana di Lungo Termine sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra", da finalizzare entro il prossimo anno, potrebbe avere un ruolo rilevante la ripresa sul territorio italiano della produzione di energia da fonte nucleare, ove reso possibile a seguito delle necessarie modifiche dell'ordinamento nazionale in materia.

Il settore elettrico svolgerà un ruolo fondamentale nel raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica al 2050, anche perché l'elettrificazione dei consumi finali e la produzione di idrogeno ed *e-fuel* per decarbonizzare i settori *hard-to-abate* richiederanno grandi quantità di energia elettrica, a sua volta decarbonizzata. La letteratura scientifica internazionale è concorde nell'affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è **possibile, ma non economicamente efficiente**, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente. Occorre quindi disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, che potrebbe includere il nucleare, in grado di **affiancare le fonti rinnovabili non programmabili** per garantire una loro migliore integrazione nel sistema.

In tale contesto, nell'ambito della *Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS)*, tre specifici gruppi di lavoro, coordinati dal MASE con RSE ed ENEA, si sono occupati di:

- valutare disponibilità, potenziali di sviluppo, costi e prestazioni, rispettivamente, dei **nuovi piccoli reattori modulari a fissione e dei reattori a fusione** su un orizzonte temporale fino al 2050;
- in base a tali parametri, realizzare **analisi di scenario sul medesimo orizzonte temporale** per valutare il contributo che tali tecnologie potrebbero fornire per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica.

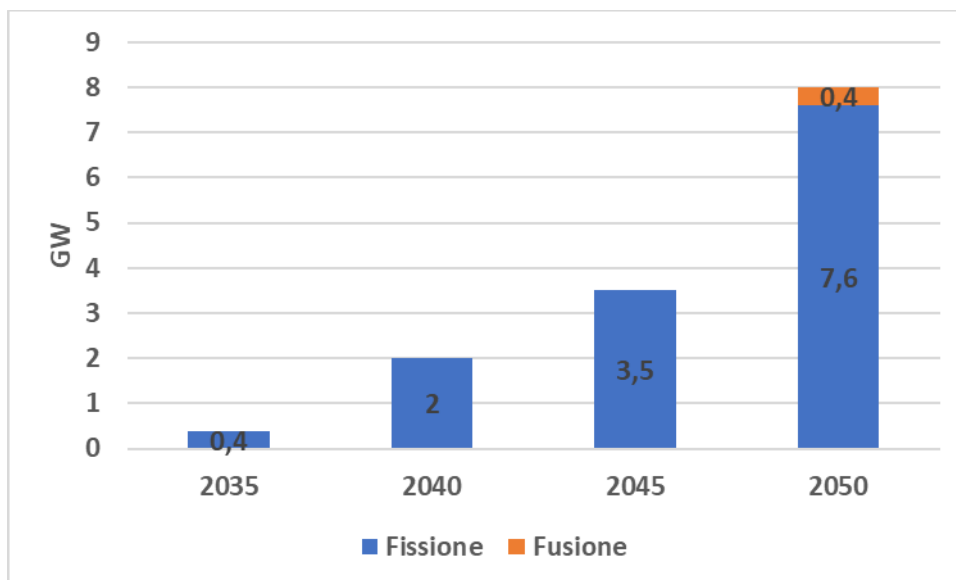
In particolare, mediante il modello del sistema energetico nazionale "TIMES\_RSE", utilizzato anche per definire gli scenari alla base del PNIEC, è stato realizzato un primo scenario esplorativo così caratterizzato:

- stessi *driver* della domanda di servizi energetici (popolazione, PIL, prezzi dei combustibili fossili, prezzi dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>) utilizzati per lo scenario "di policy" del PNIEC, definiti dalla Commissione Europea fino all'anno 2050;
- configurazione del sistema energetico al 2030 corrispondente allo scenario "di policy" del PNIEC;
- obiettivo "Net Zero" al 2050 per l'intero sistema energetico, e, in particolare, anche per il solo sistema elettrico;
- possibilità di installare gli impianti nucleari, negli anni dal 2035 al 2050, fino al massimo potenziale definito dalla PNNS, in funzione della disponibilità delle tecnologie e della filiera di produzione industriale e del combustibile.

Il modello, dati gli obiettivi, individua la **traiettoria ottimale di minimo costo complessivo del sistema energetico** per raggiungerli. Il risultato dell'esercizio scenaristico ha mostrato che il potenziale stimato di sviluppo degli impianti nucleari verrebbe completamente utilizzato in tutti gli anni considerati: ciò significa che **il modello ha ritenuto le tecnologie nucleari sia economicamente che energeticamente<sup>13</sup> convenienti**.

Accertata in tal modo la convenienza del ricorso alle tecnologie nucleari, si è proseguito, con un approccio maggiormente concreto, a concentrare l'analisi su uno **scenario nucleare "conservativo"**, caratterizzato da uno sviluppo di impianti nucleari dell'ordine della metà del potenziale massimo installabile, come mostrato nella seguente Figura 6.

Figura 6 – Sviluppo della capacità di generazione nucleare nello scenario considerato, rappresentata unicamente da nucleare avanzato (in particolare i piccoli impianti modulari: SMR, AMR e microreattori) e, in anni prossimi al 2050, da una quota di energia da fusione.



<sup>13</sup> Il modello ha individuato anche uno specifico mix ottimale di installazione di tali impianti tra versione cogenerativa e non cogenerativa.

È interessante notare che, in base ai dati forniti dalla PNNS, è possibile prevedere una piccola quota di energia da fusione a ridosso dell'anno 2050, quando potrebbero essere disponibili i primi impianti. L'energia da fusione è quindi prevista potersi sviluppare maggiormente, a livello mondiale, nella seconda metà del secolo, non in alternativa ma in sinergia con l'energia da fissione nucleare e con le altre fonti di energia.

Come accennato sopra, per ragioni di efficienza economica è vantaggioso affiancare alle fonti rinnovabili non programmabili una quota di generazione elettrica programmabile e senza emissioni di CO<sub>2</sub>. Negli scenari "Net Zero" al 2050, in assenza di nucleare, tale quota è soddisfatta dagli impianti idroelettrici a bacino e a serbatoio, da impianti di generazione a bioenergie e da impianti di generazione a gas naturale con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS). Poiché la tecnologia CCS non è in grado di catturare il 100% della CO<sub>2</sub> emessa, per conseguire il "Net Zero" sull'intero parco di generazione è necessario applicare la CCS anche a parte degli impianti alimentati a bioenergie, ottenendo in tal modo emissioni "negative". Peraltro, tali emissioni "negative" nel settore elettrico sono necessarie anche a compensare emissioni residue dei settori industria e trasporti per la parte non completamente decarbonizzabile, con orizzonte 2050.

Sulla base di tali ipotesi, partendo dai dati forniti dalla PNNS, con specifico riferimento alle tecnologie dei piccoli reattori modulari a fissione (con installazione a partire dal 2035) e dei reattori a fusione (con installazione a partire dalla seconda metà del decennio 2040-50), il modello del sistema energetico nazionale "TIMES\_RSE" **trova conveniente ricorrere al nucleare**, riducendo in parte la necessità di ricorrere alla generazione sia a gas che a bioenergie dotata di CCS<sup>14</sup>.

Si è quindi proceduto a confrontare due scenari, i cui risultati sono riportati nelle seguenti Figura 7 e Figura 8:

- **Scenario "Senza nucleare"**, in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), **senza la possibilità di ricorrere al nucleare**;
- **Scenario "Con nucleare"**, in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), **in cui è anche possibile inserire una quota di generazione nucleare, autolimitata alla metà del potenziale installabile** (vedi sopra), che raggiungerebbe gli 8 GW<sup>15</sup> al 2050.

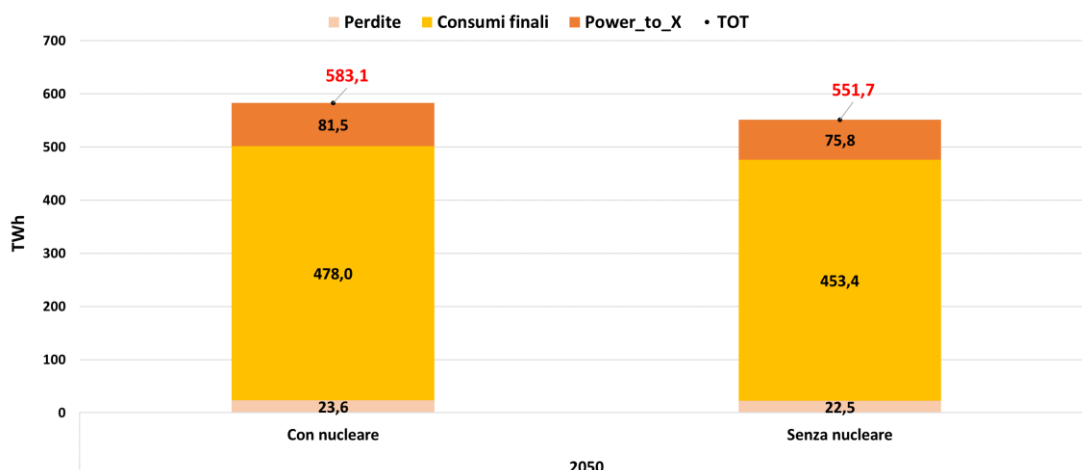
Nella seguente Figura 7 è riportata la richiesta di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare, che presentano entrambi un alto livello di domanda di elettricità, la quale comprende appieno il potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico. Si nota che tale richiesta di energia elettrica è superiore nello scenario con nucleare: infatti, mentre lo scenario senza nucleare deve compensare una maggiore quantità di emissioni ricorrendo a quelle "negative", lo scenario con nucleare, potendo produrre energia elettrica a costi inferiori rispetto agli impianti convenzionali con CCS, decarbonizza i settori di uso finale ricorrendo ad una maggiore elettrificazione e produzione di idrogeno e combustibili sintetici<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> I costi e le prestazioni degli impianti di generazione dotati di CCS utilizzati nel modello derivano dal contributo fornito da RSE al tavolo di lavoro MASE "Studio CCUS D.I. Energia".

<sup>15</sup> **8 GW è il valore medio considerato.** L'intervallo di riferimento è 7,5 ÷ 8,5 GW. I dati forniti dalla PNNS derivano da analisi effettuate all'interno della PNNS e da dati internazionali di letteratura.

<sup>16</sup> La domanda elettrica per produrre idrogeno e combustibili sintetici è indicata in figura con "Power\_to\_X".

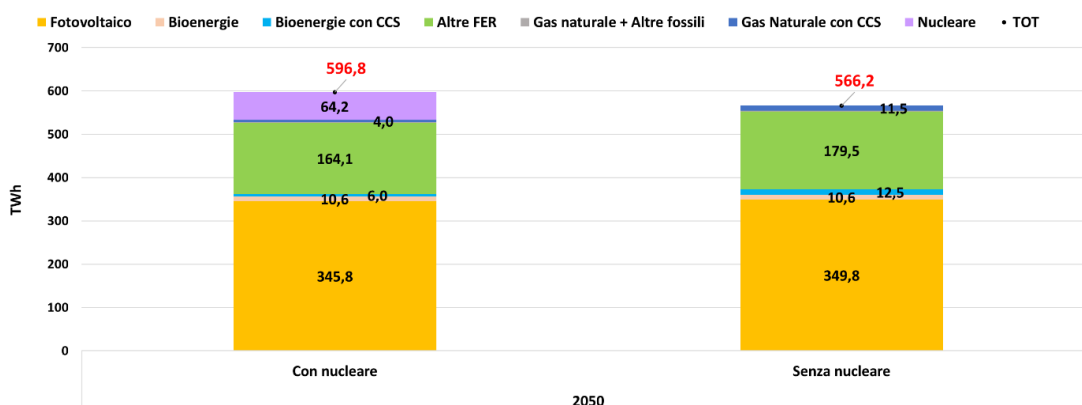
Figura 7 – Richiesta di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare.



Nella seguente Figura 8 è invece mostrata la produzione nazionale di energia elettrica negli scenari con e senza nucleare<sup>17</sup>. In termini di fonti rinnovabili non programmabili, entrambi gli scenari al 2050 sono caratterizzati da una capacità installata di circa 245 GW di fotovoltaico e circa 51 GW di eolico. In entrambi gli scenari è inoltre considerata una limitata quantità di energia importata, pari a 17,7 TWh, corrispondenti al valore assunto nello scenario "EUREf2020", riferimento considerato anche per gli scenari alla base del PNIEC.

Si nota come **al 2050**, nello scenario "Con nucleare", **la produzione da nucleare copra circa l'11% della richiesta di energia elettrica**. Oltre a soddisfare una maggiore richiesta, il nucleare riduce la necessità di ricorrere sia alla generazione a gas naturale con CCS, che passa da 11,5 a 4 TWh, sia alla produzione da bioenergie con CCS, che passa da 12,5 a 6 TWh.

Figura 8 – Produzione nazionale di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare.



Degli 8 GW di capacità di generazione nucleare al 2050, circa 1,3 GW funzionano in modalità cogenerativa, fornendo al settore industriale calore per un ammontare pari a 16 TWh termici.

Rileva sottolineare che, senza la limitazione sulla capacità nucleare alla metà del potenziale installabile, considerando quindi lo sviluppo dell'intero potenziale di reattori ricavato dalla

<sup>17</sup> Aggiungendo alla produzione nazionale di Figura 88 il saldo import-export e sottraendo le perdite nei sistemi di accumulo si ottiene la richiesta di energia elettrica di Figura 77.



Piattaforma, lo scenario "*Con nucleare*" arriverebbe a coprire circa il 22% della richiesta nazionale di energia elettrica (circa 16 GW di capacità nucleare al 2050).

Il modello "*TIMES\_RSE*" minimizza il costo complessivo dello sviluppo dell'intero sistema energetico sull'orizzonte temporale considerato, allo scopo di raggiungere gli obiettivi che lo scenario si prefigge. Come si può notare dal diverso livello di richiesta di energia elettrica nei vari scenari, i diversi costi di generazione che derivano dalla presenza o meno del nucleare impattano anche sullo sviluppo dei settori di uso finale dell'energia, e quindi sui costi sostenuti per l'installazione e l'utilizzo delle relative tecnologie di consumo. Per confrontare dal punto di vista economico gli scenari con e senza nucleare, è necessario quindi mettere a confronto i costi complessivi dell'intero sistema, e non solo quelli sostenuti per generare energia elettrica. Al riguardo, il modello "*TIMES\_RSE*" è in grado di fornire il costo totale del sistema sostenuto sull'intero orizzonte temporale considerato, attualizzato ad oggi. Inoltre, le analisi sono state arricchite utilizzando un ulteriore modello specifico per il settore elettrico, mediante il quale è stata effettuata una simulazione del sistema focalizzata sull'anno 2050, partendo dai risultati del modello energetico "*TIMES\_RSE*" relativi a domanda e offerta di energia elettrica, anche in questo caso mettendo a confronto gli scenari "*Con nucleare*" e "*Senza nucleare*". Tale analisi ha consentito di valutare:

- l'eventuale presenza di "*energia non fornita*", ossia l'incapacità del sistema di alimentare tutta la domanda in specifiche ore;
- l'eventuale presenza di "*overgeneration*", ossia di eccesso di generazione (tipicamente da fonti rinnovabili non programmabili) rispetto alla domanda in specifiche ore.

Confrontando i valori di costo per gli scenari considerati, pertanto, risulta che lo scenario conservativo "*Con nucleare*" sarebbe in grado di raggiungere l'obiettivo "*Net Zero*" ad un costo stimato di circa 17 miliardi di € inferiore al costo dello scenario senza nucleare, su tutto l'orizzonte temporale preso a riferimento.

Giova infine sottolineare che:

- i valori presentati nel presente paragrafo saranno successivamente consolidati in vista dell'aggiornamento della **Strategia di Lungo Termine**, da finalizzare entro il prossimo anno;
- l'ipotesi di scenario nucleare di cui al presente paragrafo **non modifica né inficia in alcun modo le ipotesi 2030 alla base di questo aggiornamento PNIEC e le relative conclusioni**, ma si limita ad evidenziare, a valle delle analisi portate avanti all'interno della PNNS, un potenziale ruolo dell'energia nucleare per contribuire al "*Net Zero*" al 2050.

## 2.1.2 Energia rinnovabile

*i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 2*

*(2) Per quanto riguarda l'energia rinnovabile:*

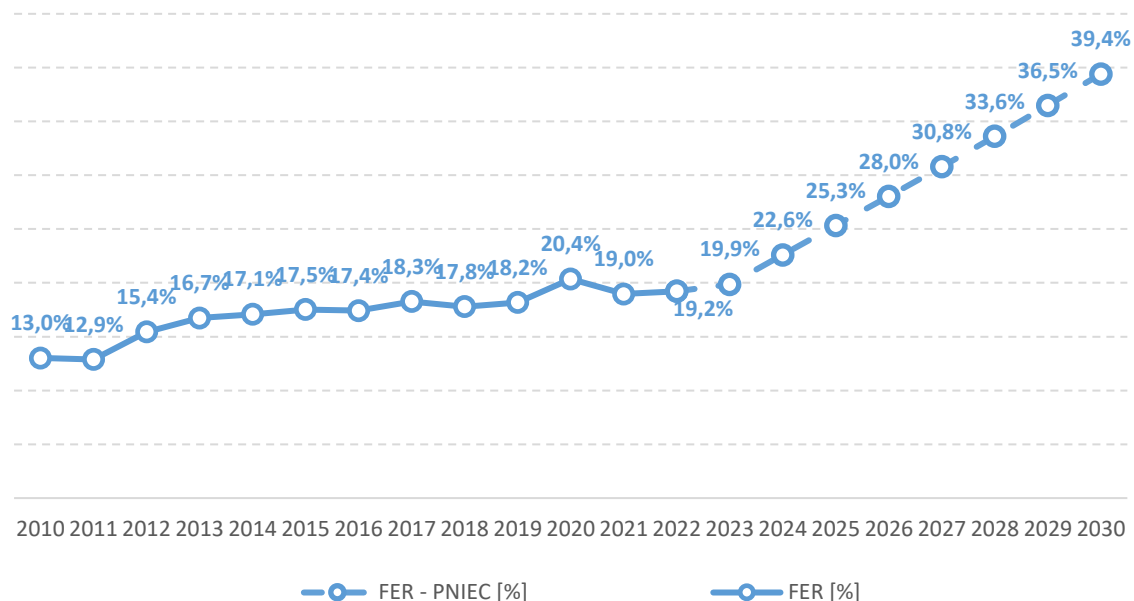
*Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, un contributo in termini di quota dello Stato membro di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia finale nel 2030; a partire dal 2021 tale contributo segue una traiettoria indicativa. Entro il 2022, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2025, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2027, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 65 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030.*

*Entro il 2030 la traiettoria indicativa deve raggiungere almeno il contributo previsto dello Stato membro. Se uno Stato membro prevede di superare il proprio obiettivo nazionale vincolante per il 2020, la sua traiettoria indicativa può iniziare al livello che si aspetta di raggiungere. Le traiettorie indicative degli Stati membri, nel loro insieme, concorrono al raggiungimento dei punti di riferimento dell'Unione nel 2022, 2025 e 2027 e all'obiettivo vincolante dell'Unione di almeno il 32 % di energia rinnovabile nel 2030. Indipendentemente dal suo contributo all'obiettivo dell'Unione e dalla sua traiettoria indicativa ai fini del presente Regolamento, uno Stato membro è libero di stabilire obiettivi più ambiziosi per finalità di politica nazionale;*

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 39,4% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili<sup>18</sup>, delineando un percorso di crescita ambizioso di queste fonti con una piena integrazione nel sistema energetico nazionale; per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 110 Mtep, di cui 43 Mtep da FER.

L'evoluzione della quota coperta dalle fonti rinnovabili è in linea con il contributo nazionale al target UE risultante dall'applicazione della formula di cui all'allegato II del Regolamento (UE) 1999/2018 (38,7%, in modo da raggiungere il target UE del 42,5%).

<sup>18</sup> Si precisa che, per gli anni successivi al 2020, il calcolo della voce "quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER" viene sviluppato applicando i principi contabili delineati dalla Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), così come modificata dalla cosiddetta RED III. Poiché i criteri di calcolo di dettaglio non sono stati ancora diffusi da Eurostat, nei mesi a venire alcuni valori presentati di seguito potrebbero subire modifiche.

Figura 9 - Traiettoria della quota FER complessiva (*Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da fonti rinnovabili*)\* [Fonte: GSE, RSE]


\* Con riferimento ai dati illustrati nel grafico, così come nel seguito del capitolo, per gli anni fino al 2020 si applicano i criteri contabili della Direttiva 2009/28/CE (RED I); a partire dal 2021 si applicano i principi contabili della Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), così come modificata dalla RED III.

Tabella 10 – Obiettivo complessivo FER al 2030 (ktep) [Fonte: RSE, GSE]

ktep	2021	2022	2025	2030
<b>Numeratore</b> – Consumi finali lordi di energia da FER	<b>22.819</b>	<b>22.568</b>	<b>29.104</b>	<b>43.174</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.207	10.370	13.624	19.585
Consumi finali di FER per riscaldamento e raffrescamento	11.061	10.626	12.490	17.634
Consumi finali di FER nei trasporti	1.552	1.573	2.990	5.955
<b>Denominatore</b> - Consumi finali lordi complessivi di energia	<b>120.340</b>	<b>117.448</b>	<b>114.917</b>	<b>109.563</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>19,0%</b>	<b>19,2%</b>	<b>25,3%</b>	<b>39,4%</b>

*ii. Traiettorie stimate per la quota settoriale di energia rinnovabile sul consumo finale di energia nel periodo 2021-2030 per i settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti*

Secondo lo scenario nazionale con politiche elaborato per il presente Piano, il contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento dei consumi energetici nazionali al 2030 (39,4% sui Consumi Finali Lordi complessivi di energia) risulta così differenziato tra i diversi settori:

- *settore elettrico*: quota dei consumi complessivi nazionali di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili pari al 63,4%; si intende inoltre sviluppare una capacità addizionale da fonti innovative di oltre 5 GW;
- *settore termico*: quota dei consumi complessivi di energia per riscaldamento e raffrescamento coperta da fonti rinnovabili pari al 35,9%. Si precisa che la RED III porta a individuare per l'Italia un target settoriale al 2030 pari al 29,6%, che sale al 39,1% se si considerano gli incrementi indicativi previsti dall'Allegato 1a della medesima Direttiva per il conseguimento del target si intende ricorrere al contributo del recupero di calore di scarto e della quota rinnovabile dell'energia elettrica consumata per riscaldamento, alle condizioni previste dalla direttiva RED III;
- *settore trasporti*: quota dei consumi complessivi di energia per trasporto coperta da fonti rinnovabili, calcolata con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla revisione della RED II così come modificata dalla cosiddetta RED III, pari al 34,2% a fronte di un obiettivo settoriale del 29% fissato dalla medesima direttiva.

I grafici che seguono illustrano nel dettaglio i dati relativi ai consumi energetici complessivi e settoriali e alla relativa quota FER; per gli anni sino al 2022 sono riportati i dati statistici rilevati, per gli anni successivi le elaborazioni di scenario.

Figura 10 - Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: RSE, GSE]

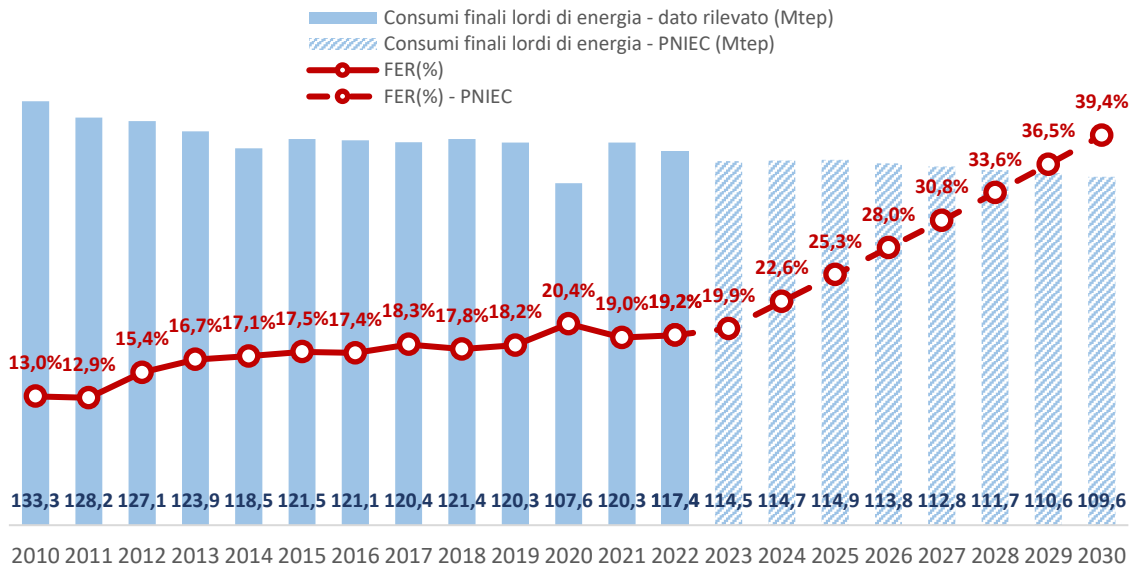


Figura 11 - Traiettoria della quota FER elettrica [Fonte: RSE, GSE]

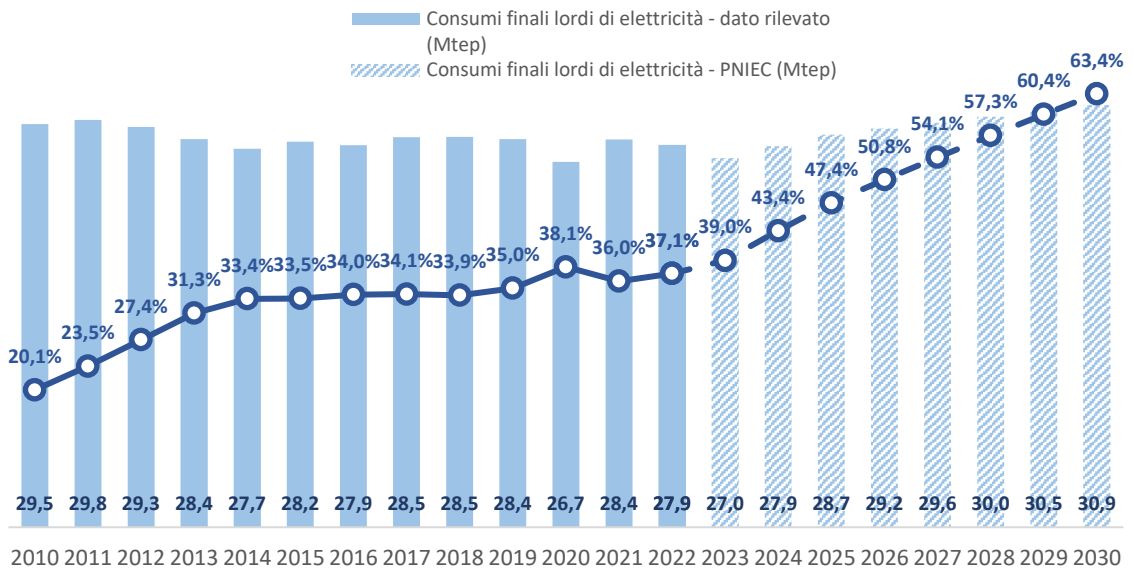


Figura 12 - Traiettorie della quota FER nel settore termico [Fonte: RSE, GSE]

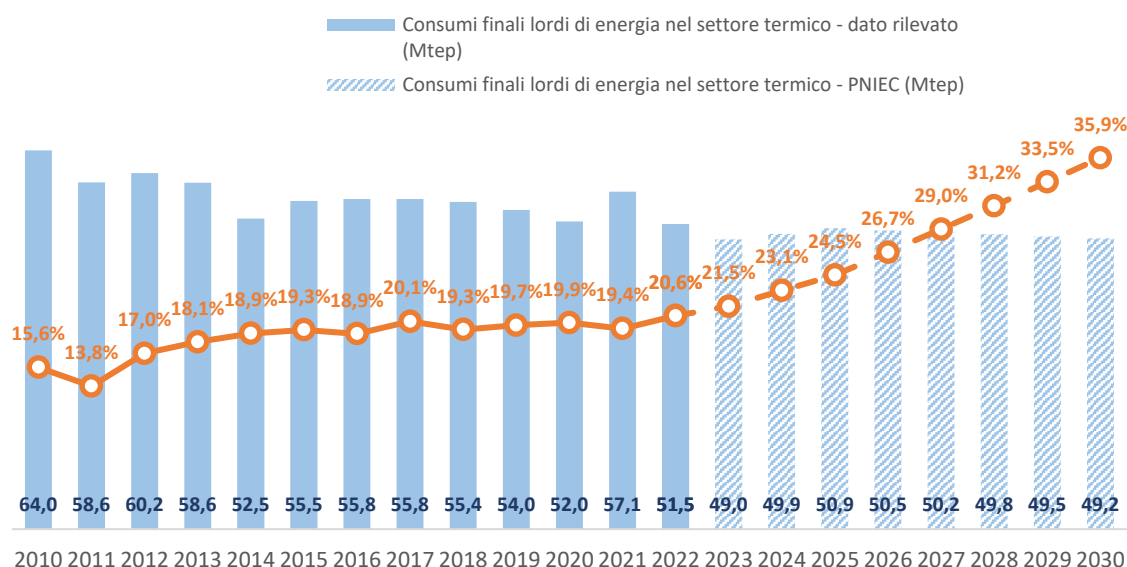
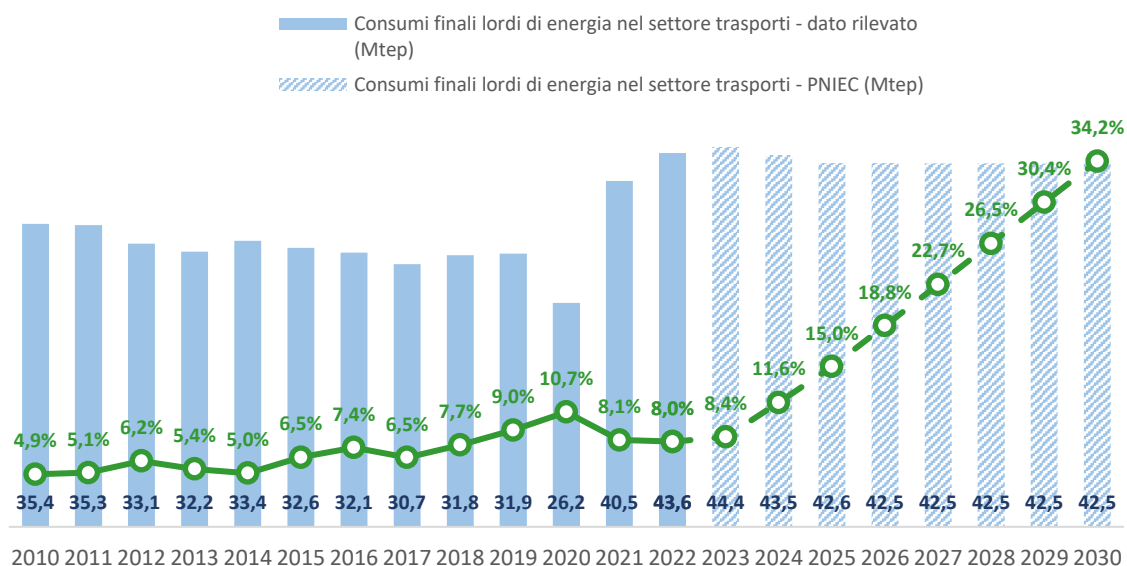


Figura 13 - Traiettorie della quota FER nel settore trasporti(\*) [Fonte: RSE, GSE]



(\*) La variazione, tra gli anni 2020 e 2021, dei consumi settoriali complessivi rispetto ai quali si calcola la quota coperta da FER è legata principalmente a due fenomeni: 1) fino al 2020 i dati sono calcolati applicando i criteri e i moltiplicatori premianti fissati dalla RED I, mentre a partire dal 2021 applicando quelli fissati dalla RED II così come rivista dalla RED III, che includono nel denominatore tutti i prodotti anziché solo benzina, gasolio, energia elettrica e biocarburanti; 2) il dato 2020 è condizionato dagli effetti della pandemia, che ha peraltro colpito il settore dei trasporti in modo particolare.

In questo quadro di contesto generale, la RED III prevede che gli Stati Membri definiscano alcuni specifici target sulla penetrazione delle FER, trasversali ai macro-settori ora descritti. In particolare:

- nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, la RED III prevede un incremento indicativo della quota rinnovabile che porterebbe a un valore per l'Italia prossimo al 48% al 2030; poiché però l'energia erogata attraverso sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento era, nel 2018, inferiore al 2% del consumo finale lordo nazionale di energia nel riscaldamento e raffrescamento, ai sensi dell'art 24 comma 10 l'Italia è esentata

dal perseguire tale target. Per il teleriscaldamento e teleraffrescamento si intende pertanto raggiungere al 2030 una quota rinnovabile pari a quella del settore termico;

- con riferimento al settore industriale, gli incrementi indicativi previsti dalla RED III portano per l'Italia a una quota FER al 2030 pari al 27%; tale valore è leggermente inferiore a quello risultante dallo scenario che tiene conto di tutti gli effetti delle politiche (28,5%); ci si propone di raggiungere tale valore attraverso l'attuazione delle misure descritte al capitolo 3, ricorrendo anche al contributo che potrà fornire il recupero del calore di scarto, in applicazione del principio "energy efficiency first";
- con riferimento infine agli edifici, è richiesto agli Stati Membri di fissare un target in termini di quota FER tale da raggiungere a livello UE una quota FER pari al 49%; secondo le elaborazioni sviluppate per lo scenario di policy del presente Piano, tale quota in Italia potrebbe ammontare 2030, al 40,1%.



*iii. Traiettorie stimate per tecnologia di produzione di energia rinnovabile che lo Stato membro prevede di utilizzare per realizzare le traiettorie generali e settoriali per l'energia rinnovabile nel periodo 2021-2030, compresi il consumo di energia finale lordo totale previsto, ripartito per tecnologia e settore, espresso in Mtep, e la capacità installata totale prevista (divisa in nuove capacità e ripotenziamento), ripartita per tecnologia e settore, espressa in MW*

#### ❖ **SETTORE ELETTRICO**

Secondo gli obiettivi del presente Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie al *phase out* della generazione da carbone e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico: la generazione da FER, infatti, si attesterà a circa 237 TWh al 2030, comprensivi di circa 10 TWh destinati alla produzione di idrogeno verde. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico onshore, permetterà al settore di coprire il 63,4% circa dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, in notevole aumento rispetto al 37,1% rilevato nel 2022. Il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, associato alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospetta infatti un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente quadruplicare e più che triplicare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti potenzialmente ancora competitivi. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo.

Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo, anche attraverso il processo in corso di identificazione delle aree idonee e, conformemente a quanto disposto dalla Direttiva 2023/2413, nei prossimi due anni delle aree di accelerazione. In tale prospettiva andranno favorite le realizzazioni in aree marginali, siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale.

In luogo di impianti fotovoltaici a terra standard si favoriranno particolarmente le installazioni agrivoltaiche, volte a massimizzare la sinergia tra la produzione di elettricità e l'attività agricola, nel rispetto di determinati requisiti tecnici e ambientali.

Tra le tecnologie innovative, si supporterà la realizzazione di impianti fotovoltaici di tipo "floating", sia su acque interne sia offshore. Gli impianti fotovoltaici galleggianti richiedono l'identificazione di soluzioni tecnologiche e standard di sicurezza specifici per le particolari sollecitazioni ambientali a cui sono sottoposti, specie se in mare aperto. Le installazioni in acque interne, presenti nel panorama italiano con una serie di iniziative a carattere sperimentale e dimostrativo, potranno dimostrare la funzionalità di tali soluzioni e contribuire alla definizione dei requisiti tecnici e dei criteri per il loro corretto inserimento sotto il profilo ambientale e della sicurezza. Nel breve termine la tecnologia fotovoltaica galleggiante potrà contribuire con installazioni su corpi idrici a minor

valenza ambientale e a basso rischio idraulico e strutturale, quali bacini irrigui, cave allagate, bacini industriali.

Un contributo in ambito offshore è atteso poi dall'eolico, per il quale la tecnologia prevalente dovrebbe essere quella "floating", come testimoniato dall'elevato numero di richieste di autorizzazione in corso. La tecnologia "floating" è presente ad oggi nel mondo solo con impianti sperimentali. Nel bacino del Mediterraneo sono in corso di realizzazione alcuni impianti pilota (es. Golfo del Leone impianto di 3 turbine da 10 MW) dove sperimentare le possibili soluzioni tecnologiche per i diversi componenti (floater, ancoraggi, sottostazioni, cavi dinamici) che potranno poi essere adottate per realizzare impianti galleggianti di grandi dimensioni.

Va inoltre sottolineato che uno sviluppo efficiente dell'eolico offshore floating richiede il contemporaneo sviluppo di infrastrutture (in particolare portuali) in grado di abilitare la fase realizzativa e di assemblaggio degli impianti di produzione. Parallelamente è necessario favorire una gestione del processo di contrattualizzazione che tenga conto della pianificazione territoriale delle Regioni e dello sviluppo di rete previsto da Terna così da coniugare ventosità, impatto sulla rete elettrica, impatto locale e ricadute sui territori.

Con riferimento alle tecnologie innovative, tra cui il succitato eolico offshore (specialmente floating), nonché il fotovoltaico floating, l'agrivoltaico, il solare termodinamico, le energie marine e la geotermia avanzata, si intende realizzare una capacità aggiuntiva di oltre 5 GW.

Per quanto concerne l'idroelettrico, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande rilievo strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione.

A riguardo, si prevede una lieve crescita della produzione, in parte derivante dall'aumento dei volumi di invaso, facilitato dalla promozione della manutenzione degli stessi, ad esempio, mediante interventi per ridurre l'accumulo di sedimenti di materiali. Tale incremento potrebbe essere utile a bilanciare eventuali cali della produzione derivanti da eventi siccitosi di grave entità.

Per le bioenergie si ritiene probabile una diminuzione della potenza totale, coerente con un quadro di ampia conversione a biometano degli impianti a biogas, e di utilizzo dei soli impianti alimentati a bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità e che in particolare sono provenienti da filiere nazionali che ne assicurino la competitività. Da considerare, inoltre, l'impatto di quanto previsto dall'articolo 40, comma 1, lettera c) del D.Lgs 199/2021 ovvero che, al più tardi dal 1° gennaio 2025, dovrà azzerarsi la quota di bioliquidi prodotti a partire da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), salvo che gli stessi siano certificati a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, nel rispetto dei criteri dettati dall'articolo 4 del Regolamento delegato (UE) 2019/807 della Commissione europea.

Tabella 11 - Obiettivi di crescita della potenza da fonte rinnovabile al 2030 (MW) [Fonte: RSE, GSE, Terna]

	2021	2022	2025	2030
Idrica*	19.172	19.265	19.410	19.410
Geotermica**	817	817	954	1.000
Eolica	11.290	11.858	15.823	28.140
- di cui off shore	0	0	0	2.100
Bioenergie	4.106	4.050	4.038	3.240
Solare***	22.594	25.064	44.173	79.253
- di cui a concentrazione	0	0	0	80
<b>Totale</b>	<b>57.979</b>	<b>61.055</b>	<b>84.398</b>	<b>131.043</b>

\*sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto

**\*\*** La potenza geotermoelettrica attesa potrà essere incrementata laddove alcune iniziative progettuali in via di sviluppo, in particolare a ciclo binario, dovessero raggiungere un livello di maturità compatibile con l'effettiva realizzazione, anche mediante strumenti di supporto

**\*\*\*** comprende anche la potenza la cui produzione sarà destinata agli elettrolizzatori

Tabella 12 - Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) [Fonte: RSE, GSE, Terna]

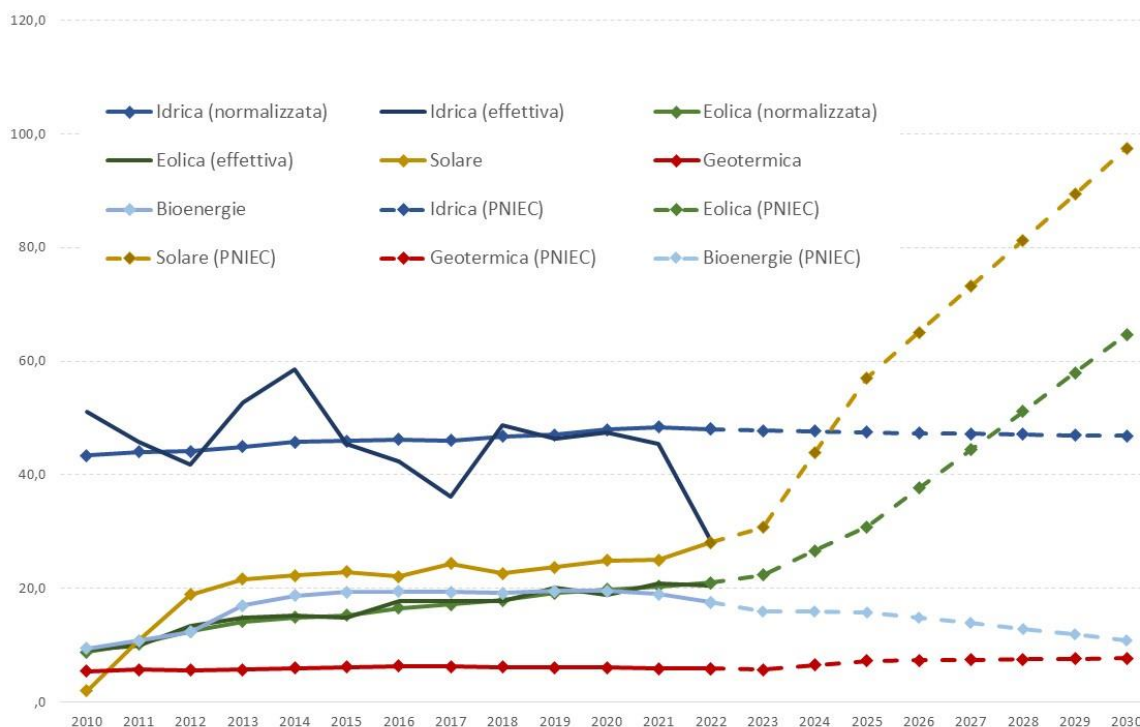
	2021	2022	2025	2030
<b>Numeratore</b> – Produzione di energia elettrica lorda da FER*	<b>118,7</b>	<b>120,6</b>	<b>158,4</b>	<b>227,8</b>
Idrica (effettiva)	45,4	28,4		
Idrica (normalizzata)	48,5	48,1	47,5	46,9
Eolica (effettiva)	20,9	20,5		
Eolica (normalizzata)	20,3	21,0	30,8	64,8
Geotermica	5,9	5,8	7,3	7,5
Bioenergie**	19,0	17,5	15,8	10,9
Solare ***	25,0	28,1	57,0	97,6
<b>Denominatore</b> - Consumo interno lordo di energia elettrica	<b>329,8</b>	<b>325,1</b>	<b>334,0</b>	<b>359,3</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>36,0%</b>	<b>37,1%</b>	<b>47,4%</b>	<b>63,4%</b>

\* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 sarebbe di circa 237 TWh.

\*\* Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

\*\*\* in questa tabella la produzione solare al 2030 non comprende i circa 10 TWh destinati al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Figura 14 - Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da FER al 2030 (TWh)\* [Fonte: GSE, RSE]



\* Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2022, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalle direttive RED. Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

## ❖ SETTORE TERMICO

Il settore termico riveste un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili. In termini assoluti si prospetta che i consumi da rinnovabili arrivino a 17,6 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento.

Lo sviluppo del settore delle FER termiche è condizionato dagli impatti emissivi relativi al particolato degli impianti di riscaldamento esistenti a biomasse solide. Pertanto, l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex-novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine saranno mantenuti requisiti prestazionali stringenti per l'accesso agli incentivi di caldaie e di generatori di calore a biomassa.

In tal senso, si intende incoraggiare la sostituzione degli apparecchi domestici di combustione della legna a vantaggio di quelli più efficienti e meno emissivi, che rispettano i migliori standard con classificazione ambientali (D.M. 186/2017), vagliando anche l'ipotesi di strutturare misure utili a finanziare la ricerca e l'innovazione tecnologica per questa tipologia impiantistica, al fine di migliorarne ulteriormente le prestazioni energetiche e ambientali.

Si intende inoltre favorire, in ottica di economia circolare, la valorizzazione dei residui agricoli, anche per evitarne la combustione in campo oggi diffusa e, nel rispetto delle regole europee, promuovere le biomasse locali con una procedura di tracciabilità di filiera corta, rispondente a criteri di sostenibilità e bilancio ambientale e sociale complessivo favorevole.

Le pompe di calore, considerate le loro elevate prestazioni, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e caratteristiche di pompe elettriche e a gas. Ci si attende che l'incremento del contributo fornito dalle pompe di calore avverrà grazie all'installazione di nuove macchine ed all'aumento della frequenza di impiego delle macchine già in esercizio, in sostituzione del consumo di combustibili fossili. Per quanto concerne le nuove installazioni, si porrà particolare attenzione allo sviluppo delle applicazioni geotermiche, in considerazione delle elevate prestazioni.

Le pompe di calore ed i condizionatori estivi daranno poi un contributo significativo anche grazie all'energia rinnovabile per raffrescamento; l'effetto combinato dell'atteso aumento del fabbisogno di raffrescamento e dell'incremento delle prestazioni medie delle macchine determinerà una crescita significativa di tale contributo.

Per favorire la decarbonizzazione degli impieghi di gas naturale si intende promuovere l'immissione in rete di biometano e la sua destinazione al settore termico in cui è previsto l'utilizzo di circa 3,2 Mtep di biometano (pari a circa 4 miliardi di m<sup>3</sup>) con particolare riferimento al settore industriale.

Con la medesima finalità si proseguirà il percorso già intrapreso di promozione della produzione di idrogeno da fonti rinnovabili e suo impiego nei comparti industriali "hard to abate".

Il solare termico potrà rivestire un ruolo crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento, anche attraverso la promozione di accumuli stagionali.

L'incremento della quota dei consumi complessivi per riscaldamento e raffrescamento coperta da FER sarà conseguito anche grazie a una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente tale da portare a un maggior contributo delle pompe di calore (calore ambientale) e una significativa riduzione dei consumi, in particolare di fonti fossili.

Per il teleriscaldamento da fonti rinnovabili e da calore di scarto da diversi processi industriali si prevede un margine di sviluppo, guidato anche da specifici obblighi in capo agli operatori, già previsti dalla normativa; al fine di sfruttare tale potenziale sarà importante valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.

Si precisa, infine, che secondo le elaborazioni sviluppate per il presente Piano la produzione complessiva nazionale di biogas per usi termici ed elettrici e di biometano per combustione e utilizzo nei trasporti ammonterà, nel 2030, a circa 4,6 Mtep.

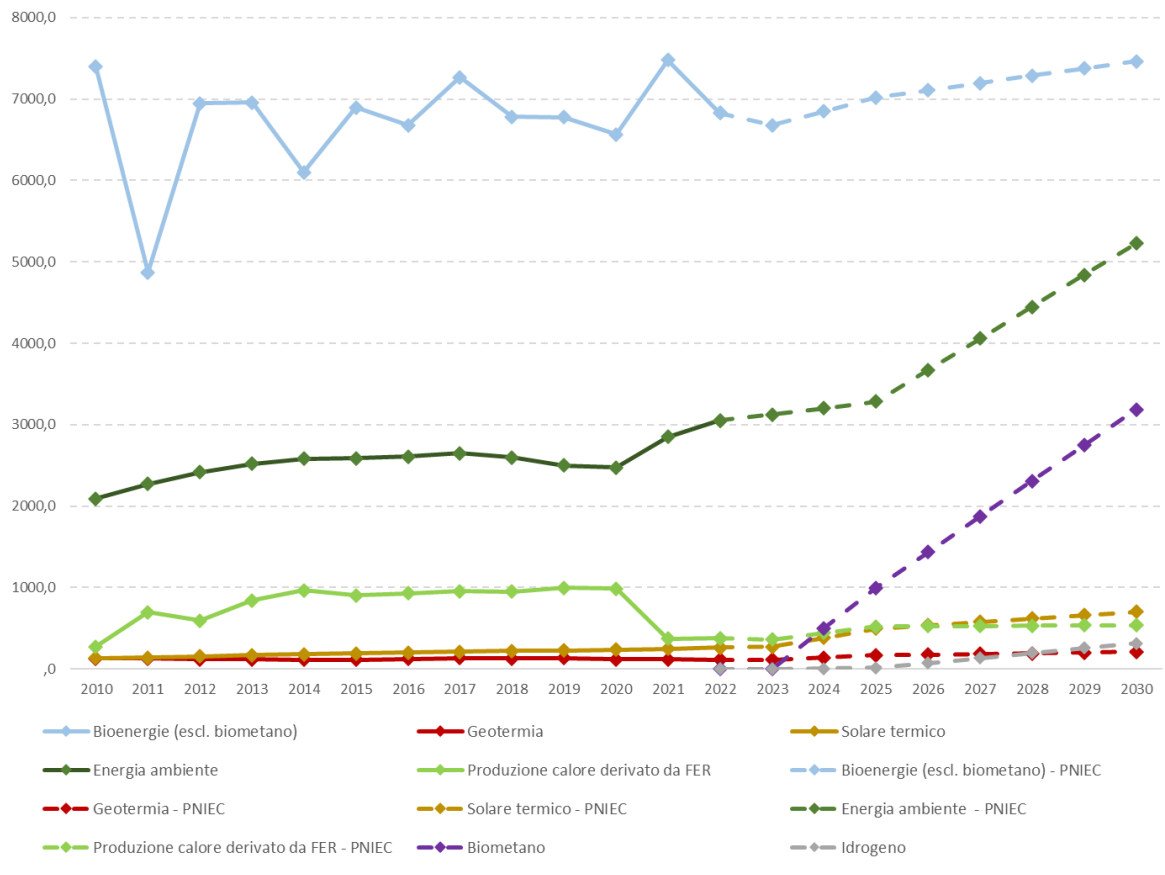
Tabella 13 - Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore termico (ktep) [Fonte: GSE, RSE]

	2021	2022	2025	2030
<b>Numeratore</b>	<b>11.061</b>	<b>10.626</b>	<b>12.490</b>	<b>17.634</b>
Produzione lorda di calore derivato da FER	373	373	519	537
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.688	10.252	11.970	17.097
<i>di cui biometano*</i>	0	0	996	3.186
<i>di cui altre bioenergie*</i>	7.477	6.827	7.018	7.464
<i>di cui solare</i>	247	263	494	699
<i>di cui geotermico</i>	115	110	167	208
<i>di cui idrogeno</i>	0	0	12	315
<i>di cui energia ambiente</i>	2.849	3.052	3.284	5.225
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico</b>	<b>57.068</b>	<b>51.538</b>	<b>50.884</b>	<b>49.159</b>
<b>Quota FER-C (%)</b>	<b>19,4%</b>	<b>20,6%</b>	<b>24,5%</b>	<b>35,9%</b>
Possibile contributo di calore di scarto ed energia elettrica rinnovabile (flessibilità)**				450
<b>Quota FER-C con flessibilità (%)</b>				<b>36,5%</b>

\*Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas (compreso biometano) e bioliquidi (compreso biodiesel e bio-GPL) che rispettano i requisiti di sostenibilità

\*\* Ipotesi del contributo cumulato degli incrementi annui tra il 2021 e il 2030 di energia elettrica rinnovabile usata per riscaldamento e calore di scarto recuperato attraverso sistemi di teleriscaldamento

Figura 15 - Traiettorie di crescita dell'energia da FER al 2030 nel settore termico – ktep [Fonte: GSE, RSE]





❖ **SETTORE TRASPORTI**

La Direttiva RED III ha ulteriormente aumentato il target specifico nel settore dei trasporti al 2030 previsto dalla RED II (pari al 14%), portandolo al 29%. Per raggiungere l'obiettivo si dovrà aumentare gradualmente l'obbligo in capo ai fornitori e contemporaneamente promuovere l'utilizzo di più vettori energetici; secondo le proiezioni al 2030, l'effetto combinato delle misure consentirà di raggiungere una quota rinnovabile del 34,2%.

È importante sottolineare come l'elettrificazione diretta dei trasporti e l'utilizzo dei biocarburanti avranno un ruolo complementare nella decarbonizzazione del settore dei trasporti. Se da una parte l'elettrificazione dei trasporti è una soluzione rivolta alle nuove immatricolazioni in particolare di veicoli leggeri, i biocombustibili avranno un ruolo chiave già nel breve termine in quanto contribuiscono alla decarbonizzazione del parco esistente e non solo a quello delle nuove immatricolazioni. Inoltre, nel lungo termine, i biocarburanti ricopriranno un ruolo rilevante nella decarbonizzazione dei settori difficilmente elettrificabili, in particolare nel settore aeronautico e navale, soprattutto attraverso l'attuazione del Regolamento (UE) 2023/1805 sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo e del Regolamento (UE) 2023/2405 che riguarda la garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile.

Inoltre, in un'ottica di neutralità tecnologica, andranno messe in atto, per il trasporto merci, agevolazioni nell'acquisto di veicoli leggeri in caso di utilizzo di carburanti *low carbon*.

Il mix ottimale per il raggiungimento del target sulle fonti rinnovabili nei trasporti appare dato dai contributi orientativi delle diverse tipologie di fonti rinnovabili di seguito riportati:

- biocarburanti di prima generazione: per i biocarburanti single counting si stima un incremento in termini assoluti (da circa 98 ktep al 2022 a 977 ktep nel 2030, pari al 2,3% del consumo complessivo dei trasporti). È comunque previsto, in linea con la direttiva, un abbandono dell'utilizzo di biocarburanti da palma e eventuali altre materie prime ad alto rischio ILUC (cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni);
- biocarburanti avanzati: si prevede di superare l'obiettivo specifico previsto dalla direttiva RED III, pari al 5,5% al 2030 (target cumulativo con i carburanti rinnovabili di origine non biologica, di cui 1% obbligatorio da questi ultimi), attraverso un aggiornamento dei meccanismi di incentivazione previsti per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati (con D.M. 2 marzo 2018, DM 15 settembre 2022, DM 16 marzo 2023 e DM 20 ottobre 2023) fino al raggiungimento di un obiettivo intorno al 11,6%;
- biocarburanti Allegato IX parte B: l'elenco dei materiali, che inizialmente prevedeva unicamente oli vegetali esausti e grassi animali, è stato recentemente ampliato. Per tale ragione, anche se la direttiva impone un tetto massimo pari a 1,7%, lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore, si era già proposto con il precedente PNIEC un incremento fino al valore di 2,5% al 2030, con contributo finale pari al massimo al 5% (con il doppio conteggio); tale ambizione deve essere tralasciata in particolare con materie prime raccolte su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e scoraggiando il ricorso a prodotti importati la cui sostenibilità e tracciabilità è meno certa. Alla luce dell'incremento di ambizione e della disponibilità di nuove materie prime dell'Annex IX parte B si prevede fin da ora l'innalzamento del tetto massimo delle materie prime di cui alla parte B dell'Annex IX fino al 5% (con un contributo per il raggiungimento dell'obiettivo fino al 10% tenendo conto del doppio conteggio). Una formale richiesta alla Commissione Europea in tal senso sarà presentata dopo aver concordato con la stessa CE la procedura formale per tale richiesta;
- elettricità da FER consumata nel settore stradale: è atteso al 2030 un importante contributo dai veicoli elettrici puri (BEV) e ibridi elettrici plug-in (PHEV), che appaiono essere una soluzione per la mobilità urbana privata in grado di contribuire alla diminuzione dei consumi finali nei trasporti privati a parità di percorrenza e di favorire l'integrazione della

produzione da rinnovabili elettriche. Ci si aspetta una diffusione complessiva di quasi 6,5 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030 di cui circa 4,3 milioni di veicoli elettrici puri (BEV) che insieme ai veicoli ibridi plug-in e ai veicoli Full Hybrid potranno contribuire alla riduzione delle emissioni del settore dei trasporti; si intende introdurre quote obbligatorie di veicoli elettrici specificatamente per il trasporto pubblico; si darà inoltre attuazione a quanto previsto dalla RED III con l'emanazione di certificati di immissione in consumo nel caso di ricariche elettriche pubbliche da rinnovabili. Nel complesso ci si attende un contributo della mobilità elettrica su strada da FER pari a 0,6 Mtep (2,4 Mtep considerando il coefficiente premiante di 4);

- elettricità da FER consumata nel settore trasporti su rotaia: tali consumi peseranno per circa 0,6 Mtep che moltiplicato per 1,5 (fattore moltiplicativo) rappresenta circa il 2% dei consumi settoriali complessivi. Saranno prioritari gli interventi e le misure su questo segmento che rappresenta la modalità più efficiente dal punto di vista energetico, insieme al trasporto navale, di mobilità per le persone e per le merci;
- carburanti rinnovabili non biologici (RFNBO): si prevede per l'idrogeno prodotto da FER non biologiche un contributo almeno pari al 2% dei consumi settoriali complessivi, superiore a quanto previsto dalla RED III (comprensivo del doppio conteggio); tale contributo sarà fornito attraverso l'uso in raffineria oppure l'impiego diretto nelle auto, autobus, trasporto pesante e treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) e, nel medio-lungo periodo, nel trasporto marino e aereo o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Sarà disciplinata la modalità per conteggiare l'idrogeno utilizzato in raffineria anche per la produzione di biocarburanti, secondo quanto indicato nella direttiva RED III;
- idrogeno di origine biologica, prodotto tramite gassificazione delle biomasse o tramite steam reforming del biometano: si prevede che questa tipologia di carburanti avrà un peso crescente nel raggiungimento della decarbonizzazione ma l'entità dello stesso è di difficile quantificazione allo stato attuale; occorrerà intraprendere un percorso che permetta un inquadramento delle singole tipologie sotto il profilo produttivo, ambientale, tecnico-normativo;
- biocarburanti avio e marittimo: si prevede un importante contributo da questi settori, derivante sia dalle nuove disposizioni della Direttiva RED III, che prevede l'estensione dei target di utilizzo da FER anche a questi comparti, che soprattutto dalle disposizioni previste nei Regolamenti specifici (UE) 2023/1805 e 2023/2405 sopra menzionati. Per quanto riguarda il settore del marittimo, dove gli obblighi sono previsti in termini di intensità emissiva, andrà investigata la bontà di utilizzo anche di nuove filiere, come il metanolo da fonti rinnovabili. Andranno infine individuate specifiche filiere nel settore dell'aviazione, a seguito del recente aggiornamento dell'allegato IX della RED II. In prima istanza, si stima un'immissione in consumo di biocarburanti in aviazione e navigazione pari a circa 235 ktep al 2030, cui si sommano i consumi di RFNBO (36 ktep) e di biometano (59 ktep);
- recycled fossil fuels: sono carburanti non rinnovabili prodotti attraverso il recupero di carbonio, con risparmi emissivi sul ciclo di vita di almeno il 70% (esempio: plastiche raccolte in maniera differenziata o carburante ottenuto da recupero della CO<sub>2</sub> delle acciaierie). Sicuramente questa tipologia di carburanti avrà un peso nel raggiungimento della decarbonizzazione valorizzando un recupero degli scarti, in un'ottica di economia circolare ma l'entità dello stesso è di difficile quantificazione; occorrerà intraprendere un percorso che permetta un inquadramento delle singole tipologie sotto il profilo produttivo, ambientale, tecnico-normativo.

Tabella 14 - Contributo delle FER nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED III per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica - per modalità di trasporto (ktep)\*

	coeff. RED III dal 2021	2021	2022	2025	2030
<b>Numeratore - Energia da FER</b>		<b>3.283</b>	<b>3.477</b>	<b>6.381</b>	<b>14.529</b>
Biocarburanti liquidi		1.415	1.388	2.501	4.687
- di cui single counting	<b>1</b>	213	98	629	977
- di cui double counting		1.202	1.291	1.872	3.710
di cui su strada/ferro	<b>2</b>	1.202	1.291	1.781	3.475
di cui in navi o aerei	<b>2,4</b>	0	0	90	235
Biometano		137	180	478	877
- di cui single counting	<b>1</b>	0	5	0	0
- di cui double counting		136	180	478	877
di cui su strada/ferro	<b>2</b>	136	185	467	817
di cui in navi o aerei	<b>2,4</b>	0	0	11	59
Elettricità da fonti rinnovabili		270	287	495	1.332
- di cui nel trasporto su strada	<b>4</b>	14	19	121	609
- di cui nel trasporto su ferro	<b>1,5</b>	163	178	263	567
- di cui in altri tipi trasporto	<b>1</b>	93	90	111	156
RFNBO		0	0	11	390
di cui su strada/ferro	<b>2</b>	0	0	11	356
di cui in navi o aerei	<b>3</b>	0	0	0	36
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti</b>		<b>40.454</b>	<b>43.642</b>	<b>42.565</b>	<b>42.467</b>
<b>Quota FER-T (%)</b>		<b>8,1%</b>	<b>8,0%</b>	<b>15,0%</b>	<b>34,2%</b>

\*I contributi delle singole componenti sono riportati nella tabella senza applicare i relativi fattori moltiplicativi. Il Numeratore complessivo, invece, è ottenuto tenendo conto dei moltiplicatori. I valori relativi al denominatore tengono conto dell'applicazione dei moltiplicatori, in linea con quanto previsto dagli attuali criteri contabili. Per maggiori dettagli sui criteri contabili derivanti dalle Direttive RED si rimanda alle tabelle 59 e 60.

Tabella 15 - Contributo delle FER nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED III per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica – per tipologia di materia prima (ktep)

<i>con moltiplicatori</i>	2021	2022	2025	2030
<b>Numeratore - Energia da FER</b>	<b>3.283</b>	<b>3.477</b>	<b>6.381</b>	<b>14.529</b>
Biocarburanti liquidi	2.618	2.679	4.409	8.490
- di cui single counting	213	98	629	977
- di cui double counting non avanzato	1.600	1.715	2.278	4.280
- di cui double counting avanzato	805	866	1.502	3.233
Biometano	273	365	961	1.777
- di cui single counting	0	5	0	0
- di cui double counting non avanzato	0	0	0	0
- di cui double counting avanzato	272	360	961	1.777
Elettricità da fonti rinnovabili	393	433	989	3.443
RFNBO	0	0	23	819
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti</b>	<b>40.454</b>	<b>43.642</b>	<b>42.565</b>	<b>42.467</b>
<b>Quota FER-T (%)</b>	<b>8,1%</b>	<b>8,0%</b>	<b>15,0%</b>	<b>34,2%</b>

Figura 16 - Traiettorie di evoluzione dei biocarburanti nel settore dei trasporti [Fonte: GSE, RSE]

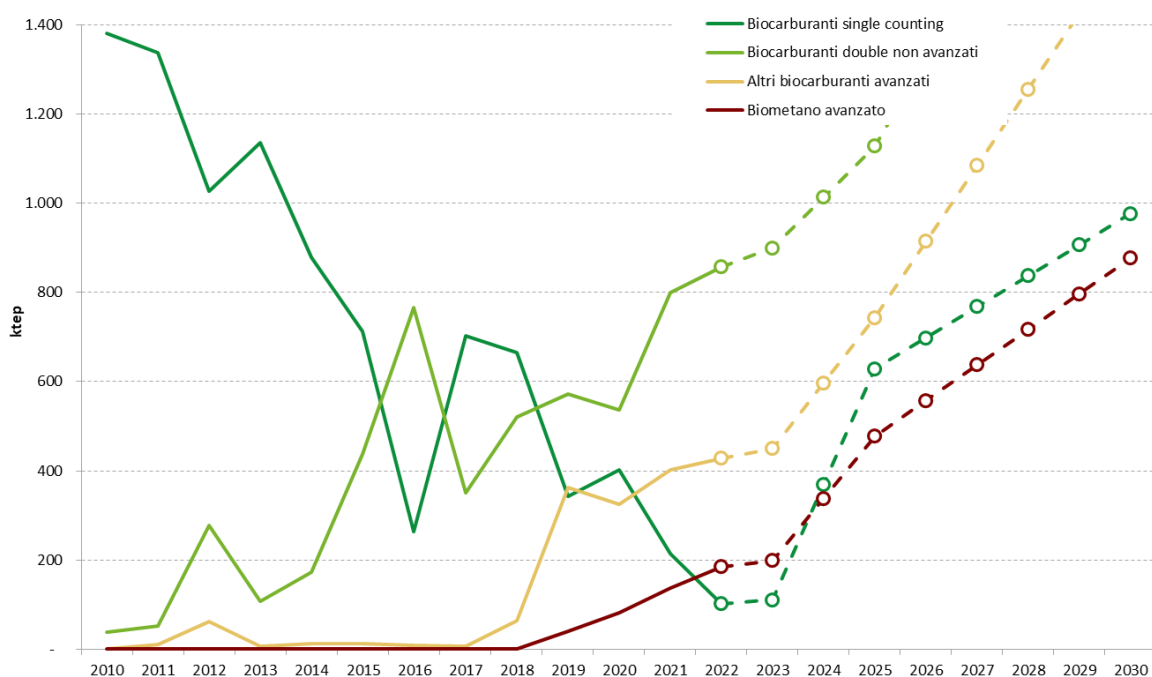
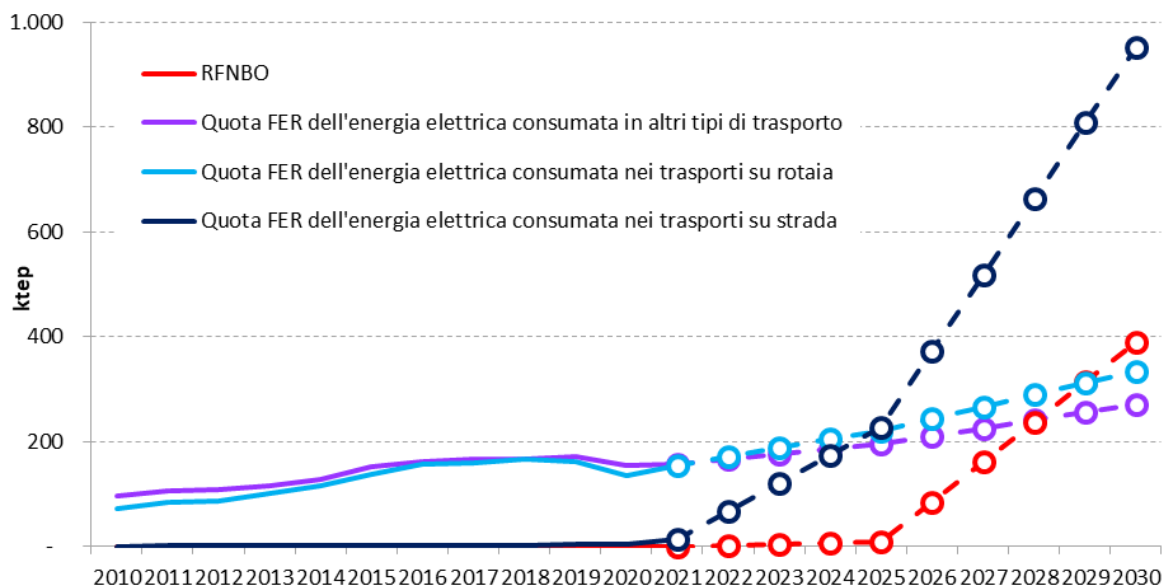


Figura 17 - Traiettorie di evoluzione dei consumi di RFNBO e della quota FER dell'energia elettrica nel settore dei trasporti [Fonte: GSE, RSE]



#### ❖ IDROGENO

La direttiva RED III, il Regolamento (UE) 2023/1805 sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo e il Regolamento (UE) 2023/2405 che riguarda la garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile hanno definito specifici obiettivi sull'idrogeno rinnovabile e combustibili rinnovabili di origine non biologica:

- al 2030 il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica utilizzati a fini energetici e non energetici finali in industria (con l'esclusione delle raffinerie) deve essere almeno pari al 42% dell'idrogeno utilizzato a fini energetici e non energetici finali nell'industria. Al 2035, tale contributo deve salire al 60% (RED III);
- al 2030, almeno l'1% dell'energia fornita al settore dei trasporti deve provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica, tenendo adeguatamente conto della metodologia di calcolo del doppio conteggio previsto dalla RED III;
- dal 2030, almeno lo 0,2% del carburante per l'aviazione (nazionale ed internazionale) deve provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica (RefuelEU Aviation). È tuttavia, ammessa la possibilità di raggiungere tale target anche attraverso carburanti derivanti da carbonio riciclato, idrogeno rinnovabile e altri carburanti low carbon (Regolamento (UE) 2023/2405);
- dal 2030, gli Stati devono impegnarsi affinché almeno l'1,2% dell'energia fornita al settore marittimo (nazionale ed internazionale) provenga da combustibili rinnovabili di origine non biologica (RED III). Inoltre, dal 2025 al 2050, il Regolamento 2023/1805 prevede un obbligo crescente di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra connessi all'energia consumata, da perseguire mediante biocarburanti, biogas, carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica e carburanti derivanti da carbonio riciclato.

I valori per il primo obiettivo sopra elencato possono essere ridotti del 20% qualora lo Stato Membro sia sulla buona strada per raggiungere l'obiettivo di produzione di energia da fonti rinnovabili, o la quota di idrogeno da combustibili fossili consumata non supera il 23% nel 2030 e il 20% nel 2035.

Premesso che la definizione degli obblighi specifici nazionali sarà puntualmente quantificata solo a valle dell'emanazione della citata direttiva e dei citati regolamenti, in questa sede si riportano prime valutazioni sui già menzionati obblighi e la definizione degli obiettivi nazionali in materia.

Le proiezioni di impiego dell'idrogeno nell'industria indicano circa 330 ktep di idrogeno rinnovabile raggiungendo al 2030 la quota del 54% dell'idrogeno consumato in ambito industriale. In merito ai trasporti, si stima un consumo complessivo di circa 390 ktep di idrogeno rinnovabile (inclusi RFNBOs diversi dall'idrogeno) (per maggiori dettagli si veda il paragrafo dedicato). Oltre a quanto sopra, si ritiene importante valutare la necessità di promuovere l'impiego dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio come vettore per decarbonizzare i settori hard to abate ed i trasporti, in particolare la navigazione e l'aviazione, in combinazione con l'utilizzo di CCS.

Complessivamente, i consumi di idrogeno rinnovabile al 2030 ammonterebbero a circa 0,25 Mton/anno. Si stima che almeno il 70% della citata domanda sarà prodotta sul territorio nazionale, la restante quota sarà importata. Ipotizzando un load-factor degli elettrolizzatori del 40%, sarebbe quindi necessaria una capacità (elettrica) di circa 3 GW di elettrolizzatori.

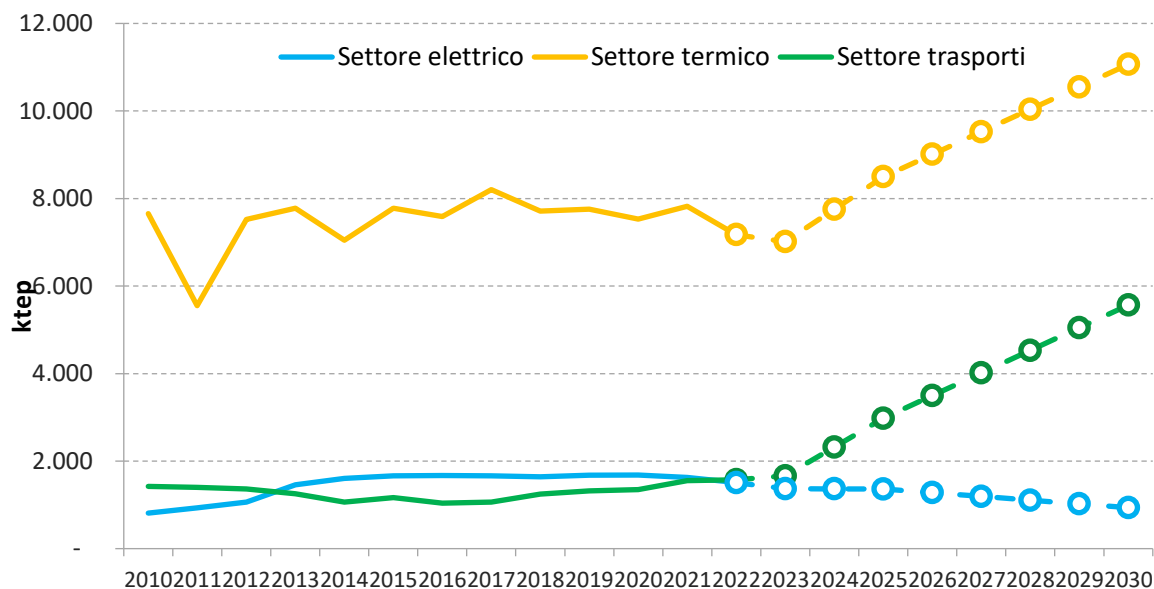
Nella tabella che segue è riportato un prospetto sinottico che riporta gli obiettivi minimi di consumo di idrogeno al 2030.

Tabella 16 - Stima degli obiettivi di consumo di idrogeno al 2030

Anno	Settore	Quantità H <sub>2</sub>	
		ktep	Mton
2030	Industria	330	0,115
	Trasporti	391	0,137
	<i>di cui aviazione/navigazione</i>	36	0,013
	<b>TOTALE</b>	<b>721</b>	<b>0,252</b>

*iv. Traiettorie stimate della domanda di bioenergia disaggregate tra riscaldamento, energia elettrica e trasporti, e dell'offerta di biomassa ripartite tra materia prima e origine (distinguendo tra produzione interna e importazioni). Per la biomassa forestale, valutazione dell'origine e dell'impatto sul pozzo LULUCF*

Figura 18 - Traiettorie evolutive del contributo delle bioenergie nei diversi settori, per il raggiungimento del target FER al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



Per quanto riguarda il settore termico, si prevede un andamento sostanzialmente stabile dei consumi di biomassa solida e una crescita molto sostenuta del biometano. Mentre per la prima ci si attende bassa variabilità nel mix di approvvigionamento (attualmente l'80-85% in contenuto energetico è di provenienza nazionale), il biometano sarà di provenienza esclusivamente nazionale; ciò comporterà un innalzamento della quota dei consumi complessivi di bioenergie coperta da produzione/origine interna. Gli effetti saranno comunque contabilizzati, ove pertinenti, in termini di variazione di emissioni/assorbimenti del settore LULUCF.

Nel settore elettrico si stima una tendenziale riduzione delle produzioni totali da bioenergie, poiché - sebbene nel periodo di transizione tutte le fonti possano e debbano fornire un contributo importante - ci si attende una sostenuta dinamica di upgrade degli impianti dalla produzione di biogas a quella di biometano e di utilizzo dei soli impianti alimentati a bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità di cui all'articolo 42 del D.Lgs, 199/2021 e che in particolare sono provenienti da filiere nazionali che ne assicurino la competitività.

Nei settori termico ed elettrico, i vincoli sulla sostenibilità - introdotti dalla RED II e rafforzati dalla RED III - probabilmente modificheranno struttura, dimensione e tipologia delle filiere di approvvigionamento di biomasse solide e biogas; al momento non è tuttavia possibile sviluppare precise quantificazioni degli impatti di questi fenomeni.

Per il settore trasporti, infine, ci si attende una crescita decisa degli impieghi di biometano, in questo caso accompagnati da incrementi anche delle altre tipologie di biocarburanti.

Secondo lo scenario di policy la produzione nazionale di biocombustibili liquidi utilizzati in agricoltura, settore civile e trasporti soddisferà circa il 70% dei consumi al 2030.



*v. Se del caso, altre traiettorie e obiettivi nazionali, inclusi quelli a lungo termine o settoriali (quota di energia rinnovabile nel teleriscaldamento, uso di energia rinnovabile negli edifici, energia rinnovabile prodotta dalle città, dalle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile e dagli autoconsumatori di energia rinnovabile, energia recuperata dai fanghi ottenuti dal trattamento delle acque reflue)*

L'Italia ha grande interesse alla diffusione delle fonti rinnovabili in tutti gli ambiti, quali ad esempio – oltre che genericamente nei settori elettrico, termico e trasporti – anche in contesti specifici quali i sistemi di autoproduzione, le configurazioni di energia condivisa (autoconsumo collettivo, comunità energetiche), gli edifici, il teleriscaldamento, l'industria. Su taluni di questi ambiti la nuova Direttiva rinnovabili peraltro delinea obiettivi molto ambiziosi (alcuni dettagli sono riportati nei paragrafi precedenti).

Per favorire la diffusione degli impianti a fonti rinnovabili sul territorio, con il D.Lgs. 199/2021 l'Italia ha introdotto la fattispecie delle aree idonee, individuandone immediatamente alcune con norma nazionale e demandando alla legiferazione regionale l'individuazione di ulteriori aree sulla base di criteri e principi omogenei individuati a livello nazionale. Inoltre, la Direttiva 2023/2413 (RED3) stabilisce l'obbligo, in capo agli Stati membri, di mappatura delle zone necessarie per i contributi nazionali all'obiettivo complessivo dell'UE per il 2030. Si veda il paragrafo 3.1.2 per una descrizione dettagliata.

È ovviamente importante accompagnare tutto il processo di forte penetrazione delle rinnovabili in tutti i settori con un rafforzamento della semplificazione e della digitalizzazione dei processi autorizzativi. Tra le nuove Riforme previste dal PNRR riformulato a fine 2024, vi è la predisposizione di un Testo unico per le procedure autorizzative in materia di energie rinnovabili, in coerenza con quanto disposto dalla Legge n.118/2022 (Concorrenza 2021). Lo stesso PNRR prevede una strategia di intervento profonda e articolata per la modernizzazione della PA, attraverso una piena digitalizzazione dei processi interni tramite la reingegnerizzazione delle procedure amministrative oltre che lo sviluppo di nuove infrastrutture tecnologiche e di servizi digitali. Un'ulteriore facilitazione al processo di penetrazione delle rinnovabili sarà ottenuta dall'implementazione della c.d. piattaforma digitale per le aree idonee (PAI) e dalla standardizzazione dei modelli autorizzativi regionali e degli enti locali attraverso la piattaforma unica digitale per le autorizzazioni degli impianti a fonti rinnovabili.

## 2.2 Dimensione dell'efficienza energetica

---

### *i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera b*

*(1) il contributo indicativo nazionale di efficienza energetica necessario per conseguire gli obiettivi dell'Unione di almeno il 32,5% di efficienza energetica nel 2030 di cui all'articolo 1, paragrafo 1, e all'articolo 3, paragrafo 5, della Direttiva 2012/27/UE, in base al consumo di energia primaria o finale, o al risparmio di energia primaria o finale, o all'intensità energetica; gli Stati membri esprimono il loro contributo in termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e di consumo di energia finale nel 2020 e in termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e di consumo di energia finale nel 2030, con una traiettoria indicativa di tale contributo a partire dal 2021, illustrandone la metodologia di base e i coefficienti di conversione usati;*

Al fine di contribuire a conseguire l'obiettivo vincolante dell'Unione europea in materia di consumo di energia finale (di cui al paragrafo 1 dell'art.4 e all'allegato I della EED<sup>19</sup> III), secondo l'applicazione della formula di calcolo di cui all'Allegato I della EED III, il livello di consumi dell'Italia dovrebbe ammontare a 92,1 Mtep di energia finale e 112,2 Mtep di energia primaria nel 2030. Rispetto a tali livelli di consumo, la direttiva EED III prevede una flessibilità del +2,5% (articolo 4, paragrafo 4): l'applicazione di tale flessibilità porta gli obiettivi indicativi per l'Italia, come fissati dalla direttiva, a 115 Mtep di energia primaria e 94,4 Mtep di energia finale.

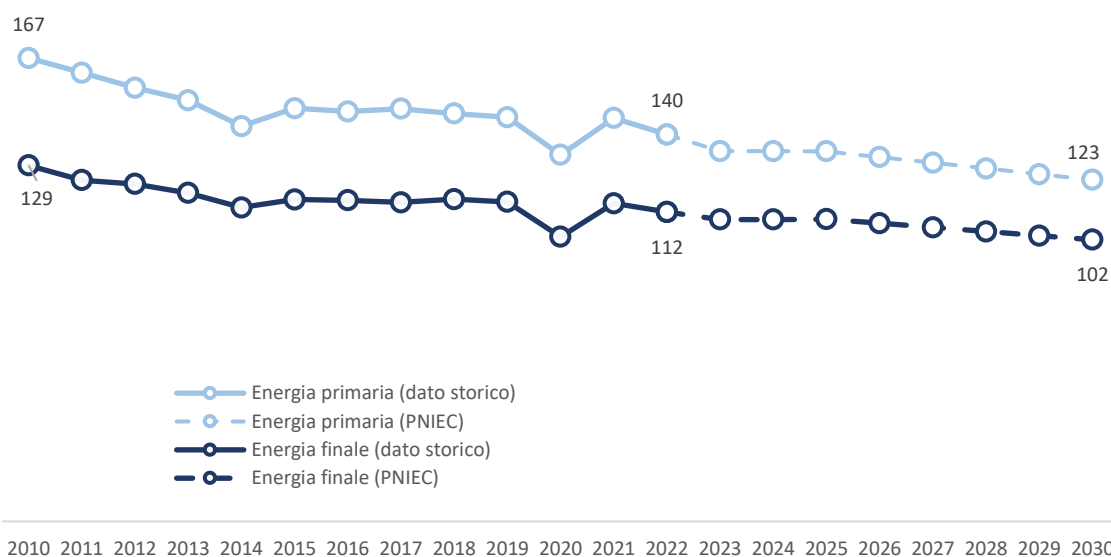
La Commissione Europea ha verificato che gli scenari nazionali di consumo finale, indicati dai Paesi nelle rispettive bozze di Piani nazionali Integrati Energia e Clima, eccedono rispetto all'obiettivo di consumo vincolante a livello Europeo. Come previsto dalla direttiva, pertanto, gli sforzi ulteriori di riduzione dei consumi sono stati ripartiti tra i Paesi che avevano indicato scenari di consumo eccedenti gli obiettivi nazionali. La ripartizione degli sforzi aggiuntivi ha riguardato solo i consumi rientranti nel limite della tolleranza ammessa del 2,5%, quindi l'obiettivo dell'Italia di consumi finali passa da 94,4 Mtep a 93,05 Mtep.

Lo scenario nazionale con politiche, che interiorizza l'effetto sulla riduzione dei consumi delle misure attuate e pianificate, stima un consumo finale di circa 102 Mtep al 2030. Per condurre tale livello di consumo all'obiettivo indicativo sopra descritto, si valuteranno ulteriori misure nei settori ESR, al fine di contribuire contestualmente all'obiettivo di riduzione delle emissioni.

---

<sup>19</sup> Energy Efficiency Directive.

Figura 19 - Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2010-2030



(2) l'importo cumulativo dei risparmi degli usi finali energetici da realizzare durante il periodo 2021-2030 ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, lettera b) sui regimi obbligatori di efficienza energetica a norma della Direttiva 2012/27/UE;

Ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 1, della EED III, il target di risparmio energetico, fissato per ogni Stato membro e da conseguirsi tra il 1° gennaio 2021 e il 31 dicembre 2030, è pari a un minimo:

- dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2023;
- dell'1,3% annuo nel periodo 2024-2025;
- dell'1,5% annuo nel periodo 2026-2027;
- dell'1,9% annuo nel periodo 2028-2030.

calcolati in base alla media del consumo di energia finale del triennio 2016-2018.

Il primo passo necessario al calcolo dell'obiettivo di risparmio riguarda la definizione del quantitativo di energia finale consumata negli anni suddetti a livello nazionale. Sono stati presi in considerazione i dati statistici Eurostat (Online data code: NRG\_IND\_EFF, Final Energy Consumption Europe 2020-2030).

Nella tabella seguente si riportano i dati relativi alla situazione italiana, alla base del calcolo.

Tabella 17 - Energia finale distribuita e media del triennio 2016-2018 (dati in Mtep)

[elaborazioni su dati Eurostat]

	2016	2017	2018
<b>Consumo di energia finale</b>	115,92	115,19	116,33
<b>Media del triennio 2016-2018</b>	115,81		

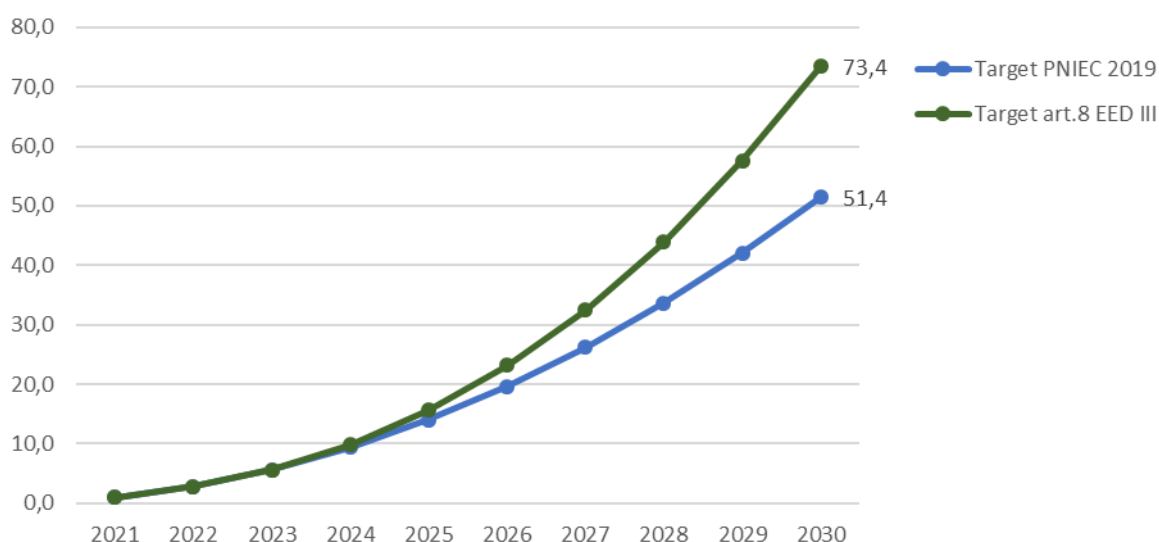
Sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018 è possibile calcolare i risparmi annuali da conseguire nel periodo 2021-2030; di conseguenza è calcolato il risparmio cumulato da conseguire entro il 31 dicembre 2030. Tali valori sono riportati nella tabella che segue.

Tabella 18 - Risparmi da conseguire nel periodo 2021-2030 sulla base del calcolo previsto dall'articolo 8, paragrafo 1 della EED III (dati in Mtep)

Anno	Risparmio annuo	Risparmi di energia finale annui (Mtep)										Totale annuo (Mtep)	Totale annuo cumulato (Mtep)
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
2021	0,80%	0,93										0,93	0,93
2022	0,80%	0,93	0,93									1,85	2,78
2023	0,80%	0,93	0,93	0,93								2,78	5,56
2024	1,30%	0,93	0,93	0,93	1,51							4,28	9,84
2025	1,30%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51						5,79	15,63
2026	1,50%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74					7,53	23,16
2027	1,50%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74				9,26	32,43
2028	1,90%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74	2,20			11,47	43,89
2029	1,90%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74	2,20	2,20		13,67	57,56
2030	1,90%	0,93	0,93	0,93	1,51	1,51	1,74	1,74	2,20	2,20	2,20	15,87	73,42

In termini di ammontare complessivo cumulato, quanto suddetto si traduce in 73,42 Mtep di risparmi di energia finale da conseguire tramite politiche attive nel periodo 2021-2030, a fronte dei 51,4 Mtep previsti al 2030 dal precedente PNIEC.

Figura 20 - Obiettivo di risparmio energetico da misure efficienza energetica a confronto 2021-2030 (art.8 EED III e PNIEC 2019) (Mtep)



Conformemente all'articolo 8, paragrafo 3 della EED III, una quota dei risparmi energetici cumulativi suddetti, che sia almeno equivalente alla quota di famiglie in condizioni di povertà energetica, in

conformità dell'articolo 3, paragrafo 3, lettera d), del regolamento (UE) 2018/1999, sarà realizzata presso le famiglie in condizioni di povertà energetica, i clienti vulnerabili e, se del caso, le persone che vivono negli alloggi sociali.

L'Italia ha scelto di non avvalersi delle flessibilità di cui all'articolo 8, paragrafi da 6 a 9, della EED III<sup>20</sup>.

In termini di settori di consumo si conferma la necessità di indirizzare prioritariamente gli interventi di efficienza energetica in ambito civile e trasporti sia per via dell'elevato margine di riduzione di questi settori, sia per le sinergie necessarie per il conseguimento degli altri sfidanti obiettivi in materia di emissioni ESR e quote rinnovabili da conseguire negli usi termici e trasporti.

Nel settore civile sarà necessario intervenire in particolare sulla riduzione dei fabbisogni energetici degli edifici attraverso interventi di riqualificazione profonda, e attraverso un incremento della diffusione di sistemi tecnici altamente performanti come le pompe di calore e i sistemi BACS<sup>21</sup>. Il fabbisogno dovrà poi essere soddisfatto prevalentemente da fonti rinnovabili, per cui sarà importante favorire l'integrazione delle rinnovabili termiche ed elettriche negli edifici.

Nel settore trasporti sarà fondamentale promuovere una riduzione della domanda di mobilità passeggeri privata, indirizzandola verso la mobilità collettiva e/o smart mobility e prevedendo politiche per favorire lo smart working, mentre nel trasporto merci sarà necessario incrementare lo spostamento da gomma a rotaia/nave, oltre a proseguire sulla promozione del ricambio dei veicoli pubblici e privati, seguendo e accelerando gli avanzamenti tecnologici offerti dal mercato.

*(3) le tappe indicative della strategia di ristrutturazione a lungo termine del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, pubblici e privati, la tabella di marcia con indicatori di progresso misurabili stabiliti a livello nazionale, una stima fondata su prove del risparmio energetico atteso, nonché dei benefici in senso lato, e i contributi agli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione ai sensi della Direttiva 2012/27/UE in conformità dell'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE;*

Il settore civile è responsabile attualmente di circa il 44% dei consumi finali di energia nazionali e pari al 26% delle emissioni dirette dei settori ESR nel 2022. Questi dati mostrano l'importanza degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici di questo settore per raggiungere gli obiettivi energetici e di riduzione delle emissioni delineati nel presente Piano, garantendo al contempo anche benefici economici e sociali.

Inoltre, la nuova direttiva EPBD<sup>22</sup>, presentata nell'ambito del pacchetto FF55 e di recente approvata, introduce importanti target di riqualificazione degli edifici. In particolare, al fine di raggiungere l'obiettivo di un parco immobiliare a emissioni zero entro il 2050, la Direttiva (UE) 2024/1275 sulla prestazione energetica nell'edilizia (EPBD) prevede che, riguardo gli edifici residenziali, ogni Stato membro deve adottare la propria traiettoria nazionale per ridurre il consumo medio di energia primaria dei medesimi del 16% entro il 2030 e del 20-22% entro il 2035. Riguardo gli edifici non residenziali, prevede l'introduzione graduale di standard minimi di performance energetica, perché sia rinnovato il 16% degli edifici con le prestazioni peggiori entro il 2030 ed il 26% entro il 2033.

Tali risparmi potranno essere conseguiti grazie all'introduzione di nuovi materiali e nuove tecnologie in ambito domestico, all'adozione di nuovi standard costruttivi e di dispositivi di uso

<sup>20</sup> I citati paragrafi consentono di effettuare il calcolo tenendo conto di alcune flessibilità, che comunque non sono passibili di comportare una variazione dell'ammontare complessivo dei risparmi obbligatori richiesti

<sup>21</sup> Building & Automation Control System

<sup>22</sup> Energy Performance of Building Directive: Direttiva (UE) 2024/1275 sulla prestazione energetica nell'edilizia

finale, all'efficientamento dell'involucro edilizio, a una maggiore diffusione delle rinnovabili termiche e del teleriscaldamento, oltre che alla maggiore diffusione di riqualificazioni profonde del parco immobiliare esistente.

La strategia di lungo termine per la ristrutturazione del parco immobiliare, redatta ai sensi dell'articolo 2-bis della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici, come modificata dalla direttiva 2018/844/UE e pubblicata nel 2021, descrive una rassegna del parco immobiliare e, successivamente, identifica il tasso di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio attuale e quello obiettivo, evidenziando anche l'opportunità di condurre una riqualificazione energetica con un approccio integrato che migliori l'efficacia del rapporto tra costi e benefici.

Si noti che i contenuti della Strategia, redatta in base agli obiettivi del PNIEC 2020, nonché della direttiva 2018/844/UE, dovranno essere aggiornati per tenere conto della maggiore ambizione individuata dalla proposta di revisione di tale direttiva, presentata nell'ambito del pacchetto FF55, nonché dei nuovi obiettivi fissati dal presente Piano.

Si è tuttavia ritenuto fondamentale, nel luglio del 2023 subito dopo la presentazione della proposta di PNIEC, istituire dei gruppi di lavoro tematici focalizzati sui settori economici più rilevanti, al fine di elaborare proposte concrete e condivise per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi che il PNIEC propone. In merito al settore civile, l'attività si è focalizzata su: consolidare le informazioni a disposizione in merito al parco immobiliare e condividere l'individuazione delle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione attesi, valutandone al contempo l'impatto energetico, emissivo ed economico. Ciò in particolare al fine di garantire una transizione energetica equilibrata tramite azioni che siano in grado di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici per la collettività e per lo Stato.

Nell'ambito di tale attività, tramite in coinvolgimento e la collaborazione con le amministrazioni pubbliche e le agenzie nazionali in possesso dei database riguardanti la consistenza del parco immobiliare, con particolare riferimento all'ENEA, è stato possibile aggiornare e approfondire la stima della consistenza presente nella Strategia del 2021 citata.

Si riporta pertanto di seguito l'analisi aggiornata.

Nella tabella seguente è rappresentata la divisione in zone climatiche del territorio nazionale e il rispettivo numero di comuni.

Tabella 19 - Numero di comuni italiani per zona climatica e "gradi giorno" (elaborazione ENEA su dati Istat)

Zona climatica	Gradi Giorno (GG)	Numero di Comuni al 1/1/2019	Popolazione residente al 2018	% Popolazione residente
A	$GG \leq 600$	2	23.266	0.04%
B	$600 < GG \leq 900$	157	3.217.288	5.33%
C	$900 < GG \leq 1.400$	981	12.826.700	21.25%
D	$1.400 < GG \leq 2.100$	1.572	15.168.668	25.13%
E	$2.100 < GG \leq 3.000$	4.176	27.482.108	45.53%
F	$GG > 3.000$	1.026	1.641.892	2.72%

Per la climatizzazione invernale degli edifici esistenti, i consumi energetici nazionali possono ritenersi proporzionali al prodotto tra i gradi giorno e la popolazione; pertanto, la zona climatica E, la più popolata, è quella che ha il peso maggiore sui consumi, mentre la zona climatica B è quella

col peso minore, escludendo la zona A, nella quale risiede solo lo 0,04 % della popolazione (essendo rappresentata da due soli comuni).

La struttura di consumo degli impieghi finali nel 2021 evidenzia la forte incidenza del settore usi civili, 44% sul totale dei consumi finali. Di questo 44%, il 29% del totale è assorbito dal residenziale mentre il 15% dal settore dei servizi.

#### ❖ **CONSISTENZA DEL PARCO EDILIZIO NAZIONALE**

Nel presente capitolo si riportano i dati relativi alla consistenza del parco edilizio nazionale. Al fine di ottenere una conoscenza esauriente del settore pubblico ci si è avvalsi della collaborazione del Dipartimento dell'economia del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che effettua la ricognizione annuale delle componenti dell'attivo delle amministrazioni pubbliche ai sensi dell'art. 2 della Legge 191/2009. Grazie ai dati raccolti tramite le dichiarazioni rese dalle amministrazioni, la banca dati del MEF ha consentito di ricostruire per ciascuna finalità d'uso il numero di unità immobiliari e le rispettive superfici. I dati utilizzati fanno riferimento alle dichiarazioni rese dagli enti nel 2019 e sono frutto di elaborazioni effettuate tenendo conto dell'utilizzo dichiarato degli immobili.

Per gli edifici pubblici i dati trasmessi dal MEF sono stati inoltre integrati con quelli provenienti da altre fonti. In particolare, per il numero di strutture sanitarie si è fatto riferimento all'Annuario Statistico del Servizio Sanitario Nazionale; per il numero di sedi scolastiche si è considerato quanto riportato sul Portale Unico dei dati della scuola del Ministero dell'Istruzione e del Merito (MIM); per i luoghi della cultura (musei e biblioteche) si è infine fatto riferimento ai dati ISTAT 2021. Per gli edifici a uso privato si è scelto di attenersi ai dati della "Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale" (STREPIN), basati su indagini CRESME del 2018, integrati con i dati dell'Agenzia delle Entrate e con i dati forniti da ISTAT, sia per quanto riguarda gli edifici residenziali che non residenziali.

Complessivamente, secondo il censimento ISTAT del 2011, sono presenti in Italia più di 13 milioni di edifici. Gli edifici e i complessi di edifici ad uso non residenziale sono 1.576.159, rappresentativi di circa l'11% del totale e dedicati a uso produttivo, commerciale, direzionale/terziario, turistico/ricettivo, servizi e altro tipo d'uso.

Ai fini di quest'analisi gli edifici sono stati divisi tra edifici a uso privato ed edifici di servizio pubblico e sono state dettagliate le diverse finalità d'uso. Per ognuna sono stati individuati, dove possibile, il numero di edifici, il numero di unità immobiliari, le superfici lorde e, per quanto riguarda il patrimonio pubblico, le superfici degli edifici privi di vincoli culturali e paesaggistici<sup>23</sup>. Di seguito sono dettagliate le diverse fonti dei dati utilizzate, richiamate nella Tabella 20 (edifici a uso privato) e Tabella 26 (edifici di servizio pubblico).

#### ❖ **LA CONSISTENZA DEL PATRIMONIO EDILIZIO NAZIONALE: GLI EDIFICI A USO PRIVATO**

In Tabella 20 si riportano le principali destinazioni d'uso riconducibili alla categoria di edifici a uso privato. Si precisa che in tale categoria sono state incluse anche le residenze pubbliche. Accanto ad ogni dato è stata specificata la fonte utilizzata.

<sup>23</sup> Sono stati individuati gli immobili che ricadono nelle seguenti tipologie di tutela: area tutelata per legge – interesse paesaggistico (articolo 142); dichiarazione di interesse culturale (articolo 13); dichiarazione di notevole interesse pubblico (articolo 140); prescrizioni di tutela indiretta (articolo 45); immobile con più di 70 anni di autore non più vivente (articolo 12); verifica dell'interesse culturale in corso (articolo 12).



Tabella 20. Edifici a uso privato

Finalità d'uso	Numero totale di edifici/strutture	Superficie edifici a destinazione esclusiva o prevalente (m <sup>2</sup> )	Numero totale di unità immobiliari	Superficie totale (m <sup>2</sup> )
<b>Residenziale totale</b>	12.420.403 [1]	3.049.806.182 [1]	35.271.829 [3] <sup>24</sup>	3.535.892.926 [3]
Residenziale mono-bifamiliare	9.298.410 [1]	1.347.849.624 [1]	-	-
Residenziale plurifamiliare	3.121.993 [1]	1.701.956.558 [1]	-	-
Abitazioni E.R.P. <sup>25</sup>	-	-	478.805 [6]	36.145.706 [6]
Altre abitazioni di proprietà pubblica <sup>26</sup>	-	-	161.079 [6]	16.494.743 [6]
<b>Uffici privati<sup>27</sup></b>	57.129 [1]	35.167.597 [1]	654.761 [2]	89.490.309 [2]
<b>Totale commercio<sup>28</sup></b>	259.951 [1]	287.140.200 [1]	-	402.352.100 [1]
Minimercato	-	1.654.028 [1]	-	-
Supermercato	-	10.124.147 [1]	-	-
Ipermercato	-	3.973.374 [1]	-	-
Grande magazzino	-	3.578.382 [1]	-	-
Grande superficie specializzata	-	5.653.377 [1]	-	-
Altro	-	262.156.892 [1]	-	-
<b>Alberghi<sup>29</sup></b>	27.143 [1]	36.550.400 [1]	-	36.550.400 [1]

Fonte: elaborazione ENEA su dati vari.

#### Fonti dei dati

[1] Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, *STREPIN 2021*, elaborazioni Cresme ed ENEA su dati 2018.

[2] Agenzia delle Entrate, *Statistiche catastali 2020*.

[3] ISTAT, *Censimento permanente della popolazione e delle abitazioni (istat.it)*. Dati 2021.

<sup>24</sup> Sono comprese anche le abitazioni non occupate da residenti. Il dato riportato in tabella è abbastanza vicino a quello fornito dall'Agenzia delle Entrate [2] che, con riferimento lo stock immobiliare posseduto dai contribuenti alla data del 31 dicembre 2020, indica 35.265.434 unità immobiliari a uso abitazione.

<sup>25</sup> Per l'edilizia residenziale di proprietà pubblica i dati sono riferiti alle sole abitazioni (unità immobiliari) e non agli edifici, in quanto a livello di edifici la proprietà è spesso di natura mista (alcuni inquilini potrebbero aver acquistato la propria abitazione e averla anche successivamente venduta). Si presume che il numero di edifici residenziali di proprietà pubblica (parziale o esclusiva) sia incluso, per la maggior parte, all'interno del residenziale plurifamiliare. Si precisa inoltre che sono escluse dal conteggio relativo all'Edilizia residenziale Pubblica (ERP) le unità immobiliari di proprietà degli ex Istituti Autonomi per le Case Popolari (IACP) trasformati in enti pubblici economici che, in quanto tali, non hanno obbligo di comunicazione al MEF.

<sup>26</sup> All'interno di tale categoria sono incluse le abitazioni utilizzate direttamente dalle amministrazioni, le abitazioni con finalità di "alloggio di servizio", "foresteria" e "alloggio per studenti", le abitazioni date in uso a soggetti esterni al perimetro della pubblica amministrazione e le abitazioni provvisoriamente non utilizzate.

<sup>27</sup> Nel numero di edifici privati ad uso ufficio e nelle relative superfici sono compresi solo quelli a destinazione d'uso esclusiva o prevalente.

<sup>28</sup> Per la categoria commercio, il numero di edifici comprende solo quelli a prevalente o esclusiva destinazione d'uso commerciale. Nel numero di unità immobiliari, invece, sono considerate anche quelle presenti in edifici con diversa destinazione d'uso prevalente.

<sup>29</sup> Il numero di alberghi, ricavato dal documento della STREPIN, include edifici a prevalente o esclusivo uso alberghiero.

[4] Ministero della Salute, *Annuario Statistico del Servizio Sanitario Nazionale 2021*.

[5] Ministero dell'Istruzione e del Merito, *Portale Unico dei Dati della Scuola*. Dati anno 2019/2020.

[6] Ministero dell'Economia e delle Finanze, *database 2019*.

[7] ISTAT. *Per i musei: Indagine sui musei e le istituzioni similari: microdati ad uso pubblico; per le biblioteche: Censimento sulle biblioteche pubbliche e private: microdati ad uso pubblico*. Dati 2021.

Gli edifici a destinazione d'uso residenziale risultano pari a 12,42 milioni corrispondenti a una superficie di oltre 3 miliardi di m<sup>2</sup>. Le abitazioni sono circa 35 milioni, di cui più di 25 milioni risultano occupate. Oltre il 60% di tale parco edilizio ha più di 45 anni, ovvero è precedente alla Legge 373/1976<sup>30</sup>, prima legge sul risparmio energetico. Di seguito si rappresenta la situazione del parco immobiliare del settore residenziale, suddiviso per anno di costruzione e zona climatica. I dati relativi al numero di edifici (Tabella 21 e Tabella 22) derivano dal documento della STREPIN (Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale); ulteriori dati aggiornati al 2021 sono riportati in Tabella 23 e fanno riferimento al totale delle abitazioni presenti in Italia, comprese quelle in edifici con destinazione d'uso prevalente diversa da quella residenziale.

Tabella 21 - Edifici residenziali, numero e superficie al 2018, per epoca di costruzione

Epoca di costruzione	Numero edifici	Epoca di costruzione	m <sup>2</sup>
fino al 1919	1.832.503		
1919-1945	1.327.007	fino al 1945	678.743.665
1946-1960	1.700.834		
1961-1970	2.050.830	1946-1976	1.293.138.628
1971-1980	2.117.649		
1981-1990	1.462.766	1977-1990	600.244.196
1991-2000	871.017		
2001-2005	465.092	1991-2014	439.536.250
2006-2011	359.991		
2011-2018	232.714	post 2014	38.143.445
<b>Totale</b>	<b>12.420.403</b>	<b>Totale</b>	<b>3.049.806.184</b>

Fonte: STREPIN

Tabella 22 - Edifici residenziali, numero e superficie al 2018, per zona climatica

Zona climatica	Numero edifici	m <sup>2</sup>
zona A	5.217	
zona B	710.079	170.118.357
zona C	2.737.222	615.486.151
zona D	2.896.204	734.707.925
zona E	5.340.672	1.383.758.265
zona F	731.009	145.735.486
<b>Totale</b>	<b>12.420.403</b>	<b>3.049.806.184</b>

<sup>30</sup> Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici

Fonte: STREPIN

Tabella 23 – Unità immobiliari residenziali (occupate e non occupate) per zona climatica.

Zona climatica	N° comuni	N° abitazioni occupate	N° abitazioni non occupate	N° abitazioni totali	Superficie (m <sup>2</sup> )
<b>Zona A</b>	2	8.981	6.982	15.963	1.543.622
<b>Zona B</b>	158	1.314.031	680.510	1.994.541	192.872.115
<b>Zona C</b>	983	5.076.799	2.145.548	7.222.347	660.844.751
<b>Zona D</b>	1.578	6.380.581	2.145.908	8.526.489	879.933.665
<b>Zona E</b>	4.171	12.109.127	3.546.672	15.655.799	1.650.121.215
<b>Zona F</b>	1.012	800.538	1.056.152	1.856.690	150.577.559
<b>Totale</b>	7.904	25.690.057	9.581.772	35.271.829	3.535.892.926

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT 2021

La crescente importanza del fenomeno della povertà energetica rende di interesse un focus sulle abitazioni in edilizia residenziale pubblica. Grazie ai dati forniti dal MEF è stato possibile ripartire per zona climatica ed epoca di costruzione le unità immobiliari e le superfici delle abitazioni di proprietà pubblica (escluse quelle di proprietà degli ex Istituti Autonomi per le Case Popolari trasformati in enti pubblici economici che, in quanto tali, non hanno obbligo di comunicazione al MEF), che in Italia sono più di 478.000 come mostrato nelle tabelle seguenti.

Tabella 24 – Abitazioni E.R.P. di proprietà della PA, numero di u.i. per zona climatica

Epoca di costruzione	Zona A N° u.i.	Zona B N° u.i.	Zona C N° u.i.	Zona D N° u.i.	Zona E N° u.i.	Zona F N° u.i.	Totale N° u.i.
Prima del 1919	44	300	777	2.812	16.642	321	20.896
Dal 1919 al 1945	-	939	2.358	3.685	14.628	130	21.740
Dal 1946 al 1960	174	12.849	27.283	18.454	29.813	295	88.868
Dal 1961 al 1970	19	4.077	16.263	12.854	26.213	179	59.605
Dal 1971 al 1980	231	4.096	21.240	17.858	30.411	624	74.460
Dal 1981 al 1990	117	9.717	44.439	33.310	40.662	928	129.173
Dal 1991 al 2000	120	3.394	11.076	9.732	16.840	412	41.574
Dal 2001 al 2010	-	2.641	3.866	10.038	11.772	212	28.529
Dopo il 2010	-	330	1.459	2.025	4.712	171	8.697
ND	-	548	658	696	3.355	6	5.263
<b>Totale</b>	<b>705</b>	<b>38.891</b>	<b>129.419</b>	<b>111.464</b>	<b>195.048</b>	<b>3.278</b>	<b>478.805</b>

Fonte: Banca dati MEF 2019

Tabella 25 – Abitazioni E.R.P. di proprietà della PA, superficie per zona climatica

Epoca di costruzione	Zona A (mq)	Zona B (mq)	Zona C (mq)	Zona D (mq)	Zona E (mq)	Zona F (mq)	Totale (mq)
Prima del 1919	248	9.285	51.254	228.552	1.107.673	26.632	1.423.643

Dal 1919 al 1945	-	59.569	140.696	287.121	916.560	8.927	1.412.873
Dal 1946 al 1960	8.691	873.444	1.809.377	1.237.621	1.940.671	20.671	5.890.475
Dal 1961 al 1970	1.465	330.167	1.313.400	961.630	1.822.944	15.241	4.444.846
Dal 1971 al 1980	22.575	378.375	2.088.653	1.538.597	2.421.676	49.925	6.499.801
Dal 1981 al 1990	9.250	880.260	3.763.174	2.604.667	2.776.362	70.681	10.104.395
Dal 1991 al 2000	9.647	270.944	912.122	781.824	1.230.058	29.306	3.233.901
Dal 2001 al 2010	-	227.108	314.884	728.143	831.243	15.063	2.116.440
Dopo il 2010	-	28.242	120.705	154.727	403.123	10.194	716.991
ND	-	33.063	39.866	44.621	184.381	411	302.342
<b>Totale</b>	<b>51.876</b>	<b>3.090.457</b>	<b>10.554.131</b>	<b>8.567.503</b>	<b>13.634.689</b>	<b>247.050</b>	<b>36.145.706</b>

Fonte: Banca dati MEF 2019

### ❖ LA CONSISTENZA DEL PATRIMONIO EDILIZIO NAZIONALE: GLI EDIFICI DI SERVIZIO PUBBLICO

Nella tabella seguente si riportano le principali destinazioni d'uso riconducibili alla categoria di edifici di servizio pubblico. Si precisa che in tale categoria sono state inclusi anche luoghi della cultura, strutture sanitarie e strutture scolastiche privati. Accanto a ogni dato è stata specificata la fonte utilizzata; per quanto riguarda le strutture sanitarie, le scuole e i luoghi della cultura i dati ufficiali a disposizione sono stati integrati con delle stime ENEA. Sono state escluse le strutture non riscaldate (fari, torri per segnalazioni marittime, fortificazioni e loro dipendenze, cantine, soffitte, rimesse, box, garage, posti auto aperti/scoperti, laboratori scientifici, magazzini e locali di deposito, mercati coperti, parcheggi collettivi), i fabbricati per attività produttive, gli edifici di culto, gli impianti sportivi e gli stabilimenti termali. Sono state inoltre escluse, per tutte le finalità d'uso (tranne per le abitazioni pubbliche), le unità immobiliari dichiarate come non utilizzate.

Tabella 26 – Edifici di servizio pubblico

Finalità d'uso	Numero totale di edifici/strutture	Superficie edifici a destinazione esclusiva o prevalente (m <sup>2</sup> )	Numero totale di unità immobiliari	Superficie totale (m <sup>2</sup> )
Uffici pubblici <sup>31</sup>	17.229 [1]	27.845.573 [1]	38.375 [6]	38.529.201 [6]
Strutture sanitarie totali <sup>32</sup>	28.980 [4]	-	-	63.517.469 <sup>33</sup>

<sup>31</sup> Nel numero di edifici pubblici ad uso ufficio sono compresi solo quelli a destinazione d'uso esclusiva o prevalente, mentre le unità immobiliari comprendono anche quelle comprese in edifici in cui prevalgono altre destinazioni d'uso.

<sup>32</sup> Le strutture sanitarie, sia pubbliche che private, comprendono strutture di Assistenza Ospedaliera, di Assistenza Specialistica Ambulatoriale, di Altra Assistenza Territoriale, di Assistenza Riabilitativa, di Assistenza Territoriale Residenziale e Semiresidenziale.

<sup>33</sup> La superficie degli immobili pubblici fornita dal MEF è stata integrata per gli immobili privati con stime ENEA a partire dai dati del Ministero della Salute.

Finalità d'uso	Numero totale di edifici/strutture	Superficie edifici a destinazione esclusiva o prevalente (m <sup>2</sup> )	Numero totale di unità immobiliari	Superficie totale (m <sup>2</sup> )
Strutture sanitarie SSN <sup>34</sup>	12.474 [4]	-	-	42.218.809 [4], [6] <sup>35</sup>
Strutture sanitarie private accreditate	16.506 [4]	-	-	21.298.660 <sup>36</sup>
<b>Strutture residenziali collettive pubbliche non sanitarie</b> <sup>37</sup>	-	-	533 [6]	1.139.750 [6]
<b>Scuole totali</b> <sup>38</sup>	54.641 [5]	-	-	114.350.330 <sup>39</sup>
Scuole pubbliche	41.964 [5]	-	49.125 [5], [6]	91.531.730 [5], [6] <sup>40</sup>
Scuole private	12.677 [5]	-	-	22.818.600 <sup>41</sup>
<b>Università</b>	-	-	1.878 [6]	9.362.407 [6]
<b>Caserme</b>	2.489 [1] <sup>42</sup>	-	10.410 [6]	12.668.302 [6]
<b>Penitenziari</b>	198 [1]	-	304 [6]	4.339.375 [6]
<b>Luoghi della cultura: biblioteche e musei</b>	11.733 [7]	-	-	10.331.519 <sup>43</sup>
Luoghi della cultura pubblici	8.700 [7]	-	10.805 [6]	8.208.419 [6]
Luoghi della cultura privati	3.033 [7]	-	-	2.123.100 <sup>44</sup>
<b>Castelli e palazzi storici</b> <sup>45</sup>	-	-	2.303 [6]	3.466.387 [6]
<b>Altri beni a uso pubblico</b>	-	-	7.532 [6]	6.286.697 [6]

Fonte: elaborazione ENEA su dati vari.

Nella Tabella 27 si riporta il numero di unità immobiliari e delle superfici lorde distinte per tipologia di utilizzo, con il dettaglio dell'incidenza dei vincoli culturali e paesaggistici. La superficie lorda complessiva non vincolata potenzialmente oggetto di efficientamento energetico è di circa 209 milioni di m<sup>2</sup>.

<sup>34</sup> Sono inclusi sia gli ospedali di proprietà pubblica sia quelli privati integrati con il SSN.

<sup>35</sup> La superficie degli immobili pubblici fornita dal MEF è stata integrata per gli immobili privati con stime ENEA a partire dai dati del Ministero della Salute.

<sup>36</sup> Superficie basata su stime ENEA a partire dai dati forniti dal Ministero della Salute.

<sup>37</sup> Sono compresi: collegi e convitti, educandati, ricoveri, orfanotrofi, ospizi, conventi, seminari.

<sup>38</sup> Sono comprese le scuole dell'infanzia, le scuole primarie e quelle secondarie di I e II grado.

<sup>39</sup> I dati del MEF sono stati integrati con stime ENEA basate sui dati forniti dal Ministero dell'Istruzione e del Merito.

<sup>40</sup> I dati del MEF sono stati integrati con stime ENEA basate sui dati forniti dal Ministero dell'Istruzione e del Merito.

<sup>41</sup> Superficie basata su stime ENEA a partire dai dati forniti dal Ministero dell'Istruzione e del Merito.

<sup>42</sup> Per quanto riguarda le caserme, come numero di edifici è stato indicato il numero di compendi immobiliari (comprendenti, di fatto, più edifici).

<sup>43</sup> La superficie degli immobili pubblici fornita dal MEF è stata integrata per gli immobili privati con stime ENEA a partire dai dati ISTAT.

<sup>44</sup> Superficie basata su stime ENEA a partire dai dati ISTAT.

<sup>45</sup> Nella categoria palazzi storici comunicata dal MEF sono stati inclusi edifici di particolare valore storico, che possono essere utilizzati con varie finalità. Dall'analisi dei dati emerge come la finalità d'uso prevalente sia quella di ufficio o attività di rappresentanza istituzionale (dichiarata per 1.353.291 m<sup>2</sup>, circa il 39% della superficie), ma la superficie riconducibile a tale categoria potrebbe essere più ampia dato che per circa il 45% non è stato dichiarato un uso specifico.

Tabella 27 – Immobili di proprietà della PA

Finalità d'uso	Numero totale di unità immobiliari	Superficie lorda totale (m <sup>2</sup> )	Numero di unità immobiliari non vincolate	Superficie lorda totale (m <sup>2</sup> ) non vincolata	% u.i. vincolate	% superficie vincolata
Abitazioni E.R.P.	478.805	36.145.706	440.448	33.342.275	8,0%	7,8%
Altre abitazioni di proprietà pubblica	161.079	16.494.743	132.943	12.955.535	17,5%	21,5%
Uffici pubblici	38.375	38.529.201	27.412	26.555.937	28,6%	31,1%
Strutture sanitarie di proprietà pubblica (escluse RSA)	5.935	33.033.842	4.555	23.498.275	23,3%	28,9%
Strutture residenziali collettive pubbliche (incluse RSA)	3.750	7.030.897	2.928	5.387.296	21,9%	23,4%
Scuole pubbliche	49.125	91.531.730	41.750	79.531.028	15,0%	13,1%
Università	1.878	9.362.407	1.184	6.469.144	37,0%	30,9%
Caserme	10.410	12.668.302	8.613	10.043.321	17,3%	20,7%
Penitenziari	304	4.339.375	237	3.659.360	22,0%	15,7%
Luoghi della cultura pubblici (biblioteche e musei)	10.805	8.208.419	5.243	2.870.296	51,5%	65,0%
Castelli e palazzi storici	2.303	3.466.387	0	0	100,0%	100,0%
Altri beni a uso pubblico	7.532	6.286.697	5.794	4.437.821	23,1%	29,4%
<b>Totale</b>	<b>770.301</b>	<b>267.097.706</b>	<b>671.107</b>	<b>208.750.288</b>	<b>12,9%</b>	<b>21,8%</b>

Fonte: elaborazione ENEA su dati vari.

#### ❖ **NZEB**

Dal 2021<sup>46</sup>, tutti gli edifici di nuova costruzione o soggetti ad una ristrutturazione importante di primo livello devono rispondere ai requisiti tecnici e prestazionali imposti dall'Allegato 1 del D.M. 26/6/2015 per gli edifici a energia quasi zero (nZEB). A livello italiano i requisiti minimi nZEB prevedono, oltre al limite complessivo sul consumo di energia, prescrizioni sugli indici di prestazione termica da confrontare con l'edificio di riferimento, sul coefficiente medio globale di scambio termico per trasmissione, sull'area solare equivalente estiva per unità di superficie utile e sui rendimenti degli impianti di climatizzazione invernale ed estiva e di produzione di acqua calda sanitaria.

<sup>46</sup> Dal 2019 per gli edifici della Pubblica Amministrazione.

Si riscontra che in tutte le regioni di Italia si sta verificando un incremento di nZEB, il numero dei quali, stando al database nazionale sugli attestati di prestazione energetica SIAPE, sta aumentando rapidamente.



Tabella 28 – Percentuale di APE con classificati NZEB presenti sul SIAPE rispetto al campione totale, per anno di emissione (fonte: ENEA)

Anno della certificazione APE	Percentuale degli APE classificati NZEB nell'anno
2015	0,01%
2016	0,04%
2017	0,21%
2018	0,08%
2019	0,16%
2020	0,25%
2021	0,54%
2022	0,99%

Il campione di dati ha permesso anche di effettuare un'analisi sulla distribuzione degli APE con spunta NZEB per zona climatica e destinazione d'uso residenziale e non residenziale. L'analisi mostra come in termini assoluti il numero degli APE classificati come NZEB di tipo residenziale è il 95,4% contro il 4,6% di quello non residenziale.

Tabella 29 – Distribuzione in termini assoluti degli APE con spunta NZEB presenti sul SIAPE per destinazione d'uso e zona climatica (fonte: ENEA)

Zona climatica	Residenziale		Non residenziale	
A	-	0,0%	-	0,0%
B	368	2,2%	18	2,3%
C	3.182	19,2%	94	11,8%
D	3.577	21,5%	144	18,1%
E	9.145	55,0%	500	63,0%
F	342	2,1%	38	4,8%
<b>TOTALE</b>	<b>16.614</b>	-	<b>794</b>	-

#### ❖ **VALUTAZIONE DEI CONSUMI**

La determinazione dei consumi medi per le diverse destinazioni d'uso è stata sviluppata facendo riferimento alla distribuzione degli edifici per zona climatica ed epoca di costruzione, di cui al presente capitolo, nonché sulla base dei dati di consumo derivati da indagini statistiche su un set rappresentativo di edifici. Tale insieme è stato determinato grazie a uno studio che ha definito degli edifici campione rappresentativi delle singole destinazioni d'uso e della tipologia edilizia maggiormente ricorrente. Come indicatore del consumo energetico è stato utilizzato il kWh/m<sup>2</sup> anno, riferito alla superficie utile dell'edificio. Tale indicatore è stato armonizzato facendo riferimento alla zona climatica, alla destinazione d'uso e alla tipologia edilizia. Nella tabella seguente si riportano gli indicatori di consumo medio annuale di energia finale per le singole destinazioni d'uso.

Tabella 30 – Destinazione d'uso e indicatore di consumo medio annuale ponderato per zona climatica

Destinazione d'uso	Consumo elettrico (kWh/m <sup>2</sup> anno)	Consumo termico (kWh/m <sup>2</sup> anno)	Consumo totale (kWh/m <sup>2</sup> anno)
Residenziale monofamiliare	38	142	180
Residenziale plurifamiliare	35	125	160
Pubblica Amministrazione	50	114	164
Ospedali	211	185	396
Scuole	20	130	150
Uffici	67	130	197
Alberghi	92	139	231
Penitenziari	50	191	241
<b>Commercio:</b>			
	<i>Minimercato</i>		535
	<i>Supermercato</i>		598
	<i>Ipermercato</i>		527
	<i>Grande magazzino</i>		255
	<i>Grande superficie specializzata</i>		219
	<i>Altro</i>		388

Fonte: elaborazione ENEA su dati vari.

L'analisi elaborata da ENEA e Assoimmobiliare, a partire dai dati riportati nelle diagnosi energetiche<sup>47</sup> di 120 palazzi interamente a uso uffici, ha costituito un termine di confronto utile a completare le informazioni disponibili per stimare i consumi degli uffici privati.

I valori di consumo per il settore residenziale e per il terziario ad uso uffici e scuole mostrano una prevalenza degli usi termici, principalmente in ragione delle esigenze di climatizzazione invernale degli ambienti, servizio per cui gli usi elettrici sono ancora poco diffusi. Tale differenza è infatti meno marcata nel caso degli alberghi, dove la climatizzazione estiva è ampiamente diffusa.

Per quanto riguarda la Grande Distribuzione Organizzata, in termini di usi finali dell'energia, il vettore energetico più utilizzato è quello elettrico (oltre il 90%), come risulta da studi effettuati a livello nazionale ed europeo. In particolare, dallo studio delle diagnosi energetiche per il settore alimentare si evince una percentuale media di quasi il 95% tra energia prelevata da rete e autoprodotta e autoconsumata. Anche i valori dei consumi specifici medi per le varie tipologie di GDO, i valori di supermercato e ipermercato sono ricavati dallo studio delle diagnosi energetiche.

I valori relativi ai consumi specifici degli ospedali sono ricavati dalle informazioni riportate nel Box seguente, sulla base di alcune ipotesi relative sui m<sup>2</sup> per posto letto a livello nazionale. Anche in questo caso i dati raccolti dalle diagnosi energetiche su un campione di strutture ospedaliere hanno costituito un utile termine di confronto. Anche per quanto riguarda i penitenziari, alcune analisi energetiche svolte da ENEA nell'ambito del Programma di Riqualificazione Energetica per gli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC) hanno fornito utili informazioni complementari.

Si sottolinea, infine, come una recente indagine condotta dal Cresme su un campione di 1.430 abitazioni di edilizia residenziale pubblica mostri un livello di consumi complessivamente maggiore

<sup>47</sup>Pervenute a ENEA nell'ambito dell'obbligo di cui all'art.8 della EED II.

di circa il 4% rispetto al valore complessivo dello stock abitativo stimato dallo stesso Cresme per il 2018. A determinare questa differenza sembra essere la componente elettrica, maggiore di circa il 16%, mentre la componente termica appare più in linea (+1%). Questo dato deve essere letto tenendo conto di diverse specificità: una minore incidenza delle abitazioni non occupate da persone residenti nell'edilizia residenziale pubblica, un maggiore utilizzo delle abitazioni (persone anziane e meno lavoratori), una combinazione di vetustà degli impianti termici e scarsa diffusione di lavori di adeguamento energetico. Occorre inoltre considerare che, in relazione alla minore superficie media delle abitazioni, il consumo medio per abitazione risulta essere inferiore rispetto a quello stimato per lo stock complessivo.

In termini generali, le utenze del settore non residenziale, in particolare nel caso di determinate destinazioni d'uso, sono caratterizzate da consumi molto elevati, lasciando quindi margine ad un elevato potenziale di efficientamento energetico.

#### ◆ **IL SISTEMA INFORMATIVO SUGLI ATTESTATI DI PRESTAZIONE ENERGETICA**

Il SIAPE (Sistema Informativo sugli Attestati di Prestazione Energetica) è lo strumento nazionale per la raccolta degli APE e per il monitoraggio delle prestazioni energetiche degli edifici italiani. Tale sistema è stato implementato da ENEA nel 2016 ed è alimentato con i dati degli APE provenienti dai catasti energetici locali di Regioni e Province Autonome, come indicato dal D.M. 26/06/2015<sup>48</sup>, grazie a un tracciato standard XML condiviso a livello nazionale<sup>49</sup>.

A novembre 2020, ENEA ha pubblicato online il portale SIAPE<sup>50</sup>, in ottemperanza con quanto previsto dal D.M. 26/06/2015<sup>51</sup>, che regola la possibilità di consultazione dei dati presenti sul database nazionale da parte di Regioni, Province Autonome, Comuni e cittadini, nonché la possibilità di generare statistiche e analisi dei dati contenuti negli APE. L'accesso ai dati disaggregati è permesso a Regioni, Province Autonome e Comuni in base alla zona geografica di competenza, a seguito della richiesta di apposite credenziali, mentre i restanti utenti interessati possono visualizzare analisi e statistiche solo in forma aggregata.

In base alle informazioni disponibili sul Rapporto Annuale sulla Certificazione Energetica degli Edifici 2023, edito da ENEA e da CTI (Comitato Termotecnico Italiano – Energia e Ambiente<sup>52</sup>), al 01/04/2023, trascorso il termine di legge per l'inserimento degli APE emessi nell'anno precedente, 17 Regioni e 2 Province Autonome risultavano collegate al SIAPE (Figura 21), raccogliendo quasi 5.400.000 APE distribuiti nel periodo 2015-2023. In tale processo, ENEA ha partecipato attivamente, supportando 8 Regioni nell'implementazione del catasto energetico regionale.

<sup>48</sup> Decreto interministeriale 26/06/2015 – “Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici”, art. 5, comma 4.

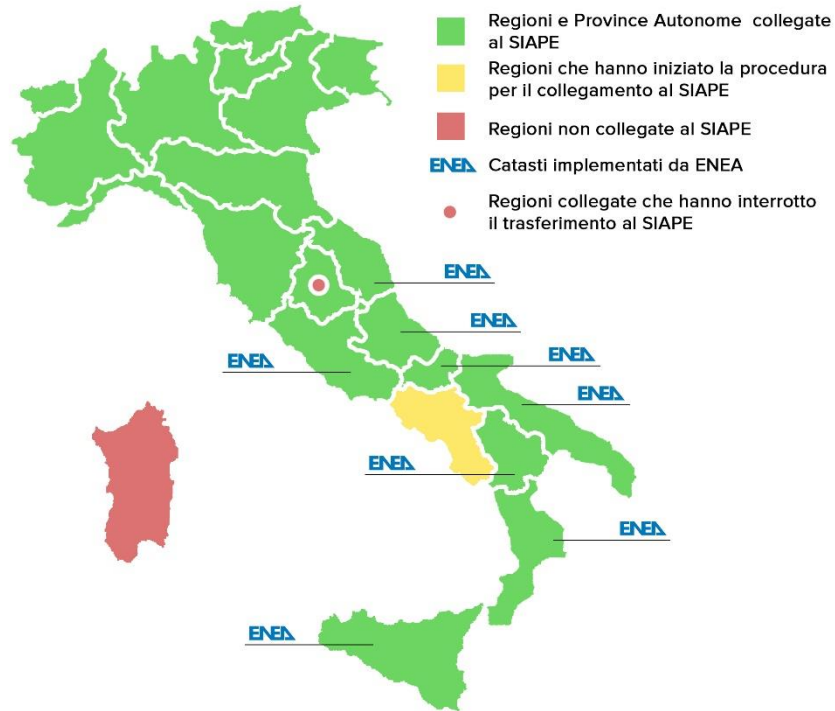
<sup>49</sup> <https://www.cti2000.eu/standard-xml/>

<sup>50</sup> Il portale SIAPE è accessibile al link [www.siape.enea.it](http://www.siape.enea.it)

<sup>51</sup> Decreto interministeriale 26 giugno 2015 – “Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici”, art. 6, comma 3.

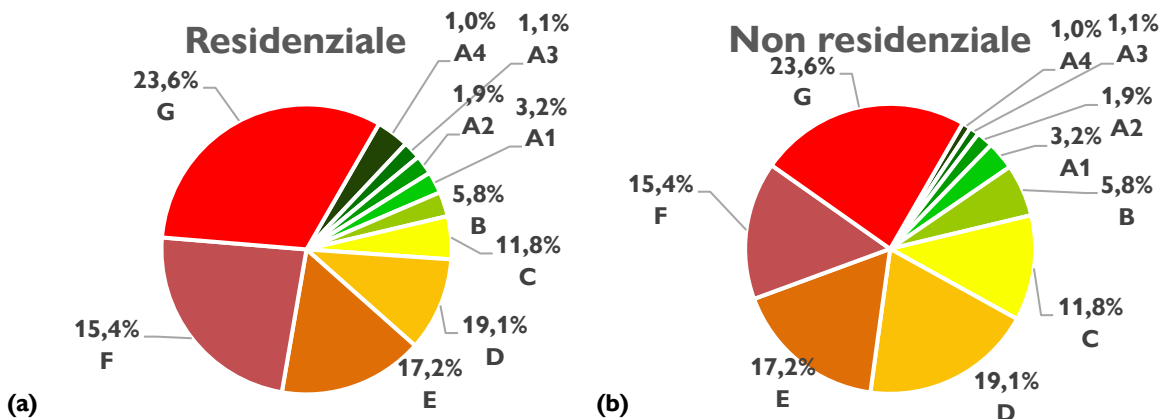
<sup>52</sup> È possibile consultare tutte le edizioni del Rapporto sui canali ufficiali di ENEA: <https://www.energiaenergetica.enea.it/pubblicazioni/rapporto-annuale-sulla-certificazione-energetica-degli-edifici.html>

Figura 21 - Mappatura nazionale delle Regioni e delle Province Autonome collegate al SIAPE al 01/04/2023



L'analisi del campione contenuto nel SIAPE<sup>53</sup> offre una panoramica del patrimonio edilizio certificato sulla base degli APE emessi dalla fine del 2015 alla fine del 2022, dalla quale risulta una suddivisione tra destinazione d'uso residenziale e non residenziale rispettivamente dell'85% e 15%: quest'ultimo è composto in maggioranza da uffici, attività commerciali e attività industriali. Gli immobili residenziali censiti si distribuiscono in ordine crescente al peggioramento della classe energetica, a partire dalla classe energetica A4: circa il 55% dei casi ricade nelle classi energetiche meno efficienti (F e G). Il settore non residenziale, invece, è mediamente più efficiente, con un totale di casi nelle classi energetiche E, F e G inferiore al 40% (Figura 22).

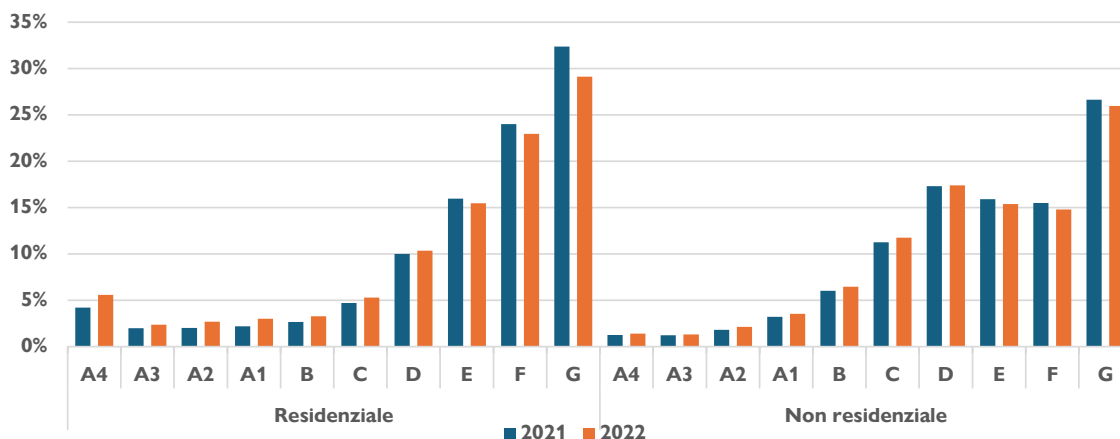
Figura 22 - Distribuzione percentuale degli APE emessi tra il 2015 e il 2022 per classe energetica per il settore residenziale (N = 3.594.611) e per quello non residenziale (N = 639.273). Fonte: SIAPE



<sup>53</sup> Campione dati estratto dal SIAPE il 30/05/2024 e sottoposto a procedura di pulizia da eventuali errori e anomalie. Si veda a tal proposito la documentazione indicata in nota <sup>52</sup>.

Per valutare meglio l'evoluzione dell'efficienza energetica nel patrimonio edilizio, è interessante approfondire l'analisi per anno di emissione degli APE, focalizzandosi su quelli più recenti (2021 e 2022). Il confronto tra le distribuzioni per classi energetiche degli APE emessi nel 2021 e nel 2022 (Figura 23) evidenzia un miglioramento delle prestazioni energetiche degli immobili certificati in entrambi i settori residenziale e non residenziale, con una riduzione della percentuale nelle classi energetiche F e G di oltre il 4% nel primo caso e di circa l'1,5% nel secondo.

Figura 23 - Distribuzione percentuale degli APE emessi nel 2021 e nel 2022 per classe energetica per il settore residenziale (2021 N = 726.482; 2022 N = 862.012) e per quello non residenziale (2021 N = 109.341; 2022 N = 120.115). Fonte: SIAPE



#### ▪ Focus sugli immobili di proprietà pubblica

Sulla base delle informazioni contenute negli APE, la proprietà degli immobili certificati risulta essere per quasi il 99% privata. La restante percentuale afferisce alla proprietà pubblica<sup>54</sup> per circa lo 0,8%, mentre lo 0,2% degli immobili è indicato come ad uso pubblico<sup>55</sup>. Tuttavia, si sottolinea che tale informazione risulta essere quella più spesso non disponibile negli APE trasmessi al SIAPE, soprattutto quelli meno recenti. In particolare, in base ai risultati disponibili nei Rapporti Annuali sulla Certificazione Energetica degli Edifici, il campione di APE privo di indicazione circa la proprietà dell'immobile è circa il 30% del totale.

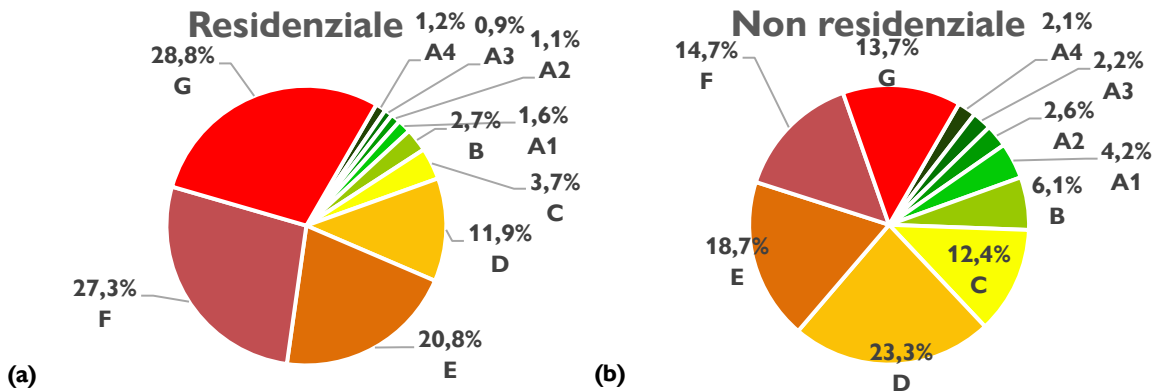
Inoltre, l'attuale modello dell'APE non specifica l'eventuale proprietà pubblica o privata degli immobili ad uso pubblico, quindi, non potendo effettuare un approfondimento adeguato, le analisi hanno interessato unicamente gli APE emessi tra il 2015 e il 2022<sup>53</sup> afferenti alla proprietà pubblica (33.288 APE), escludendo quelli relativi a immobili ad uso pubblico (12.479 APE). Tale campione di APE appartiene per il 58% al settore residenziale e per il 42% a quello non residenziale; quest'ultimo è composto in maggioranza da attività scolastiche, uffici e attività commerciali.

Gli immobili pubblici residenziali certificati da APE ricadono per circa il 55% nelle classi energetiche meno efficienti (F-G) e per il 7,5% in quelle più efficienti (A4-B); come per il campione globale anche gli immobili pubblici non residenziali mostrano delle prestazioni migliori, con meno del 30% nelle classi energetiche F e G ed oltre il 17% in quelle A4-B (Figura 24).

<sup>54</sup> Il D.P.R. 412/1993 definisce un edificio di proprietà pubblica come "un edificio di proprietà dello Stato, delle Regioni, degli Enti Locali, nonché di altri Enti Pubblici, anche economici, destinato sia allo svolgimento delle attività dell'Ente, sia ad altre attività o usi, compreso quello di abitazione privata".

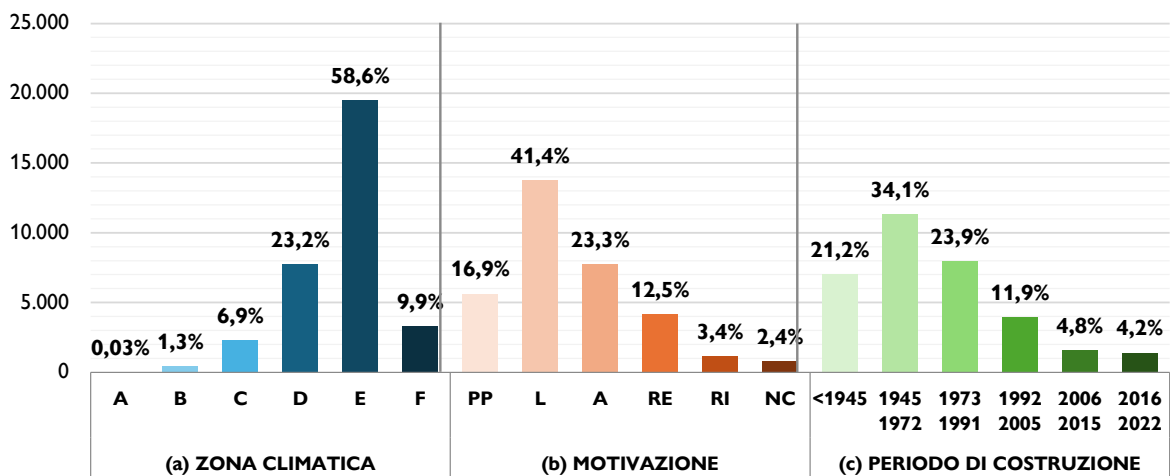
<sup>55</sup> Il D.P.R. 412/1993 definisce un edificio ad uso pubblico come "un edificio nel quale si svolge, in tutto o in parte, l'attività istituzionale di Enti pubblici".

Figura 24 - Distribuzione percentuale degli APE afferenti alla proprietà pubblica emessi tra il 2015 e il 2022 per classe energetica per il settore residenziale (a) (N = 19.339) e per quello non residenziale (b) (N = 13.885). Fonte: SIAPE



Infine, gli APE afferenti agli immobili di proprietà pubblica sono stati analizzati in base alla zona climatica, la motivazione e il periodo di costruzione (Figura 25). Circa la metà del campione è rappresentato da immobili certificati nella zona climatica E, sottoposti a passaggi di proprietà o locazioni e antecedenti al 1972.

Figura 25 - Distribuzione degli APE afferenti alla proprietà pubblica per (a) zona climatica, (b) motivazione e (c) periodo di costruzione (N = 33.288) PP: passaggio di proprietà; L: locazione; A: altro; RE: riqualificazioni energetiche; RI: ristrutturazione importante; NC: nuove costruzioni. (fonte: SIAPE)



#### ❖ STIMA DEL TASSO DI RIQUALIFICAZIONE

Allo scopo di pianificare al meglio le azioni necessarie per raggiungere gli obiettivi al 2030 e quelli più di lungo termine al 2050 è necessario partire da una visione quanto più possibile accurata della situazione attuale. Dopo aver passato in rassegna il parco immobiliare nazionale, è quindi di interesse elaborare delle stime del tasso di riqualificazione energetica: in questo modo si potrà quantificare la distanza della situazione attuale dall'obiettivo di risparmio energetico e di decarbonizzazione espresso in termini di tasso di riqualificazione necessario al loro raggiungimento.

Come noto, gli strumenti di incentivazione vigenti non si limitano a promuovere le ristrutturazioni profonde, ma incentivano anche gli interventi singoli, quali la semplice sostituzione degli infissi. Al fine di sviluppare un indicatore significativo e misurabile dei progressi in termini di riqualificazione è stato quindi elaborato con ENEA, ISPRA e RSE un indicatore denominato tasso virtuale di ristrutturazione profonda. Tale esigenza nasce dal fatto che non è possibile considerare riqualificato un immobile in cui sia stato eseguito un intervento "semplice".

L'elaborazione condotta - basata sui dati di monitoraggio dell'Ecobonus e del Bonus casa - trasforma, per il tramite del risparmio energetico ottenuto, il tasso reale di intervento (che considera tutti gli immobili su cui si è intervenuti, anche in maniera minima), in un c.d. tasso virtuale di ristrutturazione profonda, il cui valore rappresenta quindi il tasso di riqualificazione che si avrebbe se tutti i risparmi ottenuti fossero derivanti da ristrutturazioni edificio-impianto. In tale modo è possibile armonizzare i contributi di tutti gli interventi eseguiti, di qualsiasi tenore.

Il tasso virtuale di ristrutturazione profonda del parco immobiliare è stimato con riferimento a diverse tipologie di intervento e soluzioni tecnologiche, a partire dai dati dell'accesso alle detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica.

Tenendo conto dei meccanismi di incentivazione vigenti al momento dell'analisi (Ecobonus e Bonus Casa), il tasso virtuale di ristrutturazione profonda risulterebbe quindi pari allo 0,85%, a fronte di un risparmio energetico di 0,332 Mtep/anno.

Ai fini dell'approfondimento sui tassi virtuali di ristrutturazione profonda al 2030 è stato predisposto un apposito strumento modellistico di cui si dà conto a seguire. Si tenga però presente che il tasso di riqualificazione sarà aggiornato conformemente agli obiettivi del presente piano nella sua versione finale.

Le tabelle seguenti riportano una tabella di marcia al 2030, 2040 e 2050 in termini di obiettivi indicativi sul tasso annuo di riqualificazione per il settore residenziale e terziario ottenuti.

Tabella 31 - Tabella di marcia degli obiettivi in termini di tasso annuo di riqualificazione

Indicatore	Periodo 2020-2030	Periodo 2030-2040	Periodo 2040-2050
Tasso di riqualificazione annuo settore residenziale	1,9%	2,7%	2,7%
Tasso di riqualificazione annuo settore terziario	2,8%	2,6%	2,6%

Fonte: elaborazione ENEA.

Considerando i risparmi specifici di residenziale e terziario in linea con le tendenze sopra delineate, il tasso di riqualificazione annuale complessivo si attesterebbe su un valore di 2% nel 2030 e di 2,6% nel 2050, un valore quest'ultimo circa triplo rispetto al tasso di riqualificazione virtuale attuale, che meglio rappresenta la necessità di incremento degli sforzi in gioco. Il tasso complessivo di riqualificazione sarebbe associato ad interventi su circa due terzi del parco immobiliare nazionale.

Sarà nel prossimo futuro necessario aggiornare tali obiettivi alla luce dell'adozione delle direttive del pacchetto FF55, pertanto l'obiettivo qui riportato può essere considerato come un obiettivo minimo.

❖ **AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI DI PRESTAZIONE PER GLI EDIFICI E NUOVA DEFINIZIONE DI NZEB**



A seguito della pubblicazione del decreto di recepimento della EPBD III (D.lgs. 48/2020), sono stati avviati i lavori per l'aggiornamento del decreto ministeriale sui requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici (decreto MiSE 26 giugno 2015). Sono numerose, infatti, le novità introdotte dal recepimento della EPBD III, e in particolare dall'articolo 4. In sintesi, sono presenti:

- nuove disposizioni di dettaglio riguardanti i sistemi tecnici per l'edilizia, finalizzate a favorire l'installazione, ove possibile, delle tecnologie più efficienti, nonché a prevedere sistemi avanzati di regolazione e controllo;
- richiami alla necessità di favorire il benessere termo-igrometrico degli ambienti interni, la sicurezza in caso di incendi e limitare i rischi connessi all'attività sismica, gettando così elementi di integrazione di normative trasversali agenti sugli edifici;
- introduzione della disciplina per l'integrazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici negli edifici, a cui è necessario dare debita declinazione attuativa.

Oltre ai punti sopra richiamati è inoltre necessario prevedere un aggiornamento dei requisiti alla luce delle nuove analisi tecnico-economiche svolte (applicazione della metodologia comparativa 2018), nonché provvedere ad un aggiornamento "ragionato" sulla base dell'esperienza maturata nell'applicazione della norma negli ultimi anni.

Di seguito si riporta quindi una sintetica trattazione delle tematiche che sono in corso di approfondimento, con il supporto di ENEA e la collaborazione del CTI, sulla base delle quali è in corso di aggiornamento il decreto:

- aggiornamento dei requisiti minimi prestazionali degli impianti e degli elementi edilizi sulla base dell'applicazione della metodologia comparativa come aggiornata nel 2018;
- aggiornamento del coefficiente medio globale di scambio termico ( $H't$ );
- aggiornamento della disciplina dei ponti termici per renderla più coerente con le situazioni reali di progetto;
- integrazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici: a partire dalle indicazioni fornite dal decreto legislativo e dalla direttiva europea, è stata condotta una approfondita analisi con la collaborazione di RSE, volta a declinare i requisiti su edifici residenziali e non residenziali, in termini di numero e tipologia dei punti di ricarica da prevedere.

Il provvedimento normativo non è stato ancora adottato in quanto è attualmente in corso il procedimento per il rilascio dell'Intesa all'interno della Conferenza Unificata ai sensi dell'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192.

❖ **AGGIORNAMENTO DEI CRITERI GENERALI IN MATERIA DI ESERCIZIO, CONDUZIONE, CONTROLLO, MANUTENZIONE E ISPEZIONE DEGLI IMPIANTI TERMICI PER LA CLIMATIZZAZIONE INVERNALE ED ESTIVA DEGLI EDIFICI**

Il DPR n. 74/2013 definisce i criteri generali in materia di esercizio, manutenzione e ispezione degli impianti termici, nonché i requisiti professionali degli esperti e degli organismi cui affidare i compiti di ispezione degli stessi introducendo, tra le altre misure, la specifica obbligatorietà relativa al controllo di efficienza energetica per gli impianti di climatizzazione invernale di potenza superiore a 10 kW, ovvero 12 kW per quelli di climatizzazione estiva, secondo specifiche frequenze temporali. Inoltre, il provvedimento definisce i limiti di esercizio degli impianti termici per la climatizzazione invernale, stabilendo i periodi e le modalità di accensione e spegnimento degli stessi.

Attualmente è in corso l'aggiornamento del predetto decreto, come disposto dall'articolo 6, comma 1, del decreto legislativo 10 giugno 2020, n. 48, di recepimento della direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica degli edifici. Lo schema di decreto aggiorna i criteri generali previsti dal DPR 74/2013, al fine di ridurre al minimo gli oneri amministrativi gravanti sui proprietari e sui locatari degli edifici, garantire una prestazione ottimale sotto il profilo ambientale, energetico e della sicurezza degli impianti termici di piccola taglia, semplificando i procedimenti amministrativi.

In sintesi, lo schema di decreto in elaborazione propone l'introduzione di nuove disposizioni rispetto al DPR 74/2013, con particolare riferimento ai seguenti temi confluiti in articoli del decreto:

- *Criteria di esercizio degli impianti:* vengono stabili i limiti temporali di esercizio, riducendo i periodi di accensione e aggiornando le deroghe per particolari situazioni climatiche, al fine di preservare e garantire il benessere termoigrometrico;
- *Libretto di impianto:* viene resa obbligatoria la predisposizione del libretto per gli impianti con potenza superiore a 10 kW (ridotta a 5 kW per impianti a combustibile solido – *i.e.* biomassa) e si prevede l'implementazione del libretto di impianto elettronico quale parte integrante del catasto territoriale degli impianti termici;
- *Controllo dell'efficienza energetica:* si prevedono controlli periodici per gli impianti con potenza superiore a 20 kW (ridotta a 10 kW per impianti a combustibile solido - *i.e.* biomassa), modificando le soglie di controllo per garantire una maggiore copertura degli impianti rilevanti e viene introdotto un apposito modello di "Rapporto di controllo di efficienza energetica" per gli impianti a biomassa;
- *Competenze regionali:* si ottimizza il rapporto tra costi e benefici uniformando le modalità di trasmissione dei rapporti di efficienza energetica;
- *Attività di informazione:* viene introdotto un sistema informativo nazionale e una relazione annuale sullo stato degli impianti termici;
- *Guida sulla gestione degli impianti termici:* si prevede la predisposizione di una guida da parte di ENEA e CTI, con una sezione dedicata alla gestione degli impianti di climatizzazione estiva.

Queste modifiche mirano, tra l'altro, a migliorare l'efficienza energetica garantendo una maggiore uniformità nell'applicazione delle normative su tutto il territorio nazionale. L'iter di adozione prevede l'acquisizione dell'intesa da parte della Conferenza unificata, il parere del Consiglio di Stato e la deliberazione del Consiglio dei ministri.

(4) la superficie coperta utile totale da ristrutturare o il risparmio energetico annuo equivalente da realizzare tra il 2021 e il 2030 ai sensi dell'articolo 5 della direttiva 2012/27/UE relativo al ruolo esemplare degli edifici degli enti pubblici;

#### ❖ **OBBLIGO DI RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE CENTRALE**

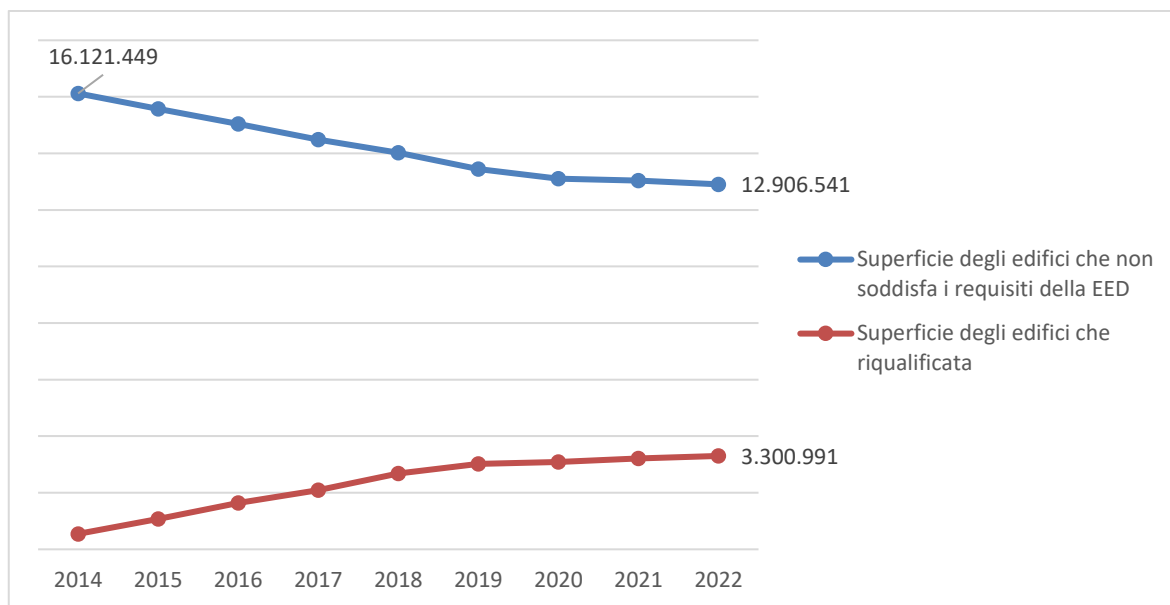
Relativamente all'obiettivo di riqualificazione energetica della superficie degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale di cui all'articolo 5 della Direttiva 2012/27/UE, il PNIEC 2019 aveva calcolato che, considerando una superficie complessiva degli edifici soggetti alle disposizioni, pari in Italia a 15,2 mln m<sup>2</sup>, per 4.102 occupazioni, si prevedeva che nel periodo 2021-2030 sarebbero stati soggetti a riqualificazione energetica 3,2 mln m<sup>2</sup>.

Analizzando i risultati consuntivi del periodo 2014-2022, si evidenzia innanzitutto che ulteriori affinamenti dell'inventario degli edifici hanno portato la superficie complessiva a 16,1 milioni di metri quadri. Si può notare inoltre che la superficie per cui al 2022 è stata programmata e finanziata la riqualificazione (grazie all'approvazione di specifici progetti), è pari a 3,3 milioni di metri quadri<sup>56</sup>, contro i 3,9 previsti dalla tabella di marcia a suo tempo ipotizzata. Ciò in particolare è dovuto a un rallentamento del tasso di presentazione di progetti da parte delle pubbliche amministrazioni,

<sup>56</sup> Si specifica che i dati 2021 e 2022 sotto riportati sono relativi al solo programma PREPAC, mentre i dati 2014-2020 includono l'effetto di altre politiche di incentivazione della riqualificazione degli edifici della PA centrale; è pertanto in corso un approfondimento volto ad aggiornare tali dati in coerenza con l'effetto di tutte le misure attive sul target.

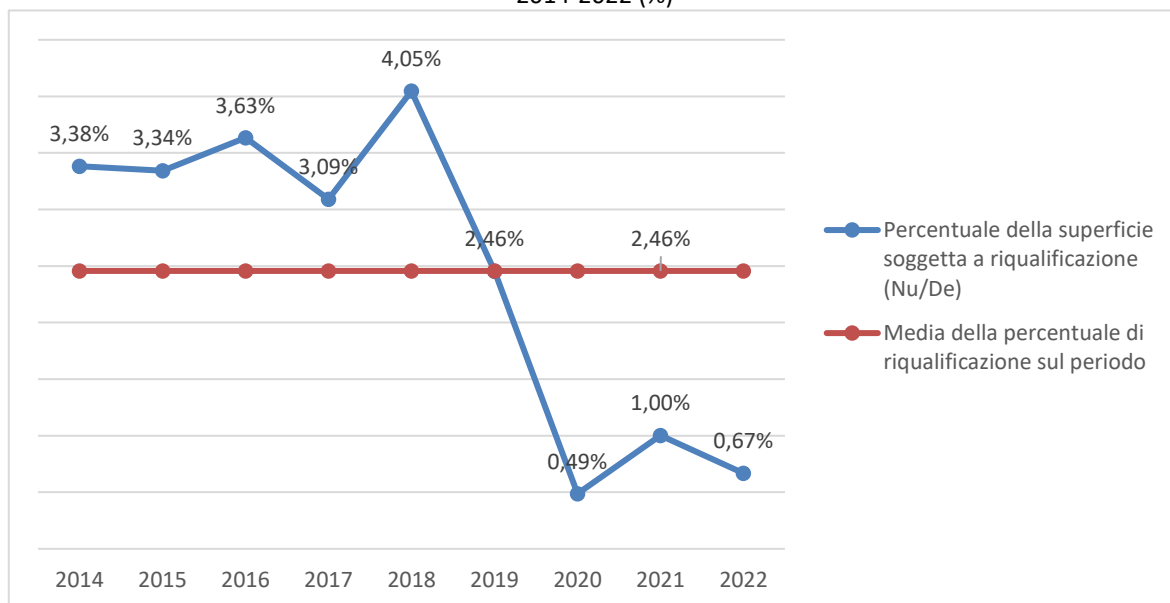
dovuto alle capacità tecniche delle stesse e dovuto alla necessità di accelerare la fase realizzativa dei progetti approvati. È in corso di valutazione la possibilità di introdurre una ulteriore riforma del modello di funzionamento del meccanismo, oltre a quella già operata in ambito PNRR.

Figura 26 - Trend di riqualificazione del parco immobiliare della PA centrale a consuntivo per il periodo 2014-2022 (m2)



In termini di tasso annuo e medio, si riporta il grafico sottostante, che mostra la suddetta inflessione negativa, a partire dal 2019, della superficie programmata per la riqualificazione, a seguito della diminuzione dei progetti approvati. Malgrado ciò nel periodo 2014-2022 si registra un tasso medio di riqualificazione del 2,46% della superficie soggetta all'obbligo di cui all'articolo 5 della direttiva 2012/27/UE.

Figura 27 - Tasso di riqualificazione del parco immobiliare della PA centrale a consuntivo per il periodo 2014-2022 (%)



#### ❖ ESTENSIONE DELL'OBBIETTIVO ALLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE LOCALE

L'articolo 6 della EED III prevede che sia riqualificato il 3% annuo della superficie climatizzata di proprietà della Pubblica amministrazione, raggiungendo i requisiti almeno pari ad un edificio a energia quasi zero.

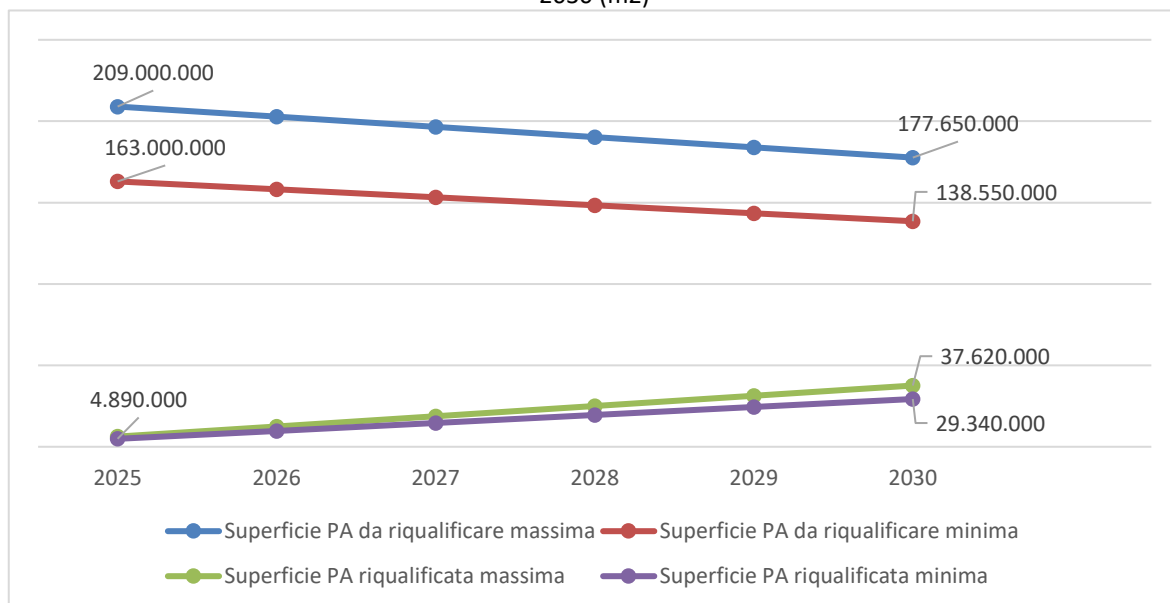
Di fatto questo obbligo estende quello già previsto dall'articolo 5 della direttiva 2012/27/UE sopra discusso, includendo anche la PA locale e l'edilizia residenziale pubblica.

Dalle ultime stime riportate sopra riguardanti la consistenza del parco immobiliare, risulta che il patrimonio complessivo della Pubblica amministrazione nazionale ammonta a circa 209 milioni di metri quadri, di cui 163 milioni di metri quadri non sottoposti a vincoli architettonici (cfr. tabella 8), al lordo degli edifici con superficie maggiore di 250 metri quadri.

Si ipotizza di seguito il trend di riqualificazione annuo dal 2025 al 2030 che dovrebbe essere sostenuto per rispettare l'obbligo, considerando una forchetta di superficie obbligata compresa tra i valori suddetti di superficie totale e non sottoposta a vincolo.

Si evidenzia comunque che tali valori dovranno essere confermati in fase di recepimento della direttiva EED III, in ragione della possibilità di applicare le deroghe ivi previste (articolo 6, paragrafo 2 della direttiva), nonché della possibilità di escludere gli edifici con superficie minore di 250 metri quadri.

Figura 28 - Trend di riqualificazione del parco immobiliare della PA totale ipotizzato per il periodo 2025-2030 (m2)



#### ❖ **OBBLIGO DI RIDUZIONE ANNUA DEI CONSUMI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE**

L'articolo 5 della EED III prevede che i consumi della Pubblica amministrazione siano ridotti dell'1,9% annuo, rispetto ai consumi dell'anno X-2, con X l'anno di entrata in vigore della direttiva.

È facoltà degli stati membri di escludere i consumi dei trasporti pubblici e delle forze armate dall'obbligo suddetto.

RSE ha condotto nel 2023 un aggiornamento dello studio del 2014 denominato "I consumi energetici della Pubblica Amministrazione - Stima dei consumi e scenari di riqualificazione energetica", delle cui risultanze si dà conto nel presente paragrafo. Parallelamente, a fini statistici, Terna, con la collaborazione di GSE, ha analizzato i dati utilizzati per la compilazione del template "Energy consumptions in Services" trasmesso ad Eurostat, stimando la componente dei consumi ascrivibile alla Pubblica Amministrazione. Dalle elaborazioni effettuate emergono consumi annui della PA compresi tra 3 e 4 Mtep.

Considerando che non si ha ancora certezza dei valori definitivi e dei criteri di calcolo da adottare, per cautela si calcola l'obiettivo di cui all'art.5 della EED III a partire dal valore di consumo più alto in attesa di approfondire le analisi nei prossimi anni. L'obiettivo di risparmio annuo risulta quindi pari a 76 kTep, che potrà essere ridotto con l'esclusione dei consumi delle forze armate, e con le deroghe concesse dalla direttiva EED III.

È infatti importante aggiungere che la EED III prevede che:

- nel periodo transitorio che termina l'11 ottobre 2027, l'obiettivo sarà indicativo. Durante il periodo transitorio, si potranno utilizzare dati sul consumo stimato e, successivamente il target dovrà essere adeguato ai consumi effettivi;
- l'obbligo non comprende, fino al 31 dicembre 2026, i consumi energetici degli enti pubblici in unità amministrative locali con meno di 50.000 abitanti e, fino al 31 dicembre 2029, i consumi energetici degli enti pubblici in unità amministrative locali con meno di 5.000 abitanti.

Per tenere conto in particolare del secondo di tali aspetti sono in corso approfondimenti per disaggregare i consumi per comune.

*ii. le tappe indicative fissate al 2030, 2040 e 2050, indicatori di progresso messi a punto a livello nazionale, una stima affidabile del risparmio energetico atteso nonché dei benefici in senso lato, e relativi contributi al conseguimento dei traguardi unionali di efficienza energetica come previsto nelle tabelle di marcia stabilite nelle strategie di ristrutturazione a lungo termine per il parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, pubblici e privati, in conformità all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE*

Si rimanda a quanto descritto nel precedente punto i.

*iii. Se del caso, altri obiettivi nazionali, compresi obiettivi o strategie a lungo termine e obiettivi settoriali e obiettivi nazionali in ambiti quali l'efficienza energetica nel settore dei trasporti e relativamente a riscaldamento e raffreddamento*

Il conseguimento degli obiettivi energetici, come già descritti, è strategicamente correlato al rinnovo del parco immobiliare, sia della Pubblica Amministrazione che privato, dando priorità all'efficienza energetica e all'utilizzo delle energie rinnovabili.

Per conseguire gli obiettivi è necessario l'impiego di tecnologie che siano in grado di assicurare bassi fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS), da soddisfare con elevata efficienza energetica e con l'utilizzo di fonti rinnovabili. Occorre inoltre considerare l'aumento della domanda di comfort nelle abitazioni, in particolare collegato alla necessità relativamente nuova di raffrescamento.

Fra le soluzioni disponibili giocano un ruolo strategico le pompe di calore (pdc), sia elettriche che a gas, che consentono l'erogazione dei servizi di riscaldamento, di condizionamento e produzione di ACS con un solo apparecchio, rendendo la pdc un dispositivo di sicuro interesse per la climatizzazione di buona parte degli edifici civili situati sul territorio nazionale.

Inoltre, l'Italia continuerà a promuovere l'espansione dell'uso del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente, sfruttando il potenziale economico residuo in modo coerente con gli altri obiettivi di politica energetica e ambientale, quali la riduzione del fabbisogno di termovalorizzazione dei rifiuti e la limitazione dell'uso delle biomasse per motivi di riduzione delle emissioni.

In particolare, secondo quanto risultato dal rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED, redatto dal GSE nel 2015 e aggiornato nel 2021, il potenziale economicamente sostenibile di incremento dell'energia erogata da teleriscaldamento è di circa 20,9 TWh di energia termica erogata annualmente (a fronte di 9,8 TWh al 2018), per un'estensione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a livello nazionale pari a circa 3.700 km (+77% rispetto al 2018) e nuove volumetrie allacciate pari a 340 milioni di metri cubi.

La valutazione citata del potenziale incrementale del teleriscaldamento è stata condotta congiuntamente all'analisi del potenziale incrementale della Cogenerazione ad Alto Rendimento e si è al momento prioritariamente focalizzata sulle fonti principali per entrambe le finalità (TLR e CAR) ovvero gas naturale, biomasse e rifiuti. Può risultare interessante condurre un'analisi approfondita ad ampio spettro dell'integrazione con le reti di teleriscaldamento di alcune tecnologie, a oggi marginali in ambito TLR ma potenzialmente promettenti in tessuto urbano ad alta densità, quali ad esempio il solare termico, le pompe di calore centralizzate o il recupero di scarti di energia termica.

Secondo lo scenario con politiche attive, in cui si riflettono gli effetti al 2030 delle misure ad oggi programmate e previste, l'energia termica erogata alle utenze attraverso reti di teleriscaldamento potrebbe arrivare a circa 11 TWh, mentre l'energia termica prodotta in Cogenerazione ad Alto Rendimento ammonterebbe a circa 25 TWh.



## 2.3 Dimensione della sicurezza energetica

La dimensione di sicurezza riguarda il sistema energetico nel suo complesso e presuppone la sicurezza della fornitura di energia ai consumatori a prezzi sostenibili in grado di mantenere la competitività del settore industriale e manifatturiero. Tale dimensione deve essere tenuta bene in considerazione in un contesto, come quello italiano, dove l'approvvigionamento di energia è assicurato principalmente da fonti rinnovabili e gas, con un ruolo del carbone sempre più marginale, in linea con l'obiettivo di phase out. La sicurezza dell'approvvigionamento energetico sarà favorita da una maggiore diversificazione delle rotte di approvvigionamento del gas naturale e dallo sviluppo della produzione di elettricità e gas da fonti rinnovabili nonché da ulteriori miglioramenti in tema di efficienza energetica.

Secondo la raccomandazione della Commissione UE, va incrementata sia la sicurezza energetica che l'accessibilità economica dell'energia, al fine di garantire "un'Unione dell'energia più resiliente". In tal senso la Commissione si è raccomandata che gli Stati membri nell'aggiornamento dei PNEC "incrementino la preparazione e rafforzino le misure nell'UE intese a promuovere la sicurezza energetica collettiva".

Nel 2021 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 1,1% rispetto all'anno precedente, passando da 37.480 ktep a 37.078 ktep. Si sono registrati cali nella produzione di petrolio e prodotti petroliferi, da 5.856 ktep a 5.228 ktep (-10,7%), di gas naturale, da 3.287 ktep a 2.608 ktep (-20,7%), e di rifiuti non rinnovabili, da 1.190 ktep a 1.161 ktep (-2,4%), mentre è aumentata leggermente la produzione nel settore delle energie rinnovabili e bioliquidi, da 27.146 ktep a 28.081 ktep (+3,4%).

Riguardo al settore upstream nazionale di idrocarburi, sono diminuiti i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione, con conseguente restrizione delle aree interessate: per i permessi di ricerca la diminuzione è stata di 1.115 Km<sup>2</sup>, essendo passate da 24.500 Km<sup>2</sup> del 2020 a 23.345 Km<sup>2</sup> del 2021, mentre per le aree occupate dalle concessioni di coltivazione, si è passati da 14.113 Km<sup>2</sup> del 2020 a 12.410 Km<sup>2</sup> del 2021, con una diminuzione di 1.703 Km<sup>2</sup>. Nel 2021 non sono stati perforati nuovi pozzi esplorativi ed è stato perforato un solo pozzo di sviluppo, per cui la produzione nazionale di gas naturale prosegue in base al naturale declino dei giacimenti in produzione.

L'immissione in rete di biometano continua invece la sua tendenza di crescita, raggiungendo nel 2023 i 300 milioni di metri cubi. A fine 2023 gli impianti che risultano allacciati alla rete Snam rete Gas sono 75, mentre 29 sono gli impianti allacciati a reti di distribuzione ad altre reti di trasporto. Particolarmente interessante è la produzione di biometano da rifiuti organici urbani (FORSU) che consente di valorizzare la frazione organica dei rifiuti ottenendo da essi da un lato una forma di energia rinnovabile e dall'altro di utilizzare la CO<sub>2</sub> prodotta dalla depurazione del biogas per usi industriali, ad esempio nell'industria alimentare (che oggi è costretta ad importarla). Da menzionare è, inoltre, la produzione di biometano da filiera agricola che sfruttando gli scarti agricoli e i reflui zootecnici consente di contenere le emissioni del settore agricolo, difficilmente riducibili.

Le importazioni nette di energia sono aumentate: sono passate da 105.799 ktep nel 2020 a 114.850 ktep nel 2021 (+8,6%). In particolare, si è registrato un forte aumento nelle importazioni nette di energia elettrica (+33%) e nei combustibili solidi (+13,4%). Incrementi più contenuti si sono registrati nelle importazioni nette di gas naturale (+8,1%) e prodotti petroliferi (+7,4%). Sono leggermente diminuite le importazioni nette relative alle energie rinnovabili e bioliquidi (-0,4%).

La quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è leggermente diminuita passando dal 73,5% del 2020 al 73,3% del 2021.

Da febbraio 2022, la grave situazione di guerra tra Russia e Ucraina ha creato importanti criticità in termini di sicurezza degli approvvigionamenti dell'intera Europa, considerato che la dipendenza

energetica attuale dai combustibili fossili provenienti dalla Russia è del 34% per il petrolio (4,5 milioni di barili al giorno) e del 46% per il gas naturale (155 miliardi di metri cubi all'anno). Le sanzioni economiche imposte alla Russia in reazione all'invasione dell'Ucraina hanno richiesto un drastico ripensamento strategico riguardo alle fonti di approvvigionamento in Italia e aprono a opportunità di accelerazione della transizione energetica verso un sistema più efficiente e sostenibile e che garantisca una maggiore indipendenza energetica.

Il peggioramento solo marginale delle condizioni di sicurezza del sistema italiano dovute al conflitto è dovuto al fatto che il piano di contenimento dei consumi di gas e i prezzi record dell'energia hanno contratto la domanda di gas ed elettricità e garantito margini di capacità accettabili sia nel sistema gas, nonostante siano venute meno 1/4 delle importazioni del 2021, sia nel sistema elettrico. Nel periodo agosto 2022 - febbraio 2023, periodo di riferimento del Piano nazionale di contenimento dei consumi, i consumi di gas sono stati inferiori del 19% rispetto alla media degli ultimi cinque anni, mentre la punta di domanda giornaliera si è collocata su un valore eccezionalmente contenuto (di poco superiore ai 300 milioni di m<sup>3</sup>, quasi 1/5 in meno della soglia potenzialmente critica dei 400 milioni di m<sup>3</sup>).

Le misure di contenimento dei consumi e i prezzi elevatissimi dell'energia - che le decisioni politiche hanno potuto mitigare solo in modo parziale - hanno indotto strategie di adattamento e cambiamenti comportamentali che hanno portato a un notevole calo dei consumi di gas (soprattutto) ed elettricità; dal lato dell'offerta, le politiche di riempimento accelerato degli stoccaggi di gas, di massimizzazione delle importazioni di GNL e di utilizzo del carbone e dell'olio combustibile nella generazione elettrica hanno garantito la disponibilità di gas naturale per tutto l'inverno.

Figura 29 - Scostamento dei consumi mensili di gas e elettricità dell'area euro rispetto alla media degli ultimi 5 anni

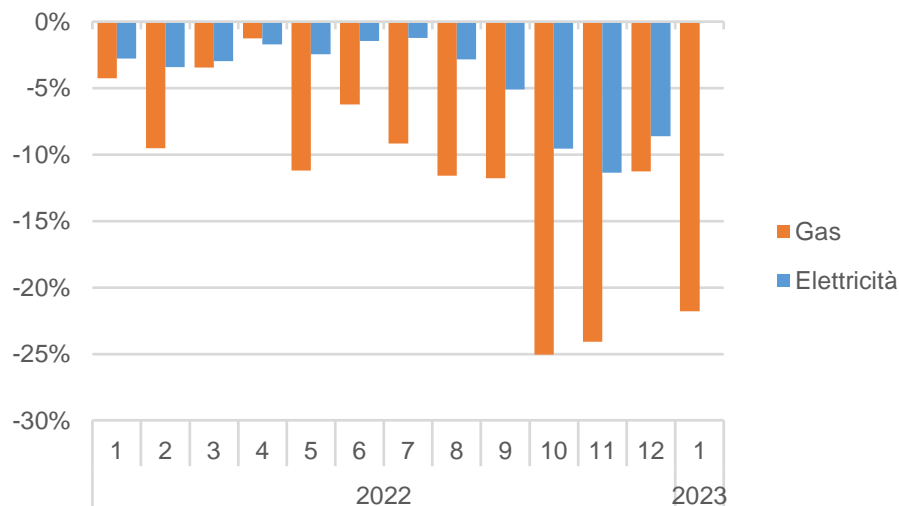
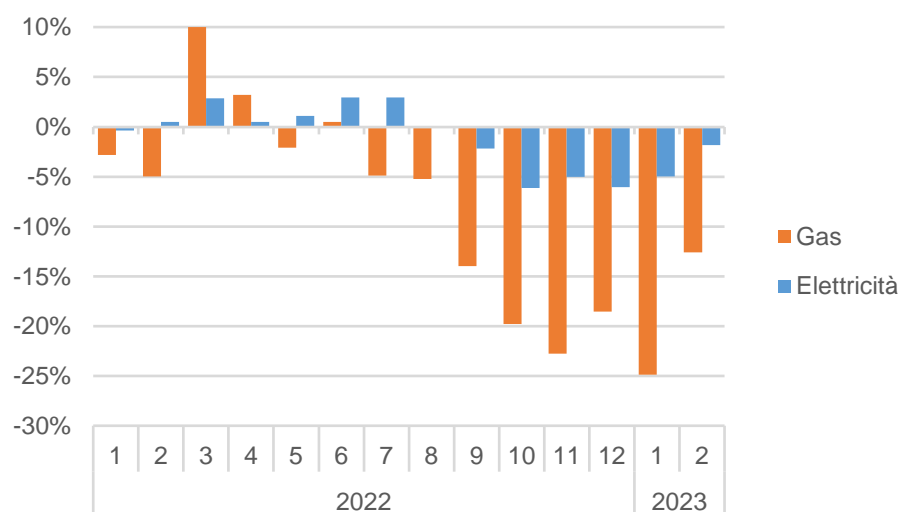


Figura 30 - Scostamento dei consumi mensili di gas e elettricità italiani rispetto alla media degli ultimi 5 anni



In tale contesto, a livello europeo, con la comunicazione COM(2022) 108 del 8 marzo 2022 *“REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy”*, la Commissione Europea ha tracciato un percorso verso la progressiva sostituzione delle importazioni dalla Russia per rafforzare ed accelerare le misure del pacchetto Fit-for-55.

Le misure indicate nella comunicazione REPowerEU si possono riassumere nei seguenti punti principali:

- diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas attraverso accordi con diversi paesi: la Commissione raccomanda di rafforzare l’infrastruttura di trasporto di gas, anche a livello continentale, rendendola inoltre compatibile con il trasporto dell’idrogeno;
- raddoppio della disponibilità di biometano, rispetto al ritmo di crescita previsto nel pacchetto Fit-for-55;
- evoluzione del mix energetico attraverso l’incremento molto più rapido rispetto ai target del pacchetto Fit-for-55 della penetrazione delle rinnovabili (in particolare eolico onshore e offshore e fotovoltaico), che comprenda un incremento del 20%, anche attraverso la semplificazione di planning e permitting, l’individuazione di aree idonee e aree di accelerazione e l’implementazione di sandboxes regolatorie;
- raddoppio del target relativamente alle pompe di calore, tale da consentire di raggiungere 10 milioni di pezzi installati entro 5 anni in EU;
- accelerazione delle azioni a supporto dell’utilizzo dell’idrogeno, con particolare riferimento all’implementazione di un mercato europeo (interno e di importazione) di tale vettore energetico;
- trasformazione dei processi nelle industrie energivore, con particolare riferimento alla conversione verso l’idrogeno e l’integrazione delle rinnovabili.

In tal senso, la sicurezza dell’approvvigionamento energetico italiano sarà rafforzata tramite l’intensificazione degli sforzi, già intrapresi, per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas naturale, anche per ridurre la dipendenza dall’importazione di gas russo, continuando l’azione intrapresa nel corso del 2022 a seguito della guerra russo ucraina. Ciò richiede l’ottimizzazione dell’utilizzo delle infrastrutture esistenti (inclusi impianti di stoccaggio e impianti di rigassificazione), aumentando la capacità delle infrastrutture esistenti (come ad esempio il TAP), nuova capacità di rigassificazione e ampliamento della capacità dei rigassificatori già esistenti, eliminazione dei colli di bottiglia del trasporto gas. Infine, l’Italia intende sviluppare ulteriormente la produzione nazionale di biogas e ottimizzare la produzione di gas naturale.

*i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera c*

*(1) gli obiettivi nazionali:*

- 1. incrementare la diversificazione delle fonti di energia dei relativi approvvigionamenti da paesi terzi, nell'ottica di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia;*
- 2. aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale;*
- 3. affrontare limitazioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte di energia, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali, compreso un calendario delle scadenze per il raggiungimento degli obiettivi;*

#### ❖ **SETTORE GAS**

Il gas continuerà a giocare un ruolo determinante per il sistema energetico nazionale durante il periodo di transizione energetica e procederà ad integrarsi con i crescenti volumi disponibili di gas rinnovabili (biometano, bioGPL, bioGNL, dimetiletere rinnovabile, idrogeno e metano sintetico) sintetico), e contribuirà alla diffusione di carburanti e combustibili alternativi nei settori energetici, compreso il settore dei trasporti.

Nel 2023 la domanda di gas è stata pari a circa 62 miliardi di metri cubi, con una riduzione di 6,8 miliardi di metri cubi (-10%) rispetto all'anno precedente. La riduzione è riferita in particolare ai settori termoelettrico e residenziale.

Nel 2023 la domanda di gas (incluse le esportazioni) è stata coperta per il 5% dalla produzione nazionale e per il rimanente 95% dall'importazione. La produzione nazionale, circa 3 miliardi di metri cubi, è risultata in riduzione del 10% rispetto al 2022, mentre l'importazione, circa 61 miliardi, è risultata in riduzione del 16% rispetto al 2022; si è infine registrato un saldo netto dai giacimenti di stoccaggio per circa 0,3 miliardi di metri cubi.

La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 99 milioni di metri cubi del 2020 ai 300 milioni di metri cubi del 2023. Le importazioni via gasdotto nel 2023, pari a circa 45 miliardi di metri cubi, che rappresentano circa il 73% delle importazioni totali, hanno registrato rispetto al 2022 una riduzione di 13 miliardi di metri cubi. In particolare, sono diminuite le immissioni dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) che si attestano a circa 6,6 miliardi di metri cubi, dalla Libia (circa 2,5 miliardi), mentre sono risultate in aumento le importazioni dall'Algeria (circa 23,0 miliardi di metri cubi). Per quanto riguarda l'immissione dalla Russia, il valore ha subito un forte decremento a causa del conflitto russo-ucraino (circa 2,8 miliardi di metri cubi). Il gas proveniente dall'Azerbaijan, attraverso TAP (immissione a Melendugno), con avvio dei flussi di import negli ultimi giorni di dicembre 2020, si è attestato nel 2023 a circa 10 miliardi di metri cubi contribuendo alla sicurezza ed alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento per l'Italia e per l'Europa.

Nel 2023 l'apporto del GNL è stato pari a circa 16,6 miliardi di metri cubi, il 27% del totale delle importazioni, in aumento del 17% rispetto all'anno precedente, pari in termini assoluti a circa 2,4 miliardi di metri cubi. In particolare, si registrano i seguenti arrivi di GNL ai tre terminali nazionali: LNG Adriatic (Cavarzere) 8,8 miliardi di metri cubi; GNL Italia (Panigaglia) 2,6 miliardi di metri cubi; OLT (Livorno) 3,8 miliardi di metri cubi e FSRU Piombino 1,2 miliardi di metri cubi.

Il settore civile nel 2021 passa da 27,6 a 29,2 miliardi di metri cubi con un incremento di 1,6 miliardi di metri cubi (+5,8%) suddiviso nelle due componenti Residenziale e Terziario. L'incremento è determinato sia da una climatica del 2021 più fredda rispetto al 2020 sia da una ripresa del settore terziario che dopo la riduzione registrata nel 2020 causa Covid recupera i livelli di fatturato e di consumo precedenti la pandemia.

Nel 2023, il settore civile passa dai circa 25 a 23 miliardi di metri cubi con una riduzione di circa 2 miliardi di metri cubi (-8%) suddiviso nelle due componenti Residenziale e Terziario. La riduzione è principalmente riconducibile a temperature complessivamente più miti rispetto al 2022.

Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale si registra nel 2021 un incremento dei consumi di circa 2 miliardi di metri cubi (+5,8%), in termini assoluti pari ad una maggior generazione da gas di circa 10 TWh (+7,8%) trainati dalla ripresa della domanda elettrica, che si riporta a 320 TWh con incremento di circa 19 TWh (+6,2%) rispetto al 2020. L'incremento della generazione termoelettrica da gas è stato in parte contenuto dalla crescita dei prezzi del gas, che soprattutto nella seconda parte dell'anno hanno reso più conveniente la generazione a carbone cresciuta del 7,4% rispetto al 2020. Nel 2023 per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale si registra una riduzione dei consumi di circa 4 miliardi di metri cubi (-15%) a seguito dell'aumento delle importazioni di energia elettrica, derivante dalla ripresa del nucleare francese, della maggiore produzione rinnovabile (in particolare idroelettrica) e dalla riduzione della domanda elettrica anche a seguito della lenta ripresa del settore industriale.

La domanda di gas per gli usi diretti industriali nel 2021 registra un consumo di 10,8 miliardi di m<sup>3</sup> con un incremento di circa 1 miliardo di m<sup>3</sup> (+9,7%). In ripresa tutti i settori dopo la caduta del 2020 a causa della pandemia. La domanda di gas per gli usi diretti industriali (comprensivi dei consumi dei settori Industria, Agricoltura e Pesca, Sintesi Chimica e Autotrazione) nel 2023 registra un consumo di 11 miliardi di m<sup>3</sup>. Tale valore è in riduzione rispetto ai valori del 2022 di circa -0,5 miliardi di metri cubi, a causa di una flessione della produzione industriale.

Nella tabella seguente si riportano i consumi dei principali comparti industriali direttamente interconnessi alla rete Snam Rete Gas. Dal 2015 ad oggi, i prelievi di gas si sono attestati complessivamente intorno ai 13 miliardi di metri cubi su base annua; tali quantità sono comprensive anche dei consumi per la cogenerazione e dei consumi del sistema energetico. In particolare, in quest'ultimo settore rappresentativo del consumo di gas nei poli petrolchimici e nelle raffinerie il gas viene utilizzato soprattutto nei processi di desolfurazione e di produzione di idrogeno da Steam Reforming del gas naturale, con un consumo che si attesta mediamente intorno a 1,3 miliardi di m<sup>3</sup>.

Tabella 32 - Consumi dei principali comparti industriali direttamente interconnessi alla rete Snam Rete Gas

<b>Industriale diretto (Mm<sup>3</sup>/a PCS 10,58 kWh/m<sup>3</sup>)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>Chimica</b>	2.116	2.138	2.060	2.222	2.238
<b>Vetro e ceramica</b>	2.131	2.243	2.263	2.118	2.456
<b>Cartaria</b>	1.975	1.983	1.959	1.800	1.983
<b>Siderurgia</b>	1.753	1.780	1.706	1.477	1.719
<b>Alimentari</b>	1.191	1.175	1.217	1.238	1.254
<b>Altri</b>	4.395	4.187	4.057	3.840	3.841
<b>Totale</b>	<b>13.560</b>	<b>13.507</b>	<b>13.262</b>	<b>12.696</b>	<b>13.491</b>

Il settore dei trasporti risulta meritevole di uno specifico approfondimento, dato il particolare interesse emerso negli ultimi anni verso il gas naturale per autotrazione come soluzione alternativa ai combustibili di origine petrolifera. Nella tabella seguente si riportano i consumi di gas per i trasporti. Come si osserva il settore è dominato dall'utilizzo del gas sotto forma di gas compresso (CNG), cui negli ultimi anni si è affiancato l'uso di GNL come carburante per il trasporto pesante.

Nella tabella si può osservare che una parte del GNL non viene utilizzato come carburante in forma liquida ma viene rigassificato in loco presso i distributori ed utilizzato come CNG (L-CNG).

Tabella 33 - Consumi di gas per i trasporti

<b>Autotrazione</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
	<b>[MSm3]</b>	<b>[MSm3]</b>	<b>[MSm3]</b>	<b>[MSm3]</b>	<b>[MSm3]</b>
<b>CNG da Distributori allacciati alla rete SRG</b>	775	748	723	546	591
<b>CNG da Distributori allacciati ad altre reti o / L-CNG</b>	287	277	314	271	303
<b>Totale CNG</b>	<b>1.052</b>	<b>1.048</b>	<b>1.037</b>	<b>817</b>	<b>894</b>
<b>GNL per trasporti Stradali</b>	25	47	135	165	224
<b>di cui L-CNG</b>	13	20	33	39	52
<b>Totale CNG + GNL</b>	<b>1.077</b>	<b>1.094</b>	<b>1.172</b>	<b>943</b>	<b>1.066</b>

Il sistema gas italiano è stato caratterizzato storicamente da un livello dei prezzi di scambio del gas superiore a quello dei principali hub europei, in particolare rispetto al mercato olandese TTF. Questo spread è dovuto al fatto che il sistema italiano, per il calo progressivo della produzione interna, ha evidenziato negli anni una dipendenza crescente dalle fonti di approvvigionamento estere, in particolare nel periodo invernale, in cui i prezzi dipendevano dalle importazioni dal Nord Europa. Le importazioni dal Nord Europa, oltre alla maggiore liquidità del mercato TTF, scontavano anche un'incompleta integrazione del mercato italiano con i mercati nordeuropei, data la connessione tramite il gasdotto svizzero Transigaz caratterizzata da una gestione delle capacità di trasporto a breve termine non corrispondente alle regole europee, che non consentivano di bilanciare giornalmente i prezzi tra i due mercati. Tale situazione si era aggravata nel 2017 a seguito della messa fuori esercizio di uno dei due gasdotti che costituiscono il sistema di trasporto TENP in Germania, che collega il gasdotto Transigaz al nord Europa. Tuttavia, la situazione degli approvvigionamenti è migliorata rispetto alla situazione analizzata nella scorsa edizione del PNIEC e nel Piano di Azione Preventiva (PAP) del 2017, in particolare a partire dal dicembre del 2020 con l'entrata in esercizio del gasdotto TAP di importazione di gas dall'Azerbaijan che, con una capacità annua fino a circa 9 miliardi di metri cubi anno, ha permesso di accedere ad una nuova risorsa di approvvigionamento a costi competitivi. Già nel corso del 2021 grazie al contributo di questa nuova fonte di approvvigionamento si sono verificate condizioni di allineamento dei prezzi con gli hub del nord Europa che hanno consentito il progressivo incremento delle esportazioni dal sistema italiano verso l'Europa centro-settentrionale (circa 4,7 miliardi di metri cubi nel 2022 e circa 2,6 miliardi di metri cubi nel 2023). Prima degli eventi legati all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, il sistema italiano del gas si era praticamente allineato ai sistemi di prezzo europei.

Il sistema italiano del gas rimane nell'attuale situazione uno dei sistemi maggiormente interconnessi del continente europeo, grazie anche alla sua posizione privilegiata e all'infrastruttura ramificata, con accesso alle risorse gas provenienti dal nord Africa (Algeria e Libia) e Azerbaijan tramite il sistema di trasporto di TAP nonché dal GNL che può essere rigassificato nei quattro impianti esistenti di Panigaglia, offshore Adriatico, OLT e Piombino, quest'ultimo entrato in esercizio nel 2023 in conseguenza degli interventi di urgenza decisi dal Governo per fare fronte alla crisi derivante dalla guerra russo- ucraina e dotato di una capacità di rigassificazioni di 5 miliardi di metri cubi anno.

La differenziazione dell'approvvigionamento del sistema gas italiano è inoltre sostenuta da uno dei sistemi di stoccaggio maggiormente sviluppati e flessibili di Europa che mette a disposizione del Paese una risorsa fondamentale nella stagione invernale durante la quale si registrano i consumi

maggiormente elevati, costituita da un volume di stoccaggio strategico (di proprietà delle imprese di stoccaggio ed erogabile in caso di emergenza), e da un volume di stoccaggio di modulazione che viene immagazzinato nel periodo estivo dagli operatori del mercato gas ed erogato nel periodo invernale.

A seguito della crisi derivante dal conflitto russo-ucraino, la possibilità di accedere a fonti di approvvigionamento alternative rispetto al gas proveniente dalla Russia e la possibilità di utilizzare il gas presente negli stoccaggi italiani, hanno creato importanti opportunità per il sistema gas italiano, migliorandone la competitività e mettendo in risalto il ruolo di supporto per il mercato interno europeo, soprattutto per i Paesi fortemente dipendenti dal gas proveniente dalla Russia e scarsamente interconnessi con fonti alternative di approvvigionamento. Tale fenomeno è confermato dall'incremento nel corso del 2022 e del 2023 della frequenza e dei volumi esportati sia verso l'Austria attraverso il punto di uscita di Tarvisio (e, quindi, potenzialmente verso altri paesi ad essa interconnessi attraverso l'hub di Baumgarten), sia verso la Svizzera (e, quindi, anche potenzialmente verso la Germania e la Francia, attraverso il punto di uscita di Passo Gries).

Di seguito è riportato lo schema delle possibili nuove fonti di approvvigionamento finalizzate ad azzerare la dipendenza del sistema italiano dal gas russo entro il 2025.

Tabella 34 - Contributi per riduzione della dipendenza da gas russo, bcm incrementali rispetto al 2021

	2.S 2022	2023	2024	2025	
<b>Gas via tubo e produzione nazionale</b>					
Algeria via tubo	1,2	6,0	9,0	9,0	Accordo siglato il 12 aprile
TAP	0,8	1,5	1,5	1,5	
Produzione nazionale			1,4	1,4	A partire da fine 2023/inizio 2024
<b>Totale gas incrementale via tubo</b>	<b>2,0</b>	<b>7,5</b>	<b>11,9</b>	<b>11,9</b>	
<b>Importazioni GNL</b>					
Egitto GNL	0,7	3,5	3,5	3,5	Accordo siglato il 13 aprile
Congo GNL		1,1	2,1	4,6	
Qatar GNL	0,5	1,4	1,4	1,4	
Angola GNL	0,2	1,0	1,0	1,0	
Altro GNL	0,1	0,9	1,5	2,2	Nigeria, Indonesia, Mozambico, Libia, Altri
<b>Totale gas incrementale via GNL</b>	<b>1,5</b>	<b>7,9</b>	<b>9,5</b>	<b>12,7</b>	
<b>Risparmio consumi di gas</b>					
Risparmio da rinnovabili elettriche	0,4	2,4	4,9	7,3	Ipotesi a regime 8 GW/anno incrementali. Ipotesi 1° di temperatura risparmio domestico primi 2 anni, equivalente efficienza a seguire
Risparmio da contenimento consumi termici ed elettrici	1,0	2,0	2,0	2,0	
Risparmio da sviluppo biogas e biocarburanti	0,1	0,6	1,1	1,6	
Risparmio per produzione provvisoria di termoelettricità da carbone (max due anni)	1,1	2,3			più 10/12 TWh nel 2023 rispetto al 2021
<b>Totale risparmio consumo gas</b>	<b>2,6</b>	<b>7,3</b>	<b>7,9</b>	<b>10,9</b>	
<b>Totale potenziale riduzione di import gas russo</b>	<b>6,1</b>	<b>22,7</b>	<b>29,3</b>	<b>35,5</b>	



L'impegno italiano per sostenere il mercato interno ed europeo è stato declinato con misure volte all'incremento delle produzioni di gas rinnovabili (che sfruttano il potenziale agricolo e di biomasse sostenibili del Paese), di produzioni tradizionali di gas e mediante la stipula di accordi internazionali che garantiscano un incremento sia delle importazioni via GNL che dell'importazione via gasdotto dai paesi nord africani e dall'Azerbaijan. Nello sviluppo infrastrutturale dovrà inoltre essere tenuto in conto, nel lungo termine, il possibile sviluppo di produzioni di idrogeno da fonti rinnovabili, sia nel Sud del Paese, dove è concentrata la maggiore produzione di fonti rinnovabili non programmabili, che nei Paesi Nord Africani già oggi interconnessi al sistema italiano del gas, risorsa che diventerà essenziale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Paese assieme all'utilizzo delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica.

Nel settore gas, quindi, l'obiettivo principale è quello di garantire un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile e di supportare il forte sviluppo sia delle fonti rinnovabili elettriche sia della produzione di gas verdi, garantendo la copertura della domanda di energia sia in Italia che nei Paesi europei interconnessi, soprattutto in relazione ai picchi di domanda coincidenti con i bassi livelli di produzione delle fonti rinnovabili.

Complementare agli obiettivi sopra indicati, risulta la necessità di porre attenzione, in particolare, ai depositi di approvvigionamento di GPL (situati sul demanio marittimo e nelle aree interne), nell'ottica di preservare la rete infrastrutturale già esistente e pronta ad accogliere le miscele di GPL con prodotti bio (bioGPL) e rinnovabili (rDME).

#### ❖ **SETTORE DEI PRODOTTI PETROLIFERI**

I prodotti petroliferi, seppur caratterizzati da una domanda in contrazione al 2030, rappresenteranno comunque una quota rilevante del totale del fabbisogno energetico nazionale, in particolare nei settori trasporti e petrolchimico. Nel percorso delineato prima dal Green Deal e poi dal Repower EU, orientato verso il forte ricorso alle fonti rinnovabili nel 2030 e alla neutralità carbonica al 2050, il settore della raffinazione potrà contribuire fortemente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio, potendo contare su un alto grado di specializzazione, su processi produttivi all'avanguardia e su un continuo forte impegno in termini di ricerca e sviluppo, finalizzato alla trasformazione dei processi produttivi per la produzione di combustibili sempre più climaticamente neutrali.

I prodotti petroliferi, tuttavia, rappresentano ancora la fonte di energia che soddisfa oltre l'80% della domanda di energia del settore dei trasporti, con punte prossime al 100% nel trasporto pesante stradale, nel settore marittimo e nell'aviazione. La domanda di questi prodotti nei suddetti settori è destinata a ridursi in prospettiva 2030, ciononostante il mantenimento competitivo del settore della raffinazione nazionale è fondamentale per continuare ad assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. I prodotti petroliferi, inoltre, sono una materia prima essenziale per la cosiddetta green chemistry e per la produzione di plastiche, fibre e gomme sintetiche, detergenti e altri prodotti di largo impiego. Negli ultimi anni i prodotti petroliferi hanno coperto circa il 90% del fabbisogno di materia prima del petrolchimico, seguiti da gas e solidi solo in misura marginale. Gli approvvigionamenti più importanti dall'estero sono costituiti da petrolio e prodotti raffinati. Tuttavia, poiché la capacità di raffinazione nazionale è superiore alla domanda interna di prodotti petroliferi, l'Italia, oltre ad essere autosufficiente in termini di prodotti finiti, è anche un Paese che esporta notevoli quantitativi di prodotti finiti.

Le forniture provengono in misura consistente anche da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; la recente guerra russo-ucraina ha messo in evidenza proprio questo rischio, anche se la crisi energetica è stata gestita senza alcun problema dal sistema di raffinazione nazionale grazie alla forte diversificazione dei fornitori, avviata in tempi storici (Algeria, Libia, Iran, Russia) e

continuata attivamente sino a oggi (es. Azerbaijan, Qatar, USA, Canada). La recente crisi energetica è stata originata soprattutto dal blocco generalizzato degli investimenti sulle forme di energia tradizionali che ha determinato, alla ripresa dei consumi, un forte sbilanciamento della domanda e dell'offerta. Pertanto, in linea con gli obiettivi ambientali comunitari, la trasformazione del sistema energetico verso produzioni rinnovabili e carbon neutral dovrà essere programmata in piena coerenza con la sicurezza degli approvvigionamenti, evitando di vietare fonti di energia tradizionale prima che l'alternativa rinnovabile sia pienamente disponibile. La trasformazione delle raffinerie verso la produzione di fuels carbon neutral dovrà quindi essere realizzata proprio nel rispetto del suddetto principio.

Il 2021 ha registrato una crescita del consumo interno lordo di petrolio e di prodotti petroliferi del 13,5% rispetto all'anno precedente, con un incremento di circa 6.079 ktep, principalmente per ripresa post crisi pandemica. I consumi di carburanti per autotrazione sono risultati pari a 30.322 ktep, con un aumento del 21,6% (5.392 ktep) rispetto al 2020. La benzina ha mostrato una crescita del 21%, il gasolio del 22,2%. Il gasolio, usato anche dai veicoli pesanti, ha recuperato parte del calo del 2020, riportandosi su livelli pre-pandemici.

Alla disponibilità energetica lorda di 53.508 ktep la produzione nazionale e la variazione delle scorte hanno contribuito per quasi il 16%, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto oltre l'84% della domanda.

Le importazioni italiane di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi, pari a 71.977 ktep, sono aumentate complessivamente del 9,5% rispetto al 2020. Le importazioni di greggio (57.025 ktep) sono cresciute del 13,2%, mentre quelle di semilavorati e prodotti petroliferi (15.159 ktep) sono lievemente calate del 3%.

L'incremento ha interessato le importazioni provenienti da Africa (+61%, da 13.511 ktep nel 2020 a 21.736 ktep nel 2021), Europa (+8%, da 16.431 a 17.794), Asia (+3%, da 14.736 a 15.248). Uniche variazioni negative si sono registrate negli acquisti da Medio Oriente (-15%, da 17.466 a 14.815) e America (-34% da 3.845 a 2.531).

Le esportazioni totali di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (26.856 ktep) sono incrementate del 13,2% rispetto al 2020.

Alla recente crisi relativa all'area del Canale di Suez il sistema di raffinazione italiano ha reagito prontamente e nel 2023 i greggi d'importazione transitanti nell'area del Golfo Persico, Mar Rosso e Canale di Suez sono stati circa il 17% del totale greggi importati (10,3 Mton su 61,2). Tali quantitativi nei primi mesi del 2024 sono stati in molti casi rimpiazzati con provenienze da altre aree considerato che l'allungamento delle rotte ha reso meno competitive tali forniture.

Più significativo è stato invece l'impatto sui prodotti finiti importati. A seguito dell'embargo con la Russia, gli acquisti alternativi si sono spostati su Medio ed Estremo Oriente (India, Abu Dhabi, Arabia e Emirati Arabi) dai quali **nel 2023 è arrivato circa il 60% del gasolio importato** (2,9 Mton su 4,8) e quote significative di altri prodotti: il 50% del Jet fuel (soprattutto dalla Penisola arabica); il 40% dei semilavorati (da Iraq in particolare), nonché il 50% delle materie prime per la produzione di biocarburanti (da Indonesia e Malesia). L'effetto finale sul Paese è tuttavia rimasto sempre contenuto, visto che le importazioni complessivamente contano per meno del 18% dei prodotti disponibili sul mercato nazionale, mentre il resto è soddisfatto dalle raffinerie nazionali. Al di là dell'effetto diretto sul nostro Paese, le condizioni di instabilità a livello globale hanno comunque determinano tensioni e maggiori costi a livello internazionale negli approvvigionamenti e nei noli, che hanno indirettamente gravato anche sul sistema di approvvigionamento nazionale.

A seguito del recepimento, da parte dell'Italia, della Direttiva della Comunità Europea 2009/119/CE, tramite il D.Lgs. 31 dicembre 2012 n. 249 "Attuazione della direttiva 2009/119/CE che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri dell'UE di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi", il sistema italiano delle scorte di sicurezza petrolifere prevede la

presenza dell'Organismo centrale di stoccaggio (OCSIT), le cui funzioni sono state assegnate all'Acquirente Unico S.p.A., nonché la realizzazione di una piattaforma informatica di scambio delle informazioni, predisposta dal MASE in collaborazione con OCSIT, per lo scambio telematico di tutti i flussi informativi sui livelli e sulla ubicazione delle scorte, sia in Italia che all'estero.

Le scorte sono detenute al fine di fare fronte ad eventuali crisi di approvvigionamento di greggio o di prodotti petroliferi (sono state usate recentemente in occasione della guerra russo-ucraina e in passato in occasione dei danni al sistema di raffinazione USA dovuti all'uragano Katrina e durante il blocco delle importazioni di greggio dalla Libia nel corso del conflitto armato). Le scorte da detenere sono pari a 90 giorni di importazioni nette di greggio e prodotti petroliferi.

La crisi della raffinazione ha comportato, in Italia, la riconversione di cinque importanti raffinerie: Mantova, Roma e Cremona sono state riconvertite in poli logistici, mentre Marghera e Gela sono state riconvertite in bioraffinerie. La riconversione delle due bioraffinerie assicura una produzione attuale di biocarburanti pari ad oltre 750.000 tonnellate che, in prospettiva futura, raggiungeranno 1,1 milioni di tonnellate, soprattutto di biocarburanti avanzati. In questo settore l'Italia vanta una leadership tecnologica importante a livello internazionale e su queste basi si fonderanno le future trasformazioni delle raffinerie italiane. Il percorso intrapreso per salvaguardare l'efficienza delle raffinerie, promuovendo la progressiva decarbonizzazione dei processi e dei prodotti, riguarda la graduale conversione degli impianti industriali per la produzione di carburanti decarbonizzati - tra cui in particolare i biocarburanti - e consentirà di garantire, durante tutta la transizione, la continuità degli approvvigionamenti energetici in piena sicurezza e a condizioni competitive.

#### ❖ **SETTORE ELETTRICO**

In ambito elettrico gli obiettivi di sicurezza energetica si estrinsecano ad oggi in obiettivi finalizzati a incrementare la sicurezza di alimentazione (Energy security) nelle diverse condizioni attese, mentre rispetto al PNIEC 2019 sono stati consolidati gli obiettivi gestionali, finalizzati a implementare la normativa necessaria a rimuovere gli ostacoli e i vincoli che rallentano la realizzazione dei già menzionati interventi.

La rete elettrica di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 30 linee di interconnessione:

- 9 linee con la Francia, di cui:
  - 4 linee HVDC: due a 320kV (Piossasco-Grand'Île) e due a 200kV con la Corsica (SACOI);
  - 1 linea in corrente continua 150kV tra la Sardegna e la Corsica (SARCO);
- 4 linee in AC: una a 220kV in singola terna; una a 380kV in singola terna e una a 380kV in doppia terna;
- 12 linee con la Svizzera;
- 4 linee con l'Austria;
- 2 linee con la Slovenia;
- una linea HVDC 500kV Italia-Montenegro (MONITA);
- una linea HVDC 500kV Italia-Grecia (GRITA);
- e un collegamento 220kV con Malta.

Di seguito i dati di import ed export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa:

Tabella 35 - Dati di import e export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa

GWh	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	Malta	Montenegro
Import 2021	15.153	19.468	1.258	5.450	1.857	34	3.353
Export 2021	1.185	1.256	12	74	518	547	190
Import 2022	14.397	20.286	1.499	6.214	1.741	6	3.248
Export 2022	1.210	1.041	9,06	23	1.054	646	422
Import 2023	19.318	21.201	1.328	6.513	1.989	26	4.197
Export 2023	958	980	10	28	644	648	52

(Fonte: Terna)

Il contributo dell'import dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa è guidato da 2 fattori fondamentali: il differenziale di prezzo orario dell'energia tra Italia e il Paese interconnesso, e la capacità di interconnessione transfrontaliera.

È previsto un ulteriore potenziamento delle interconnessioni verso tali frontiere tramite progetti di medio e lungo termine, individuati dal gestore del sistema elettrico nazionale, che consentiranno un aumento della capacità di interconnessione con l'estero, localizzato principalmente alle frontiere settentrionali e meridionali del Paese. Nel medio termine (2030), l'incremento totale stimato è di circa 1.000 MW, grazie alla prevista entrata in esercizio del progetto di interconnessione HDVC con la Tunisia "TUNITA" (incremento NTC sulla frontiera di 600 MW), e alla riduzione di limitazioni di capacità con la Slovenia (con incremento NTC sulla frontiera di 400 MW). Nel lungo termine (2040), si prevede un aumento complessivo oltre 2.000 MW grazie allo sviluppo della seconda interconnessione HDVC con la Grecia "GRITA 2" (incremento NTC sulla frontiera da 500 a 1000 MW<sup>57</sup>), dell'interconnessione con la Svizzera Valtellina – Valchiavenna e con due ulteriori interconnessioni con l'Austria.

A ciò si aggiungono diversi progetti privati di interconnessione con l'estero (cosiddette merchant lines), alcuni dei quali risultano già autorizzati.

Sul piano interno, il nuovo sistema di generazione sarà sempre più caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili, con una crescente complessità gestionale per la rete e una crescente richiesta di flessibilità per il bilanciamento. Sia pure considerando la possibilità che gradualmente si modifichino gli assetti infrastrutturali e lo stesso disegno di mercato, oggi gli scenari di forte crescita della produzione rinnovabile sono tecnicamente sostenibili in condizioni di sicurezza, a condizione che siano contestualmente realizzate le opere di sviluppo della rete (nuovi elettrodotti e potenziamento di tratti esistenti) già previste nei piani di Terna, in modo da gestire i fenomeni indotti dal cambiamento del mix produttivo, ivi compreso il processo di phase out dal carbone, e incrementare la capacità di transito interzonale.

Proprio per affrontare le nuove sfide della transizione energetica, sono stati quindi messi in campo una serie di interventi sulla RTN con l'obiettivo ambizioso di diminuire gli impatti negativi sulla sicurezza del sistema elettrico prodotti dalla generazione FER, quali le congestioni zionali tra Nord e Sud (causate dalla produzione FER dislocata per lo più al Sud e lontana quindi dalle unità di consumo), la riduzione del margine di adeguatezza del sistema, causata dai picchi di carico caratterizzanti la produzione FER, il fenomeno di inversione di flusso in risalita da Cabine primarie

<sup>57</sup> Le attività e gli studi congiunti con il TSO greco IPTO, in considerazione dell'evoluzione della generazione rinnovabile nello scenario di policy prevista nell'area Sud del paese, hanno evidenziato efficienze e sinergie determinate dalla realizzazione di un nuovo collegamento bipolare di 1.000 MW addizionali.

alla RTN e l'instabilità della rete di distribuzione elettrica a media e bassa tensione causata dalla connessione alle FER.

In attuazione degli obiettivi PNIEC 2019, sono stati introdotti già nel Piano di sviluppo Terna interventi di sviluppo della RTN necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e di sicurezza energetica, tra cui il noto Tyrrhenian link (collegamento HVDC Campania-Sicilia-Sardegna), l'Adriatic link (collegamento HVDC Centro Sud – Centro Nord), il rinnovo e potenziamento del SACOI (il collegamento HVDC Toscana- Sardegna –Corsica), l'elettrodotto in cavo a 380 kV Bolano – Annunziata.

Oltre agli interventi di sviluppo sopracitati, che si caratterizzano per essere complessi interventi infrastrutturali sulle dorsali della RTN, vi sono molti interventi messi in campo, sia ai fini dell'integrazione FER che ai fini della resilienza del sistema elettrico, che non hanno richiesto passaggi autorizzativi complessi, in quanto hanno beneficiato degli iter autorizzativi semplificati, previsti dalle norme in tema di semplificazione varate negli ultimi 2 anni. Tra tali interventi vi sono l'installazione dei compensatori sincroni, tutte le attività di manutenzione straordinaria ai fini della resilienza della RTN rispetto ai fenomeni atmosferici violenti, le ricostruzioni di linee aeree esistenti obsolescenti e tutti gli interventi che comportino il miglioramento delle prestazioni di esercizio di linee esistenti o che consentano l'esercizio delle linee esistenti in corrente continua, funzionale al trasporto delle energie rinnovabili.

In questo panorama composito e complesso, permane nell'aggiornamento del PNIEC l'obiettivo centrale di mantenere le condizioni di adeguatezza del sistema anche nel medio-lungo termine, soprattutto in uno scenario di forte cambiamento del mix di generazione nazionale ed europeo e del ventaglio delle risorse possibili. Per tale motivo nell'ultimo piano di sviluppo presentato dal gestore (Annualità 2023), ai progetti di sviluppo già pianificati in attuazione degli obiettivi PNIEC se ne aggiungono altri, ancora più sfidanti, che hanno l'obiettivo di traghettare la rete di trasmissione nazionale verso la transizione energetica, tramite l'ammodernamento degli elettrodotti già esistenti sulle dorsali est e ovest del Paese fino alle regioni del Sud e le isole, sfruttando la tecnologia della trasmissione in corrente continua (HVDC), insieme allo sviluppo di nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV. In questo modo si potranno migliorare e aumentare le prestazioni degli elettrodotti, consentendo il trasferimento di sempre più potenza generata da rinnovabili nel Sud Italia verso le zone di carico del Nord.

Tale progetto sfidante, denominato "Hypergrid", prevede quindi l'ammodernamento di elettrodotti esistenti a 220 kV o a 380 kV, con interventi sulle linee esistenti realizzati sul medesimo tracciato o in adiacenza, con un miglioramento delle prestazioni di esercizio ovvero per consentirne l'esercizio in corrente continua.

Il lavoro svolto dal gestore con gli altri stakeholders europei e nazionali per potenziare e migliorare la RTN ha come obiettivo il miglioramento degli standard di sicurezza energetica del Paese, riducendo la dipendenza da fonti estere e rendendo stabile l'offerta produttiva energetica rispetto al fabbisogno del Paese.

Un secondo obiettivo vitale sarà l'incremento della resilienza del sistema per considerare gli impatti dei cambiamenti climatici che stanno causando disservizi sempre più significativi legati all'occorrenza di eventi estremi. Tale obiettivo richiede di considerare in modo integrato e coordinato gli aspetti di pianificazione ed esercizio del sistema tramite adeguate metodologie che consentano di definire piani di intervento complessivi finalizzati a minimizzare l'entità dei disservizi.

*ii. Obiettivi nazionali per incrementare la diversificazione delle fonti e relativi all'approvvigionamento da paesi terzi e nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali*

*iii. Se del caso, obiettivi nazionali relativi alla riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia da paesi terzi, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali.*

*iv. obiettivi nazionali per aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale, in particolare mediante lo sviluppo delle fonti energetiche interne, la gestione della domanda e lo stoccaggio*

#### ❖ **SETTORE GAS**

Considerato che il gas continuerà a svolgere, nel breve-medio periodo, una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici (oltre che per i trasporti) e per la generazione elettrica, occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e alla flessibilità del sistema energetico nazionale.

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento potrà essere perseguita sia mediante la conclusione di nuovi accordi sia attraverso il potenziamento delle infrastrutture necessarie. Con il venir meno dell'approvvigionamento di gas russo, l'Italia, per la sua posizione geografica, può potenziare il suo ruolo di supporto per il mercato europeo del gas.

A tal fine ci si pone i seguenti obiettivi:

- creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), favorendo un incremento di capacità dalla rotta di approvvigionamento dall'Azerbaijan per ulteriori 10 miliardi di m<sup>3</sup> all'anno;
- incrementare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia mediante la realizzazione della "Linea Adriatica", intervento indispensabile per poter incrementare i flussi verso il nord Europa, in conseguenza dell'aumento delle importazioni di gas dall'Algeria, originato dalla riduzione dei flussi di gas russo dall'Austria;
- ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti e sviluppare nuova capacità di rigassificazione e di stoccaggio in forma liquida (depositi SSLNG), di strategica importanza per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa;
- potenziare il sistema di stoccaggio, che consentano di avere un sistema maggiormente flessibile e resiliente;
- aggiornare i Piani di azione preventiva e i Piani di emergenza, tenendo presente che, con l'azzeramento delle forniture di gas dalla Russia, il ruolo della maggiore infrastruttura gas per il calcolo delle condizioni N-1 ai sensi del Regolamento UE/201771938 è ora rappresentato dal gasdotto Transmed di interconnessione con l'Algeria, e la loro relazione con i piani degli altri Stati membri interconnessi con l'Italia;
- favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabili, in particolare di biometano;
- rendere stabili le misure di risparmio adottate nell'inverno 2022 – 2023 a carico del settore del riscaldamento domestico, in base al Regolamento UE/2022/1369. Le misure amministrative, da adottare con decreti del MASE, saranno mirate alla riduzione dei consumi attraverso la modifica dei periodi annuali di accensione, la riduzione della durata giornaliera di attivazione degli impianti e della temperatura massima interna consentita



degli ambienti, e la revisione dei valori dei cosiddetti “gradi giorno” basati su medie meteorologiche ormai obsolete<sup>58</sup>;

- favorire lo sviluppo di un sistema di trasporto del gas che possa essere idoneo anche per sviluppare una rete multivettoriale atta a trasportare sia gas naturale che idrogeno nel momento in cui tale fonte energetica sarà disponibile a prezzi competitivi. Lo sviluppo della rete di trasporto potrà inoltre prevedere la creazione di infrastrutture adatte al trasporto di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) con il fine di collegare i grandi emettitori che si doteranno di impianti di cattura con gli impianti di stoccaggio della CO<sub>2</sub> allo studio nell'alto Adriatico;
- completare le valutazioni in relazione al progetto di interconnessione gas EastMed-Poseidon che potrebbe consentire un'ulteriore diversificazione delle rotte attuali, approvvigionandosi dai promettenti giacimenti offshore di gas del Mediterraneo orientale. Per la tratta Eastmed permangono tuttavia alcuni approfondimenti da svolgere legati soprattutto alla situazione geopolitica, dato che il suo percorso interessa zone di piattaforma continentale sottomarina ancora oggetto di contenziosi internazionali sulla loro delimitazione.

Appare, inoltre, utile favorire la produzione di gas rinnovabili per tutti gli usi finali, anche non collegati alla rete dei metanodotti, contribuendo alla loro progressiva decarbonizzazione.

L'obiettivo di diversificazione dell'approvvigionamento non può non prevedere anche lo sviluppo di filiere produttive di gas rinnovabili (quali il biometano, il bioGPL, il dimetiletere rinnovabile e l'idrogeno), che potranno contribuire alla decarbonizzazione di tutti gli usi finali, favorendo lo sviluppo di sinergie di comparti industriali in un'ottica di economia circolare.

Facendo riferimento all'incremento della sicurezza energetica, va rilevato che lo sviluppo delle filiere nazionali dei gas bio e rinnovabili deve essere coniugato sia alle soluzioni che possono essere veicolate in rete (biometano, metano sintetico ed idrogeno), che alle soluzioni ad esse complementari (quali ad esempio il GPL e il GNL, il BioGPL, il Bio-GNL e il dimetiletere rinnovabile, derivante da processi sia di natura biologica che da carbonio riciclato) che, forti di un'infrastruttura distributiva già capillarmente diffusa sul territorio nazionale, possono immediatamente contribuire alla decarbonizzazione sia delle utenze non collegate alla rete dei metanodotti (di natura residenziale, industriale ed agricola), sia degli impieghi nel settore dei trasporti (sia stradale leggero e pesante, nonché quello marittimo).

A tal riguardo si evidenzia che, al fine di valorizzare l'infrastruttura esistente già pronta e disponibile (depositi di stoccaggio, punti vendita carburanti e impianti già installati presso le utenze), l'industria sta programmando investimenti rilevanti per la decarbonizzazione del GPL, con l'obiettivo di immissione in consumo, nel medio termine (orizzonte 2030), di una miscela costituita dal 40% da prodotti bio e rinnovabili (bioGPL e Dimetiletere rinnovabile) e dal 60% da GPL convenzionale.

A partire dal 2030, a fronte dei suddetti investimenti, in Italia si stima una disponibilità potenziale annua di 750.000 tonnellate di rDME e di circa 700.000 tonnellate annue di bioGPL (quest'ultimo, ad oggi, già disponibile nelle due bioraffinerie nazionali che producono attualmente circa 40.000 tonnellate anno di biogpl), che potrebbero essere immesse in consumo per autotrazione o combustione, prevalentemente nel settore civile.

<sup>58</sup> Il risultato risultante dalle misure amministrative è conseguibile attraverso una combinazione della riduzione del periodo di riscaldamento invernale di 15 giorni, con la riduzione della temperatura interna di 1°C (da 20°C a 19°C) e la diminuzione di un'ora al giorno dell'accensione dell'impianto, con un valore complessivo di 2,7 miliardi circa di metri cubi di gas risparmiati (di cui 1,65 miliardi per la sola riduzione di 1°C e 550 milioni di mc per la sola riduzione di un'ora giornaliera). Si tratta di misure che non riducono sostanzialmente il comfort degli ambienti, adottabili anche nell'ottica di decarbonizzazione dei consumi energetici.



❖ **SETTORE ELETTRICO**

Nell'aggiornamento degli obiettivi di sicurezza energetica PNIEC, occorre proseguire nello sviluppo di interventi che possano sostenere la produzione da energie rinnovabili, per raggiungere gli sfidanti obiettivi euro-unitari di mix di generazione al 2030.

Obiettivo principale è quindi poter gestire in sicurezza la crescita di generazione rinnovabile non programmabile fino al livello fissato dal legislatore europeo, con il successivo obiettivo di una totale decarbonizzazione al 2050, garantendo anche l'abbandono del carbone al 2025 (ad eccezione degli impianti situati in Sardegna). A tal fine occorrerà favorire lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio elettrico sia di tipo *utility scale* che distribuito.

Si riporta di seguito la rappresentazione del dato previsionale sugli accumuli predisposto da Terna nel Piano di Sviluppo 2023:

Figura 31 - Localizzazione accumuli 2019 e 2030 (GW)



La crescente penetrazione di capacità di generazione da fonte rinnovabile non programmabile caratterizzata da costi variabili pressoché nulli ha, tra le altre cose, esacerbato i fattori di rischio tipici degli investimenti privati in capacità di generazione e stoccaggio elettrico, rendendo oltremodo complesso per il singolo investitore privato prevedere, sulla base dei soli segnali di prezzo dei mercati spot, la redditività associata alle proprie scelte di investimento. In assenza di mercati a termine sufficientemente sviluppati, i ricavi attesi dalla partecipazione ai mercati *spot* sono, infatti, contraddistinti da un notevole grado di incertezza in ragione della loro dipendenza da fattori esogeni sempre più difficilmente prevedibili da parte dell'investitore, quali: la crescita delle rinnovabili, lo sviluppo degli stoccaggi, l'andamento della domanda, gli sviluppi di rete e il comportamento del dell'operatore di sistema nel mercato dei servizi ancillari.

Occorrerà, quindi, proseguire nell'adozione di meccanismi di mercato come il *capacity market*, per garantire la disponibilità della capacità necessaria per l'adeguatezza del sistema nel medio lungo periodo.

Un ulteriore obiettivo da perseguire è l'aumento della capacità di stoccaggio elettrico per garantire l'integrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico, gestire in modo efficiente il fenomeno dell'overgeneration e rispondere alle esigenze di flessibilità del sistema. A tal proposito, in

attuazione dell'articolo 18 del decreto legislativo 210/2021, cui ha fatto seguito la delibera 247/2023 dell'ARERA, è stato introdotto nel sistema un nuovo meccanismo di approvvigionamento centralizzato dedicato a tale tipologia di risorse.

Fra le tecnologie di stoccaggio, gli impianti di pompaggio rappresentano ancora un'importante risorsa per l'adeguatezza oltre che per la sicurezza e flessibilità del sistema, essendo in grado di fornire nelle ore di più alto carico la massima capacità disponibile, assicurata dal riempimento degli invasi a monte, a seguito della programmazione in pompaggio di tali impianti nelle ore di basso carico.

Altro obiettivo da perseguire per garantire la sicurezza del sistema energetico è lo sviluppo di una rete resiliente rispetto agli eventi meteorologici indotti dai cambiamenti climatici i quali, sempre più estremi in termini di intensità, estensione e frequenza, accrescono i rischi per il sistema elettrico, determinando disservizi e guasti di componenti con impatti su intere aree del sistema elettrico nazionale

L'obiettivo di una maggiore resilienza del sistema elettrico, già attenzionato nel PNIEC 2019, richiede ad oggi una implementazione di azioni volte all'adozione di soluzioni passive e attive di mitigazione degli effetti sulle reti di trasmissione e distribuzione, che passino attraverso l'ottimizzazione dei meccanismi di coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali competenti.

Tale obiettivo riguarderà la messa in campo di misure di mitigazione in tutte le fasi di gestione del sistema elettrico, dalla pianificazione all'esercizio, in modo da consentire di gestire in modo più efficiente ed efficace gli eventi estremi. Sarà quindi necessario migliorare la resistenza del sistema agli eventi di stress, l'efficacia del pronto intervento e ripristino del servizio nei casi di interruzione e la garanzia dell'incolumità di tutti i soggetti a vario titolo coinvolti. Gli obiettivi in tale ambito devono necessariamente tener conto della dimensione transnazionale dei rischi per la sicurezza, data la crescente interconnessione delle reti di trasmissione, e della conseguente necessità di un maggior coordinamento tra i Paesi europei anche nella definizione dei Piani nazionali.

Rispetto ai piani di resilienza, già predisposti dai concessionari della distribuzione e da Terna su indirizzo dell'allora MISE, occorrerà sviluppare nel medio periodo piani integrati e coordinati per l'incremento della resilienza basati su soluzioni sia passive (di pianificazione per l'irrobustimento delle reti) sia attive (di protezione, controllo automazione e difesa), anche migliorando i piani di ripristino al fine di ridurre le durate e gli impatti dei disservizi, riducendo il LOLE (Loss of Load Expectation) e l'EENS (Expected Energy Not Served). Inoltre, i piani dovranno considerare sia la riduzione della probabilità di guasto, sia la riduzione dei rischi di disalimentazione, con l'obiettivo di migliorare la tenuta alle sollecitazioni e l'affidabilità del sistema a fronte di eventi estremi.

## 2.4 Dimensione del mercato interno dell'energia

---

### 2.4.1 Interconnettività elettrica

*i. Livello di interconnettività elettrica che lo Stato membro intende raggiungere nel 2030 tenuto conto dell'obiettivo di interconnessione elettrica di almeno il 15 % per il 2030, attraverso una strategia in cui il livello a partire dal 2021 è definito in stretta collaborazione con gli Stati membri interessati, prendendo in considerazione l'obiettivo di interconnessione del 10 % relativo al 2020 e i seguenti indicatori in base all'urgenza delle azioni:*

- 1) differenziale di prezzo nel mercato all'ingrosso superiore a una soglia indicativa di 2 EUR/MWh tra Stati membri, Regioni o zone di offerta;*
- 2) capacità di trasmissione nominale delle interconnessioni inferiore al 30 % del carico di punta;*
- 3) capacità di trasmissione nominale delle interconnessioni inferiore al 30% della capacità installata di generazione di energie rinnovabili.*

*Ogni nuova interconnessione è soggetta ad un'analisi costi-benefici di tipo socioeconomica e ambientale ed è attuata soltanto se i potenziali benefici superano i costi.*

A livello nazionale, lo sviluppo delle linee elettriche transfrontaliere riguarda principalmente i progetti di nuove reti pubbliche compresi nei piani di sviluppo di Terna, che sono integrati da nuove interconnessioni finanziate integralmente o in parte da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 2019/943 (iniziative c.d. merchant).

Terna è tenuta, in virtù del proprio mandato di TSO e della concessione rilasciata dal MASE, a gestire e sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Il Piano di Sviluppo 2023 di Terna, in continuità con i precedenti Piani, mantiene i rinforzi della rete di trasmissione per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi. A tal riguardo, in linea con quanto osservato anche nei precedenti Piani di Sviluppo di Terna, si punta a sviluppare la capacità di interconnessione dell'Italia, in particolare con Corsica, Tunisia, Grecia, Slovenia, Austria, Svizzera e Malta.

Lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa risulta di rilevanza strategica per l'intero sistema elettrico del Mediterraneo e fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'utilizzo delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. L'interconnessione Italia-Tunisia (TUNITA) contribuirà di fatti ad incrementare i benefici non solo per il sistema elettrico italiano ma nel complesso per l'intero sistema europeo in particolar modo in termini di sostenibilità, integrazione dei mercati e diversificazione di approvvigionamento delle risorse.

In tale contesto, anche lo sviluppo di interconnector finanziati da soggetti terzi – ed in particolare dai clienti energivori - può contribuire a un incremento significativo della complessiva capacità di trasporto disponibile. La Convenzione di concessione prescrive al TSO di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero. Ai fini di una migliore capacità di pianificazione di lungo periodo è inoltre utile rappresentare che in Italia le iniziative c.d.

merchant line (ML), tuttora in essere, sono particolarmente numerose anche in termini di autorizzazioni concesse.

L'obiettivo di interconnessione elettrica del 15% al 2030 è attualmente valutato come rapporto tra la capacità di interconnessione alle frontiere (Net Transfer Capacity, NTC) e la capacità di generazione installata. La significativa crescita della capacità di generazione installata attesa per via della nuova potenza da fonte solare ed eolica al 2030 (pari a +74 GW nello scenario Policy, con un mantenimento della capacità fossile con funzione di integrazione, flessibilità e riserva) rende ancor più sfidante per l'Italia il raggiungimento dell'obiettivo di interconnessione nei tempi previsti. Il significativo sviluppo atteso di fonti rinnovabili non programmabili determinerà la necessità di prevedere strumenti di regolazione al fine di garantire i necessari margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema.

Maggiori dettagli sulla pianificazione delle interconnessioni saranno trattati nel paragrafo 3.4.1

In ogni caso, come affermato dall'Expert Group e condiviso dalla Commissione, *condicio sine qua non* per la realizzazione di una nuova interconnessione è che essa sia sottoposta ad analisi costi-benefici socio-economiche e ambientali in grado di garantire che i benefici superino i costi.

Per quanto riguarda l'indicatore 1), si evidenzia l'impossibilità attuale di effettuarne una stima, in assenza di informazioni di dettaglio sulla configurazione dei sistemi elettro-energetici degli altri Stati assunti per l'anno 2030, che si renderanno disponibili solo a valle della pubblicazione dei rispettivi Piani Nazionali Integrati Energia Clima. Si evidenzia inoltre che un ridotto differenziale di prezzo cross border scoraggerebbe lo sviluppo di iniziative merchant, che proprio in tale differenziale trovano la loro giustificazione economica.

Per quanto riguarda l'indicatore 2), il valore stimato al 2030 nello scenario del PdS di Terna è pari al 33÷40% considerando tutti i progetti di interconnessione ad oggi programmati dal TSO e da promoter privati con entrata in esercizio entro l'orizzonte 2030. Il valore di tale indicatore si attesterebbe a 19÷22% considerando i soli progetti sviluppati da Terna, il che evidenzia la necessità di sviluppo di ulteriori interconnessioni già programmate oltre l'orizzonte che possono concorrere al raggiungimento dei target.

Per quanto riguarda l'indicatore 3), il valore stimato al 2030 nello scenario del PdS di Terna è pari al 19÷25%, valore che si attesterebbe a 11÷14% considerando i soli progetti sviluppati dal TSO, il che evidenzia la necessità di sviluppo di ulteriori interconnessioni già programmate oltre l'orizzonte che possono concorrere al raggiungimento dei target. Come già sopra ricordato, si rileva tuttavia che tale valore, pur manifestando un gap dalla soglia del 30%, risulta ridotto dalla rilevante quota di installato da fonti rinnovabili (123 GW) prevista al 2030 nel presente Piano.

## 2.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

*i. Progetti principali per l'infrastruttura di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas e, ove opportuno, progetti di ammodernamento, necessari per il raggiungimento di obiettivi e traguardi nell'ambito delle cinque dimensioni della strategia dell'Unione dell'energia.*

### ❖ SETTORE ELETTRICO

Con riferimento alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN), i target di decarbonizzazione impongono nuove sfide per lo sviluppo e la gestione della rete. In particolare, le richieste di connessione alla RTN indicano che gli operatori di mercato stanno concentrando lo sviluppo di nuove FER principalmente nel Sud e nelle Isole, ovvero le zone con alta disponibilità di risorsa energetica primaria. Per abilitare la crescita delle FER necessarie per il raggiungimento degli obiettivi europei sarà fondamentale sviluppare nuove infrastrutture efficienti, in grado di connettere le aree con maggior produzione FER - al Sud e sulle Isole - con i centri di consumo, localizzati principalmente nel Nord del paese.

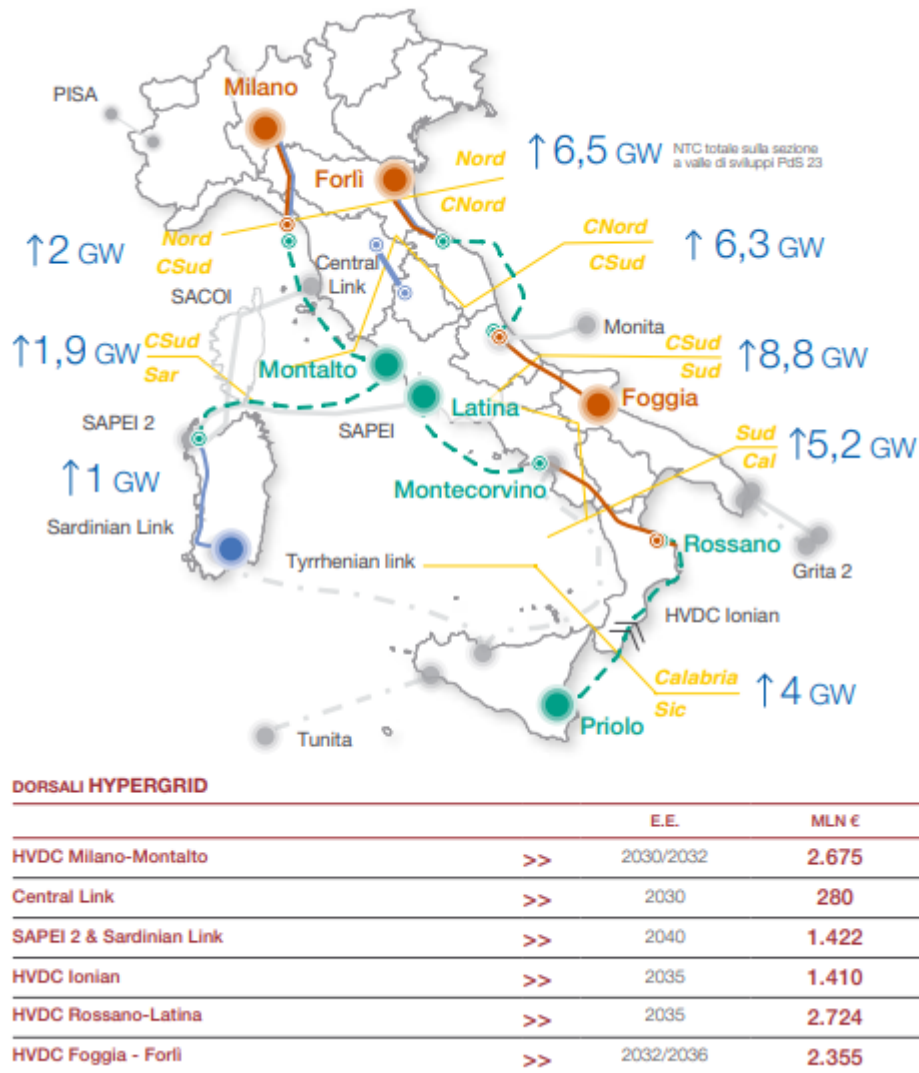
In tale contesto, Terna nel nuovo Piano di Sviluppo presentato a marzo 2023, ha previsto interventi di sviluppo di infrastrutture e nuovi strumenti che permettano di raggiungere gli obiettivi di transizione ecologica nel modo più efficiente.

Tra gli obiettivi del Piano di Sviluppo rientrano:

- integrare le FER;
- incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico;
- sviluppare le interconnessioni con l'estero;
- migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché la continuità del servizio;
- garantire la robustezza della rete e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza.

Uno dei principali benefici attesi degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2023 sarà l'incremento della capacità di scambio tra zone, ovvero raddoppiare l'attuale capacità di scambio tra le zone di mercato dai circa 16 GW attuali a oltre 30 GW. In quest'ambito, l'ammodernamento degli elettrodotti con interventi sulle linee esistenti, realizzati sul medesimo tracciato o in adiacenza, con un miglioramento delle prestazioni di esercizio, per consentirne l'esercizio in corrente continua (DC), oltre al ricorso alla tecnologia del cavo interrato/sottomarino e soluzioni innovative in corrente alternata (AC innovative), consentirà un notevole aumento della capacità di trasporto; si potrà così implementare un layer in DC ("Hypergrid") che permetterà di realizzare una rete attiva e altamente stabilizzante. I nuovi interventi di sviluppo Hypergrid consentiranno un raddoppio dell'attuale capacità di scambio tra le zone di mercato e, in modo sinergico agli interventi pianificati nei piani precedenti, contribuiranno alla riduzione e risoluzione delle future congestioni della Rete di Trasmissione Nazionale.

Figura 32 Piano di Sviluppo 2023 di Terna: Overview nuovi interventi e incrementi capacità di trasporto (GW)



L'insieme delle misure previste nel Piano di Sviluppo di Terna sono descritte al paragrafo 4.5.2.

Parallelamente alle infrastrutture di flessibilità, è importante, inoltre, che la rete si doti di dispositivi per l'incremento della controllabilità e della stabilità della RTN quali reattanze, compensatori sincroni e FACTS - Flexible AC transmission systems, in grado di fornire servizi di regolazione di tensione e controllo dei carichi per garantire elevati standard di qualità del servizio e di sicurezza del sistema.

Ai già menzionati interventi andranno aggiunti investimenti ulteriori sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni. Sulle reti di distribuzione, infatti, è oltremodo complesso stimare l'entità complessiva degli interventi di ammodernamento necessari a raggiungere gli obiettivi, stante la variegata collocazione geografica di generazione distribuita (in prevalenza da conversione fotovoltaica) ed elettrificazione degli usi finali. Per quest'ultima, in particolare, gli effetti più consistenti sono attesi nelle zone a elevata densità abitativa mentre l'effetto della generazione distribuita è ragionevolmente più avvertibile nelle zone rurali a basso carico. In ogni caso, la coerenza spaziale tra generazione e carico non garantisce la coincidenza temporale tra produzione e prelievi, potendosi avere risalite delle iniezioni non consumate localmente (nella singola utenza o con le utenze vicine) ai livelli superiori della rete.

**❖ SETTORE GAS**

Il contributo del gasdotto di importazione TAP, collegato alla rete di trasporto nazionale nel corso del 2020, è stato determinante nel supportare il sistema energetico nazionale nel corso del 2021 e soprattutto dopo lo scoppio del conflitto in Ucraina. La nuova fonte di approvvigionamento di gas azero, attraverso una nuova rotta TAP, ha di fatto incrementato la diversificazione, la sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza del sistema gas, rendendo il sistema italiano in grado anche di supportare l'approvvigionamento dei Paesi confinanti, principalmente Austria e Slovenia.

Prosegue inoltre l'adeguamento della rete di trasporto anche in relazione alle soluzioni volte al superamento delle difficoltà di realizzazione di interventi di manutenzione sui tratti della rete che attraversano territori fortemente urbanizzati. È necessario, dunque, seguire i programmi di intervento sulla rete per garantire la continuità del servizio ai clienti finali, visto il progressivo invecchiamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, sia nazionali che europee, facenti parte di una rete che si è sviluppata più di 40 anni fa, e prevedere, in prospettiva, il riassetto della stessa in virtù dell'attivazione di nuove interconnessioni o di nuove rotte di approvvigionamento. Anche il sistema di stoccaggio prosegue con un piano di adeguamento degli impianti esistenti con il fine di aggiornare le soluzioni impiantistiche, di migliorare l'efficienza e di garantire il mantenimento delle prestazioni nel medio/lungo termine.

Il sistema gas potrà inoltre contare su due nuovi terminali di rigassificazione FSRU autorizzati nel corso del 2022 che consentiranno di aumentare l'indipendenza del sistema italiano da un singolo fornitore e, in particolare, dalle importazioni dalla Russia. Il primo terminale FSRU, entrato in esercizio nel 2023, è stato collocato nel porto di Piombino e il secondo verrà posizionato al largo delle coste di Ravenna con entrata in esercizio prevista nel 2025. Saranno inoltre valutate ulteriori iniziative per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione localizzati nel sud Italia e per la metanizzazione della Sardegna.

Sono anche in corso i lavori di costruzione per un nuovo impianto di produzione di gas naturale posizionato nei pressi di Gela e il relativo collegamento alla rete nazionale del gas, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2024.

Nel settore gas sono inoltre in corso di autorizzazione e valutazione presso il MASE diversi progetti di depositi costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) per il rifornimento di clienti civili e industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare, in Sardegna sono state presentate alcune soluzioni che prevedono il caricamento del GNL su bettoline presso gli impianti di rigassificazione esistenti (Panigaglia e Livorno in particolare) per fornire depositi/rigassificatori di piccola taglia posizionati sull'isola e collegati alla futura rete del gas in Sardegna.



### 2.4.3 Integrazione del mercato

*i. Obiettivi nazionali relativi ad altri aspetti del mercato interno dell'energia, come l'aumento della flessibilità del sistema, in particolare relativamente alla promozione di prezzi dell'energia elettrica determinati in modo competitivo in linea con la pertinente normativa settoriale, l'integrazione e l'accoppiamento dei mercati, al fine di aumentare la capacità di scambio degli interconnettori esistenti, le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

Il mercato dell'energia elettrica è stato originariamente disegnato con la finalità di perseguire, attraverso la promozione della concorrenza nei mercati *spot*, obiettivi di efficienza produttiva e allocativa sia di breve che di lungo termine. A questi obiettivi tradizionali si è aggiunto, più di recente, lo sfidante obiettivo della decarbonizzazione del sistema elettrico. L'esigenza di perseguire, in modo efficace ed efficiente, quest'ultimo fondamentale obiettivo ha evidenziato l'esigenza di procedere a riformare il disegno dei mercati.

Il disegno di mercato originario – focalizzato sui mercati *spot* presenta infatti evidenti limiti nell'assicurare gli investimenti necessari a perseguire gli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione, garantendo, al contempo, la disponibilità delle risorse necessarie a preservare l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico.

Al fine di assicurare l'efficacia e l'efficienza nel processo di transizione verso la decarbonizzazione del sistema elettrico, si ritiene, quindi, prioritario rafforzare il ruolo dei mercati a termine con l'obiettivo di promuovere gli investimenti in capacità di generazione da fonte rinnovabile necessari a rispettare i *target* di decarbonizzazione, assicurando ad un tempo:

- una distribuzione efficiente di queste risorse sia tra le diverse aree di mercato che in ragione dei diversi profili di produzione attesi; superando il concetto di minimizzazione dei costi per considerare anche il valore generato per il sistema anche in ragione dell'evoluzione degli altri elementi rilevanti (reti ed accumuli);
- una piena integrazione delle rinnovabili nei mercati, senza esporre i produttori a rischi ingiustificati;
- la disponibilità di una quantità minima di risorse funzionali a mantenere la sicurezza e la adeguatezza del sistema.

Ciò richiede non solo di introdurre nuovi segmenti di mercati a termine centralizzati – quali quello di approvvigionamento delle risorse di accumulo utility scale di cui all'articolo 18 del decreto legislativo 210/2021 - e di innovare quelli esistenti - quali i meccanismi di contrattualizzazione a termine della produzione rinnovabile da parte del sistema (con contratti per differenza a due vie) – ma anche di:

- favorire iniziative *merchant* per lo sviluppo di energie rinnovabili e accumulo, ad esempio tramite *Power Purchase Agreements* o PPA;
- assicurare il coordinamento efficiente tra i vari meccanismi di contrattualizzazione a termine e le iniziative di tipo *merchant*, al fine di massimizzarne le sinergie e garantire l'ottimizzazione del *mix* di risorse presenti nel sistema elettrico;
- garantire la piena integrazione delle risorse approvvigionate a termine dei mercati *spot*, in modo che questi mercati possano continuare a esprimere segnali corretti rispetto al valore effettivo dell'energia elettrica prodotta e consumata nel tempo reale, massimizzando in questo modo l'efficienza di breve termine.

Parallelamente al citato rafforzamento dei mercati a termine, si intende proseguire nel percorso già avviato finalizzato a favorire una maggiore integrazione del mercato italiano con gli altri mercati europei e a efficientare il funzionamento dei mercati all'ingrosso *spot* e dei mercati *retail*.

#### ❖ **LO SVILUPPO DEGLI STRUMENTI A TERMINE DI NEGOZIAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA**

La crisi energetica ha reso ancora più pressante l'esigenza di rendere strutturali, accanto ai mercati di breve termine funzionali al dispacciamento efficiente delle risorse nell'orizzonte temporale breve o brevissimo, strumenti di negoziazione per l'approvvigionamento a termine delle risorse necessarie a:

- perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione (PPA e contratti alle differenze a due vie con il sistema);
- garantire la sicurezza del sistema elettrico e l'integrazione efficiente delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico (meccanismo di approvvigionamento delle risorse di accumulo utility scale di cui al Dlgs 210/2021);
- garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (mercato della capacità).

#### ◆ ***POWER PURCHASE AGREEMENTS E CONTRATTI PER DIFFERENZE A DUE VIE***

Con riferimento agli strumenti di contrattualizzazione a termine della capacità rinnovabile si ritiene necessario favorire iniziative *merchant*, ad esempio, tramite *Power Purchase Agreements* o PPA e soprattutto innovare i meccanismi di contrattualizzazione da parte del sistema quali i contratti per differenza a due vie o CfD.

I PPA sono strumenti utili a promuovere i nuovi investimenti in capacità di produzione da fonte rinnovabile e, in particolare, a favorire la decarbonizzazione dei consumi energetici dei grandi consumatori industriali. Tale strumento di contrattualizzazione a medio-lungo termine, consente, in relazione all'energia elettrica oggetto del contratto, di stabilizzare il prezzo nel tempo, assicurando al produttore flussi di ricavi stabili nel medio-lungo periodo (necessari a garantire la bancabilità del progetto) e al consumatore una protezione contro la volatilità dei prezzi dei mercati *spot*.

L'accesso a questo tipo di strumento risulta, tuttavia, particolarmente oneroso per gli operatori a causa dei molteplici rischi connessi alla stipula di contratti caratterizzati da orizzonti temporali molto lunghi. Tale onerosità rende i PPA strumenti non adatti alle esigenze, in particolare, dei piccoli consumatori.

I principali interventi che possono essere adottati per risolvere le sopracitate criticità e per promuovere la contrattualizzazione a termine della produzione rinnovabile attraverso PPA sono rappresentati da:

- la standardizzazione dei parametri contrattuali;
- la gestione del rischio di controparte attraverso l'istituzione di un mercato a termine con controparte centrale;
- la possibilità di prevedere schemi di garanzia pubblica a supporto degli operatori.

A tale ultimo riguardo, il capitolo REpower nell'ambito del PNRR, come aggiornato a seguito della decisione del Consiglio dell'UE nel mese adottata di dicembre 2023, ha previsto una specifica riforma per la mitigazione del rischio di controparte con l'obiettivo di promuovere l'accesso a tale tipologia di contratti, attraverso l'introduzione di un sistema centralizzato di garanzia con l'individuazione di un soggetto con funzioni di operatore di ultima istanza.

I CfD, intesi quale strumento di contrattualizzazione col sistema di capacità di generazione rinnovabile, rappresentano uno strumento di cruciale importanza per garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione a un costo contenuto e in coerenza con gli sviluppi di rete e con gli investimenti necessari in sistemi di accumulo.

Lo strumento del CfD può assicurare rilevanti benefici in termini di stabilizzazione del prezzo nel tempo, assicurando al produttore da fonte rinnovabile una certezza dei flussi di ricavi nel medio-lungo periodo e al consumatore una protezione contro la volatilità dei prezzi dei mercati *spot*. A ciò va aggiunto che la sottoscrizione di contratti a termine come i CfD consente al sistema di beneficiare sia dei minori costi associati alla riduzione dei rischi cui restano esposti i produttori, sia della maggiore competizione che caratterizza l'approvvigionamento a termine.

Per migliorare l'efficacia e l'efficienza di questo strumento si stanno valutando alcune evoluzioni nel disegno dei CfD, con particolare riferimento al meccanismo di definizione dei fabbisogni da approvvigionare nelle aste e alla struttura contrattuale.

La definizione dei fabbisogni dovrà, in particolare, tenere conto, in una logica di ottimizzazione integrata, della necessità di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per consumatore e senza pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico. A riguardo, si deve considerare che la minimizzazione dei costi per il sistema richiede di considerare, per prima cosa, il differente valore di mercato associato ai profili di produzione attesi delle diverse tecnologie rinnovabili; valore di mercato che, a sua volta, è strettamente connesso agli sviluppi di rete e della capacità di accumulo.

La struttura del contratto, in termini di diritti e obblighi per gli assegnatari, dovrà evolvere con il duplice obiettivo di allocare in modo efficiente i rischi e le responsabilità tra sistema e investitori privati e di integrare maggiormente la capacità rinnovabile nelle dinamiche dei mercati *spot*. Si valuterà, in particolare:

- l'introduzione di meccanismi di adeguamento automatico delle tariffe per far fronte all'incremento dei costi e dei rischi legati all'inflazione;
- la possibilità di riconoscere la tariffa spettante sulla base di profili differenti rispetto all'immissione effettiva dell'impianto in modo da promuovere soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema. In una prima fase, ad esempio, la tariffa spettante potrebbe essere riconosciuta sulla base delle immissioni potenziali dell'impianto in luogo dell'immissione netta effettiva nelle ore in cui si verificano tagli alla produzione rinnovabile dovuti a vincoli locali e/o a situazioni di *overgeneration*. In futuro, non appena il sistema elettrico potrà disporre di una quantità minima di risorse di stoccaggio *utility scale* e dei relativi prodotti di *time shifting* previsti dal Dlgs 210/2021, la tariffa spettante potrebbe essere riconosciuta sulla base di profili *standard* coerenti con le esigenze del sistema elettrico (e.g. *baseload* e/o *peakload*), prevedendo l'obbligo di immettere in rete, su base annua, energia rinnovabile pari a una quota del profilo contrattualizzato, questo tipo di struttura contrattuale lascerebbe agli investitori privati la responsabilità circa il *mix* ottimale di tecnologie rinnovabili da realizzare.

#### ◆ **MECCANISMO DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DELLE RISORSE DI ACCUMULO UTILITY SCALE**

Con riferimento agli strumenti di contrattualizzazione a termine funzionali alla sicurezza del sistema elettrico e all'integrazione efficiente delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico, entro il 2024 sarà approvata la disciplina di dettaglio della misura prevista dall'art.18 del D.Lgs 210/2021, con l'obiettivo di svolgere in tempi brevi le prime procedure di approvvigionamento di capacità e di introdurre sul mercato i connessi prodotti di *time shift*. In particolare:

- il nuovo segmento di approvvigionamento a termine della capacità di accumulo *utility scale* promuoverà lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, sulla base di un programma di sviluppo predisposto da Terna secondo una progressione temporale funzionale ad un'efficace integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, in modo da ridurre l'*overgeneration* in coerenza con gli sviluppi di rete e in funzione dei fabbisogni di regolazione del gestore di rete. Un'adeguata capacità di accumulo (sia di tipo diffuso sia concentrato) assume infatti rilevanza nella prospettiva della crescita significativa delle fonti rinnovabili non programmabili e della conseguente maggiore esigenza di flessibilità richiesta dal sistema, dovuta anche alla progressiva dismissione della capacità termoelettrica. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico ed elettrochimico costituiscono oggi l'opzione più matura;
- il nuovo segmento di mercato relativo ai prodotti di *time shift* promuoverà l'utilizzo efficiente della capacità di accumulo contrattualizzata, oltre a una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati. Terna a valle dell'approvvigionamento della capacità di accumulo emetterà i citati prodotti di *time shifting*, costruiti sfruttando il *pool* delle risorse fisiche precedentemente contrattualizzate. Detti prodotti, caratterizzati da differenti orizzonti temporali (e.g. pluriennali, annuali, giornalieri), saranno resi disponibili, mediante aste competitive, a operatori di mercato terzi su una piattaforma gestita dal GME. Gli operatori di mercato in possesso dei prodotti di *time shifting* potranno disporre di unità di accumulo virtuali da utilizzare sui mercati dell'energia per spostare energia da ore caratterizzate da prezzi contenuti a ore in cui il prezzo più elevato. La disponibilità di questi prodotti consentirà agli operatori che intendono investire in capacità rinnovabile non programmabile di gestire in modo più efficiente il rischio profilo tipico dei contratti di cessione a lungo termine con profili predefiniti (es. PPA o CfD con profilo contrattuale *standard* diverso dalle immissioni effettive), garantendo, quindi, una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nelle dinamiche dei mercati *spot*.

#### ◆ MERCATO DELLA CAPACITÀ

L'Italia si è da tempo dotata di un meccanismo di remunerazione della capacità, secondo quanto previsto dal D.lgs 379/2003, tra i più sofisticati a livello europeo (c.d. mercato della capacità). Il mercato della capacità continuerà a rivestire un ruolo strutturale nell'ambito del disegno del mercato elettrico italiano per assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico, anche nella fase di transizione verso la completa decarbonizzazione.

Il mercato della capacità è aperto a tutte le tecnologie in grado di fornire adeguatezza e il prodotto negoziato (c.d. *reliability options*) ha il pregio di incentivare la massima disponibilità della capacità contrattualizzata, mitigando i fenomeni di potere di mercato che tipicamente affliggono i mercati elettrici in situazioni di scarsità.

Al fine di assicurare il coordinamento efficiente tra i vari meccanismi di contrattualizzazione a termine, il fabbisogno di capacità da approvvigionare nell'ambito del mercato della capacità dovrà scontare il contributo all'adeguatezza fornito da:

- la capacità di accumulo disponibile, inclusa quella approvvigionata mediante il meccanismo di cui al Dlgs 210/2021;
- la capacità di generazione da fonte rinnovabile disponibile, inclusa quella oggetto di contrattazione a termine tramite PPA e CfD.

Le aste del mercato della capacità si svolgono sulla base di valutazioni di adeguatezza pluriennale svolte da Terna, in conformità alle condizioni e alle metodologie previste dal regolamento UE 943/2019. In considerazione delle analisi svolte per gli anni a venire da cui risulta il permanere di rischi per l'adeguatezza del sistema elettrico, sono in fase di programmazione le aste per i periodi

di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028 secondo quanto previsto dal decreto ministeriale 9 maggio 2024. Tenuto conto della maggiore frequenza delle condizioni di siccità, il mercato della capacità sarà altresì volto a promuovere investimenti affinché la disponibilità sia assicurata nei periodi di maggior stress.

#### ❖ **IL RAFFORZAMENTO DEL PROCESSO DI INTEGRAZIONE DEI MERCATI**

Negli ultimi anni si è intensificata la spinta dell'UE all'armonizzazione delle discipline nazionali di funzionamento dei mercati elettrici per un mercato elettrico integrato. I codici di rete europei adottati tra il 2015 e il 2017 e, in particolare, quelli in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni (regolamento UE 1222/2015) e in materia di bilanciamento (Regolamento 2195/2017) delineano un preciso modello di mercato, sia per le negoziazioni di energia elettrica che per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. Nello specifico:

- relativamente al mercato del giorno prima (MGP), l'Italia è già integrata con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia attraverso il *market coupling* che in prospettiva sarà avviato anche sulla frontiera con la Svizzera (in subordine al completamento dei negoziati tra Svizzera e UE in tema di mercati energetici);
- per il mercato intraday (MI), da settembre 2021 è stato avviato il progetto europeo Cross Border IntraDay (XBID), promosso dai gestori di rete e i gestori di mercato di diversi Stati membri, tra cui Terna e GME. La negoziazione in continua in prossimità del tempo reale consentirà di promuovere una maggiore integrazione delle rinnovabili e della domanda attiva nel mercato, permettendo, comunque, il rispetto dei criteri di efficienza finalizzati a garantire la sicurezza del sistema;
- con riferimento all'integrazione dei mercati di bilanciamento, il regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica si pone l'obiettivo di sviluppare piattaforme comuni per lo scambio di servizi e risorse di flessibilità tra gestori di rete dei Paesi UE; verranno in tal modo favorite la compensazione transfrontaliera degli sbilanciamenti, l'acquisto di capacità e energia in un'altra zona di mercato e, più in generale, saranno adottate metodologie comuni per il calcolo coordinato dei fabbisogni nazionali di riserva. Il processo di armonizzazione delle regole di bilanciamento appare più delicato, poiché incide sull'operatività dei gestori di rete su scadenze prossime al tempo reale, e quindi sulla sicurezza del sistema nel breve periodo. In tale ambito, da gennaio 2020 Terna partecipa alla piattaforma IGCC per la compensazione al livello europeo degli sbilanciamenti di segno opposto delle aree dei diversi TSO, e da gennaio 2021 partecipa alla piattaforma Terre per lo scambio a livello europeo di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione. Inoltre, a partire da luglio 2023 Terna fa parte della piattaforma europea Picasso per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva secondaria. Al momento la partecipazione operativa è sospesa in vista di un aggiornamento dell'algoritmo. Nei prossimi mesi è prevista inoltre l'adesione alla piattaforma Mari per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria rotante.

#### ❖ **LA PROMOZIONE DEL RUOLO ATTIVO DELLA DOMANDA**

Il ruolo del consumatore sta cambiando da soggetto passivo a soggetto attivo, ossia in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e, a certe condizioni, di autoprodurre e offrire servizi di rete.

Il ruolo attivo del consumatore può esplicarsi principalmente su tre livelli:

- scelta del fornitore e corretta valutazione delle offerte commerciali e dei servizi connessi;
- autoproduzione e utilizzo di sistemi di accumulo e di gestione efficiente dei consumi;

- modifica del carico in seguito a segnali di prezzo (demand response).

Sul primo punto, nei primi mesi del 2024 si è completato il processo già da tempo avviato di superamento del regime regolato dei prezzi retail nei mercati energetici, estendendolo alla clientela domestica, secondo le previsioni di cui alla legge c.d. “concorrenza”, l. n. 124 del 2017 e in accordo al programma di riforma PNRR di liberalizzazione del settore approvato dalla Commissione Europea (M2-C1-7).

In parallelo sono state rafforzate, con particolare riguardo alla clientela domestica, le iniziative, anche di comunicazione, intraprese per garantire una maggiore consapevolezza dei consumatori finali.

Sul tema è opportuno menzionare le nuove disposizioni in materia di requisiti minimi di qualificazione degli operatori del mercato retail, in termini di affidabilità e puntualità nelle obbligazioni contrattuali e di rispetto delle regole della concorrenza e della regolazione settoriale vigenti, che definiscono passaggi ineludibili per un corretto esercizio della sovranità del consumatore in un contesto di libero mercato.

Lo sviluppo dell'autoproduzione diffusa potrà esprimersi attraverso diverse configurazioni sia individuali sia collettive, in ambito industriale/commerciale o come espressione di iniziative di cittadini, anche finalizzate a scopi sociali e ambientali. La diffusione dell'autoconsumo – assicurato anche da politiche pubbliche di incentivazione tariffaria dell'energia condivisa nell'ambito delle diverse configurazioni di autoconsumo possibili, fra cui le Comunità Energetiche rinnovabili – sarà naturalmente favorita dall'evoluzione tecnologica, ad esempio le potenzialità dei nuovi *smart meters* in termini di funzioni disponibili per il consumatore, la diffusione delle tecnologie digitali insieme all'*internet of things* e alla maggiore accessibilità a sistemi di produzione e accumulo di taglia medio piccola, soprattutto a fonti rinnovabili e Cogenerativi ad Alto Rendimento con costi per l'utente via via inferiori. Si tratta di un fenomeno da sostenere, attraverso politiche pubbliche abilitanti ispirate a criteri di efficienza, che consentano agli attori del mercato di organizzarsi.

Anche lo sviluppo della *demand response* richiede modifiche delle regole di mercato in grado di far percepire al consumatore i benefici della flessibilità dei consumi. A tal riguardo, con l'entrata in vigore del nuovo quadro regolatorio sul dispacciamento a partire dal 2025, saranno implementate nuove regole anche per la partecipazione della gestione della domanda alla fornitura di servizi ancillari, attraverso una revisione dei requisiti tecnici di partecipazione, quali la riduzione della taglia minima dell'impegno di potenza e la promozione dell'aggregazione, della struttura dei servizi richiesti e delle procedure di approvvigionamento.

Per il mercato gas è necessario aumentare la diversificazione degli approvvigionamenti e sviluppare un contesto di mercato e infrastrutturale in grado di attrarre il GNL con l'obiettivo di una positiva competizione al ribasso sui prezzi nonché ai fini della stessa predetta diversificazione delle fonti di provenienza.

*ii. Se del caso, obiettivi nazionali connessi alla partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, alla gestione della domanda e allo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

A partire da gennaio 2025 entra in vigore la nuova regolazione sul dispacciamento elettrico adottata dall'ARERA con la delibera 345 del 23 luglio 2023 che promuoverà, coerentemente con il balancing code europeo (Regolamento della Commissione 2017/2195) le condizioni per una partecipazione più attiva delle energie rinnovabili, inclusa la generazione rinnovabile distribuita della gestione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo), anche attraverso



l'aggregazione, secondo principi di neutralità tecnologica e di minimizzazione dei costi. Tale obiettivo muove dalla consapevolezza della significativa crescita attesa di impianti connessi alle reti di distribuzione e dalla necessità di aprire maggiormente i mercati energetici a nuovi soggetti, anche coinvolgendo i gestori delle reti di distribuzione nell'ambito della definizione di servizi ancillari locali e alle relative procedure di approvvigionamento.

A tale ultimo riguardo si evidenziano i progetti pilota avviati dall'ARERA, in attuazione di quanto previsto dal D.lgs 210/21, con la delibera 350/2021, per la sperimentazione di soluzioni regolatorie per l'approvvigionamento di servizi da parte dei distributori e per la relativa remunerazione.

L'ARERA ha altresì avviato iniziative regolatorie, anche con riferimento alla regolazione tariffaria, per sviluppare ulteriormente la diffusione delle tecnologie di integrazione tra veicoli elettrici e rete elettrica, in linea con quanto previsto dal DM 20 novembre 2020, nonché per favorire l'integrazione e l'interoperabilità delle infrastrutture di ricarica che possono partecipare, anche con l'evoluzione degli smart meters di seconda generazione, alla fornitura di servizi di flessibilità e in particolare ai progetti pilota per i servizi locali a servizio delle reti di distribuzione.

Il percorso di riforma della regolazione, pertanto, oltre a promuovere una maggiore integrazione con gli altri mercati europei, sarà funzionale al raggiungimento di obiettivi di:

- sostenibilità, in quanto la crescente apertura del MSD permette una più efficace integrazione nel mercato e nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili, anche ai fini di quanto previsto dalla direttiva 2001/2018 e in particolare dall'art. 20 bis ai fini dell'integrazione di piccoli sistemi e dei veicoli elettrici;
- competitività, in quanto la maggiore disponibilità di risorse e tecnologie in grado di fornire il servizio richiesto rafforza le condizioni di concorrenzialità tra gli operatori, con effetti potenziali positivi sulle dinamiche dei costi dei servizi e sul rischio di abusi di posizione dominante.

Inoltre, sempre in tema di maggior partecipazione della domanda, tra gli obiettivi rientra il completamento del processo di messa a disposizione dei dati di prelievo e consumo di energia elettrica al cliente finale e a terze parti designate dal cliente stesso, che fa leva sulla diffusione, ormai ad uno stadio avanzato, dei contatori intelligenti. Con la delibera ARERA 158 del 24 aprile 2024, in attuazione di quanto previsto dalla legge sulla concorrenza 30 dicembre 2023 che ha integrato il quadro normativo in materia previsto dal decreto legislativo 102/2014, in coerenza con la direttiva UE 944/2019 sul mercato integrato dell'energia elettrica e con il regolamento di esecuzione 1162/2023 sui requisiti per l'interoperabilità dei dati, è stato avviato l'aggiornamento del quadro regolatorio, che si completerà nel corso del 2024, per l'accesso ai dati delle terze parti autorizzate, nel rispetto dei diritti dei consumatori e delle norme sulla privacy.

*iii. Se del caso, obiettivi nazionali per garantire che i consumatori partecipino al sistema energetico e beneficiano dell'autogenerazione e delle nuove tecnologie, compresi i contatori intelligenti*

Si vedano i paragrafi 3.1.2 i e 3.4.3 ii per una descrizione di dettaglio degli intendimenti in tema di promozione dell'autoconsumo e di sviluppo e sostegno alle comunità di energia rinnovabili, da perseguirsi principalmente mediante strumenti di natura regolatoria nonché di informazione e assistenza ai consumatori.



*iv. Obiettivi nazionali di adeguatezza del sistema elettrico nonché di flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia da fonti rinnovabili, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

L'adeguatezza del sistema elettrico è un obiettivo centrale della politica energetica ed è il motivo per cui l'Italia, che da anni stava vivendo una situazione di progressiva riduzione della capacità convenzionale, ha introdotto nel 2019 uno strumento finalizzato a garantire l'adeguatezza al sistema elettrico tramite la stipula di contratti a lungo termine (*capacity market*) ed aperto alla capacità di generazione (fermo restando i vincoli in materia di emissioni), oltre che ai sistemi di accumulo e alla *demand response*.

L'adeguatezza è oggetto di periodiche analisi e *review* da parte di Terna, sia nel medio-lungo termine che nel breve termine, con particolare attenzione ai momenti di maggiore domanda stagionale e a particolari criticità esogene. Alla luce di quanto evidenziato nell'ultimo Rapporto Adeguatezza Italia (RAI), pubblicato a dicembre del 2023, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha recentemente approvato la nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, per gli anni di consegna dal 2024 al 2028 (ulteriori dettagli nella Sezione 3.3).

Con riferimento alla flessibilità del sistema elettrico, nella prospettiva della crescita significativa attesa delle fonti rinnovabili non programmabili e della conseguente maggiore esigenza di spostamento nel tempo dell'energia prodotta, si rende necessario sviluppare nuova capacità di accumulo, sia centralizzata sia distribuita, in modo da consentire una gestione più efficiente di fenomeni di *overgeneration*.

L'obiettivo di flessibilità è distinto da quello di adeguatezza ed entrambi, in quanto necessari, richiedono strumenti dedicati nell'ambito di un disegno di mercato organico che contemperisca gli obiettivi di sostenibilità, competitività, adeguatezza e flessibilità ed al contempo garantisca la sicurezza del sistema elettrico. Il Meccanismo di Approvvigionamento di Nuova Capacità di Stoccaggio (MACSE), descritto nella sezione 3.3, sarà necessario per garantire lo sviluppo di capacità di accumulo necessaria al sistema elettrico.

Saranno inoltre valutate, in funzione del fabbisogno di flessibilità e alla luce degli aspetti *cross-sector* in ambito energetico, altre possibili soluzioni di stoccaggio che prevedano l'utilizzo dei vettori alternativi quali l'idrogeno, in coordinamento con l'obiettivo di promuovere un contesto di mercato e infrastrutturale idoneo allo sviluppo di tale risorsa.

*v. Se del caso, obiettivi nazionali per tutelare i consumatori di energia e migliorare la competitività del settore dell'energia al dettaglio*

In generale, per il settore elettrico, il *gap* di prezzo rispetto alla media europea, seppure in progressiva riduzione, allo stato permane. La causa di tale *gap* va ricercata sostanzialmente in un maggiore prezzo dell'energia all'ingrosso che a sua volta dipende da una serie di fattori, fra i quali un prezzo del gas (fonte principale e marginale per l'Italia) ancora superiore alla media europea, e che il mix energetico è ancora fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto, ad esempio, a centrali nucleari, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei.

Viene quindi confermato l'obiettivo della crescita delle fonti rinnovabili anche ai fini del contenimento dei prezzi, in modo da tutelare il potere d'acquisto dei consumatori e la competitività delle PMI e dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.

La promozione del ruolo attivo dei consumatori è strettamente connessa al miglioramento della trasparenza e della competitività del mercato al dettaglio. A tal riguardo, è fondamentale che tale risultato si realizzi in coordinamento con il ricordato completamento del processo di liberalizzazione del mercato al dettaglio fino al definitivo superamento del regime di regolazione del prezzo (cd. Maggior Tutela) operativo dal prossimo 1° luglio 2024, che oggi interessa più del 30% consumatori domestici, e con le ricordate misure volte a rafforzare la consapevolezza dei consumatori nelle loro scelte di mercato nonché l'affidabilità dei venditori.

#### 2.4.4 Povertà energetica

*Se del caso, obiettivi nazionali relativi alla povertà energetica, tra cui un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

Da diversi anni il fenomeno della povertà energetica (PE) ha acquisito un ruolo di primo piano nel contesto europeo, sia in termini di analisi/valutazione che di individuazione di politiche di contrasto; la crisi economica legata alla pandemia e alle tensioni internazionali ha ulteriormente sollecitato attenzione e risposte da parte dell'UE e di conseguenza di molti Paesi.

In Italia, il PNIEC adottato nel 2019 già individuava il contrasto alla PE come scelta importante di politica energetica, nella consapevolezza che il percorso di transizione verso un sistema energetico sostenibile richiede di prestare attenzione particolare ai clienti finali più vulnerabili<sup>59</sup>.

Nel corso degli ultimi anni la spesa energetica sostenuta dalle famiglie è aumentata<sup>60</sup>, e anche in termini prospettici, l'attesa evoluzione delle variabili economiche che incidono sulla PE costituisce un ulteriore elemento di attenzione, basti pensare, ad esempio, agli incrementi tendenziali del prezzo dei combustibili fossili negli scenari europei.

Per assicurare un coordinamento istituzionale delle attività di analisi e di contrasto alla PE, e facendo seguito a quanto previsto dal PNIEC 2019, con il Decreto n. 131 del 29 marzo 2022 è stato istituito in Italia l'*Osservatorio nazionale della povertà energetica (ONPE)*, soggetto interistituzionale promosso e guidato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, che ha tra i suoi compiti il monitoraggio del fenomeno della PE e l'elaborazione di una strategia di contrasto. Nel paragrafo 3.4.4. si fornisce una descrizione più dettagliata del ruolo dell'ONPE e della sua composizione.

Nel momento in cui viene predisposto il presente Piano non è ancora stata introdotta, in Italia, una definizione normativa di PE; si prevede di formalizzare tale definizione nel decreto nazionale di recepimento della nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica (UE) 2023/1791 del 13 settembre 2023. La definizione di PE terrà certamente conto delle indicazioni del quadro normativo e programmatico europeo; ci si riferisce in particolare a:

- la nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica che, oltre ad introdurre obiettivi prioritari riguardanti i consumatori in condizioni di PE, definisce la PE (art. 2, punto 52) come "impossibilità per una famiglia di accedere a servizi energetici essenziali che forniscono livelli basilari e standard dignitosi di vita e salute, compresa un'erogazione adeguata di riscaldamento, acqua calda, raffrescamento, illuminazione ed energia per alimentare gli apparecchi, nel rispettivo contesto nazionale, della politica sociale esistente a livello nazionale e delle altre politiche nazionali pertinenti, a causa di una combinazione di fattori, tra cui almeno l'inaccessibilità economica, un reddito disponibile insufficiente, spese elevate per l'energia e la scarsa efficienza energetica delle abitazioni";
- la Raccomandazione (UE) 2023/2407 del 20 ottobre 2023, che integra la precedente Raccomandazione UE 2020/1563 della Commissione del 14 ottobre 2020 (facendo peraltro

<sup>59</sup> Con il successivo D.Lgs. 8 novembre 2021 n. 210 (art. 11 comma 1) di recepimento della direttiva "mercato elettrico" (UE 2019/944), l'Italia ha introdotto la seguente definizione di "clienti vulnerabili":

- soggetti in condizioni economicamente svantaggiate o che versano (o presso cui sono presenti persone) in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche salvavita alimentate dall'energia elettrica;
- soggetti con disabilità;
- soggetti le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse;
- soggetti le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- soggetti di età superiore ai 75 anni.

<sup>60</sup> Per una analisi in serie storica degli andamenti della spesa energetica delle famiglie in Italia si veda anche il paragrafo 4.6.iii

- riferimento alla definizione di PE introdotta dalla nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica), e il relativo documento di lavoro SWD(2023) 647 final, che richiama 11 indicatori di monitoraggio, in continuità con la Raccomandazione UE 2020/1563;
- il Regolamento (UE) 2023/955 del 10 maggio 2023, che istituisce il Fondo sociale per il clima per finanziare misure per affrontare la povertà energetica e la povertà dei trasporti, anche alla luce degli effetti sui costi energetici dei consumatori domestici e delle piccole imprese, derivanti dall'estensione ai settori dell'edilizia e dei trasporti del sistema di scambio dei permessi di emissione, di cui alla Direttiva (UE) 2023/959 (ETS II).

Si condivide pienamente la visione della Povertà Energetica come fenomeno complesso e multidimensionale e il riferimento, esplicito nella definizione di PE introdotta dalla nuova EED, alla considerazione congiunta di almeno tre principali fattori, quali: un reddito disponibile insufficiente, spese elevate per l'energia rispetto al bilancio familiare, scarsa efficienza energetica delle abitazioni e degli impianti. A questi possono accompagnarsi fattori secondari più specifici, quali, a titolo di esempio, le caratteristiche del nucleo familiare, situazioni di salute e vulnerabilità, condizioni geografiche e climatiche, specifiche esigenze energetiche, etc.

Per quanto riguarda la misurazione della PE, fino alla introduzione nell'ordinamento nazionale di una definizione ufficiale di Povertà Energetica in sede di recepimento della nuova EED, non si ritiene opportuno, nel momento in cui si redige la presente versione di questo Piano, adottare formalmente indicatori compositi o innovativi rispetto a quanto già suggerito nelle raccomandazioni della Commissione europea. Tale scelta avviene in considerazione della necessità di disporre, appunto, di una definizione ufficiale di PE a livello nazionale, in modo da poter individuare indicatori ad essa pienamente coerenti e dunque in grado di cogliere auspicabilmente tutte le caratteristiche di multidimensionalità, tra cui le tre sopra citate.

Nel processo di individuazione degli indicatori più opportuni, ed eventualmente complessi, si terrà conto, ovviamente, dei risultati delle attività del succitato Osservatorio nazionale della povertà energetica (ONPE). Peraltro, in piena coerenza con le attività e le finalità dell'ONPE, nel 2023 l'Italia ha avviato un progetto statistico-metodologico, finanziato da Eurostat, denominato Energy Poverty Indicators Calculation (*EPIC project*), che si pone l'obiettivo di migliorare e ampliare gli indicatori attuali, anche attraverso nuove fonti di dati e nuove metodologie, suggerendo pratiche affidabili e replicabili a livello europeo per la rilevazione della PE, contribuendo al processo di armonizzazione del monitoraggio del fenomeno. Naturalmente, nel processo di individuazione dei più opportuni indicatori, si potrà tenere conto sia del confronto sul tema con le istituzioni europee e altri Paesi (fecondo anche grazie ad alcune iniziative europee quali a titolo di esempio i lavori dell'Energy Poverty and Vulnerable consumers Coordination group e altre iniziative), sia del confronto con ricercatori ed esperti a livello nazionale e internazionale<sup>61</sup>.

Nel frattempo, in via preliminare, fino alla introduzione normativa nell'ordinamento nazionale di una definizione di Povertà Energetica e degli indicatori correlati, ai fini della individuazione anche in questa versione del presente Piano, fino al suo aggiornamento, di obiettivi quantitativi di contrasto del fenomeno della povertà energetica, si ritiene di poter svolgere una analisi a partire dagli indicatori richiamati dalle Raccomandazioni europee. A tal riguardo, nel documento SWD(2023) 647 final correlato alla Raccomandazione (UE) 2023/2407, come accennato, la CE suggerisce un set di 11 indicatori per il monitoraggio della PE, cui ciascuno Stato Membro può fare riferimento utilizzando quello che meglio si adatta alla situazione del proprio Paese. Questi indicatori sono ottenuti elaborando i dati raccolti da indagini che gli Stati Membri sono tenuti ad effettuare periodicamente nell'ambito degli adempimenti per Eurostat<sup>62</sup>, e sono pertanto

<sup>61</sup> Quali, ad esempio, in Italia, i ricercatori dell'OIPE

<sup>62</sup> Ci si riferisce in particolare:

replicabili e confrontabili tra i vari Paesi. Gli 11 indicatori descrivono singole caratteristiche o specifiche condizioni del nucleo familiare o dell'abitazione, tra loro differenti e non necessariamente tra loro correlate: ne deriva che, se supponessimo che ogni indicatore possa fornire una indicazione del numero di famiglie in situazione di povertà energetica, otterremo risultati contrastanti, giacché, al variare dell'indicatore, variano in realtà significativamente sia il numero assoluto delle famiglie che risulterebbero in condizioni di PE, sia la relativa incidenza sulle famiglie residenti totali. La tabella che segue riporta, ad esempio, i valori assunti in Italia, nell'ultimo triennio, da 6 indicatori calcolabili dall'elaborazione di dati EU-SILC o HBS. A seconda dell'indicatore considerato, l'ipotetico numero assoluto di famiglie in condizione di PE nel 2022 varierebbe da circa 1,1 milioni, se si considerasse l'indicatore relativo ai ritardi nel pagamento delle bollette (4,3% delle famiglie residenti totali), a circa 4,7 milioni se si considerasse l'indicatore relativo all'incidenza della spesa energetica sul reddito familiare complessivo (18% del totale).

Tabella: Alcuni indicatori per il monitoraggio della povertà energetica richiamati dal SWD 647 correlato alla Raccomandazione (UE) 2023/2407 [fonte: elaborazione GSE su dati ISTAT]

Rif. SWD 647	Indicatori	Indagine	Percentuale di famiglie che risulterebbero in povertà energetica secondo l'indicatore rispetto alle famiglie residenti totali			Ipotetico numero assoluto di famiglie che risulterebbero in condizioni di povertà energetica secondo l'indicatore		
			2020	2021	2022	2020	2021	2022
1.	Inability to keep home adequately warm	EU-SILC	8,8%	8,6%	9,9%	2.273.190	2.198.881	2.587.981
2.	Arrears on utility bills	EU-SILC	5,3%	5,6%	4,3%	1.368.152	1.427.353	1.126.214
3.	High share of energy expenditure in income	EU-SILC	n.d	17,5%	17,9%	n.d	4.480.978	4.681.942
4.	Low absolute energy expenditure	EU-SILC	n.d	11,2%	11,5%	n.d	2.881.310	3.011.435
5.	Share of individuals living in households which spend more than 10% of their budget on residential energy electricity, natural gas, liquid fuels for heating like heating oil, solid fuels for heating like coal or wood, and district heating	HBS	14,6%	13,6%	n.d	3.809.178	3.545.895	n.d
10.	Share of population with leak, damp or rot in their dwelling – total population	EU-SILC	19,6%	17,8%	17,1%	5046127	4579778	4459033
A.	At-risk-of-poverty rate	EU-SILC	20,0%	20,1%	20,1%	5040130	n.d	5235723

- all'indagine EU SILC - Statistics on income and living conditions, che fornisce sia dati trasversali su un dato periodo con variabili su reddito, povertà, esclusione sociale e altre condizioni di vita, sia dati longitudinali sui cambiamenti a livello individuale nel tempo, osservati periodicamente su un periodo di 4 anni
- All'indagine HBS - Household Budget Survey, che fornisce sia dati riguardanti il nucleo familiare nel suo insieme, sia variabili riguardanti i componenti del nucleo familiare.

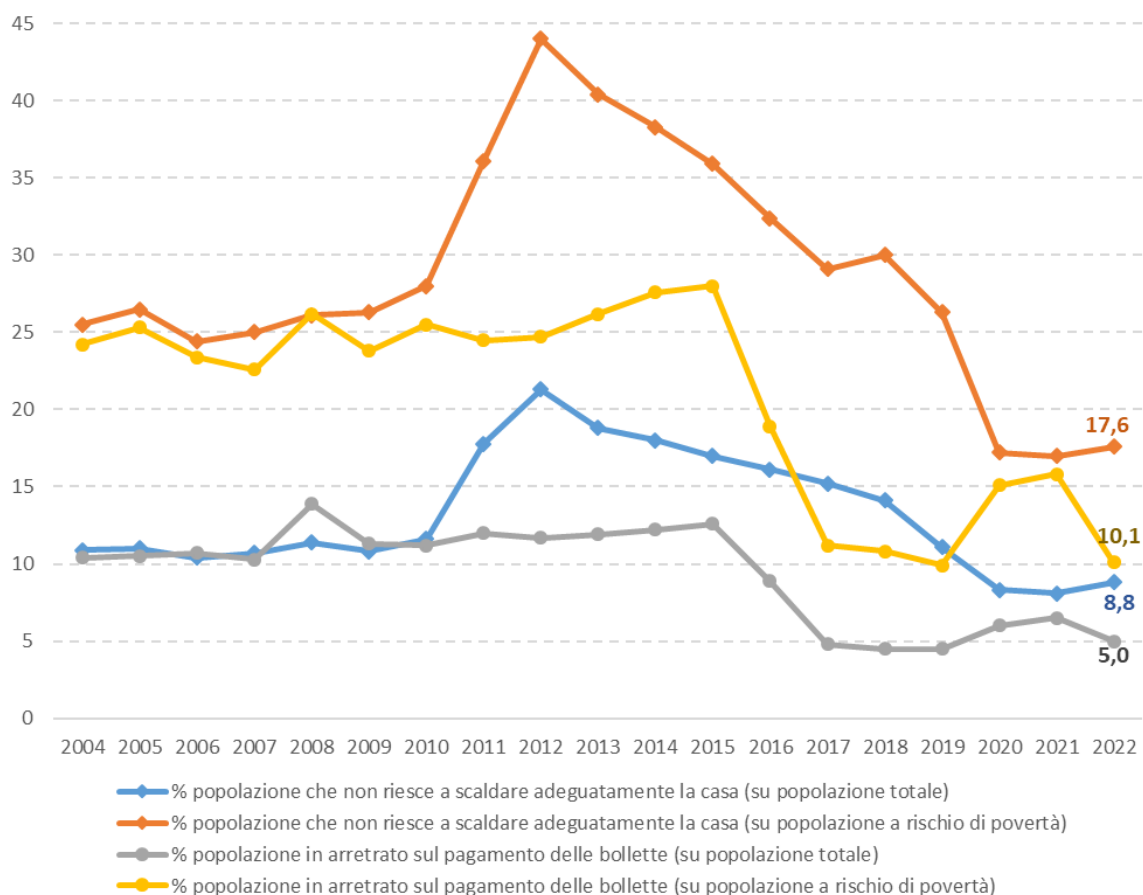
Nella tabella è stato riportato anche l'indicatore "Tasso di rischio di povertà", corrispondente alla percentuale di persone a rischio di povertà con reddito disponibile equivalente (al netto dei trasferimenti sociali) inferiore alla soglia di rischio di povertà, fissata al 60 % del reddito disponibile equivalente mediano nazionale al netto dei trasferimenti sociali. Tale ulteriore indicatore è citato dalla Raccomandazione (UE) 2024/1590 della Commissione del 28 maggio 2024<sup>63</sup>, al punto 4.4.1.2, unitamente agli indicatori 1, 2 e 5; in tale ultima raccomandazione, la media dei suddetti quattro indicatori (o loro lievi varianti) è individuata come possibile opzione, alternativa alla quota di famiglie in condizioni di PE considerata nei Piani Nazionali europei per l'Energia e il Clima, ai fini della determinazione della "quota dei risparmi energetici nell'uso finale tra gruppi di destinatari di specifiche misure" (persone in condizioni di povertà energetica, clienti vulnerabili, appartenenti a famiglie a basso reddito e che vivono in alloggi sociali). Sebbene tale combinazione di indicatori sia richiamata solo per gli scopi specifici della suddetta raccomandazione, si ritiene che una sua eventuale estensione a indicatori di monitoraggio della povertà energetica produrrebbe un indicatore debole per descrivere la condizione di PE.

Per tutte le analisi e ragioni evidenziate, appare chiaro che, in assenza di una definizione normativa di povertà energetica nell'ordinamento nazionale, e non ritenendo opportuno anticipare l'adozione di indicatori complessi rispetto a tale definizione, utilizzare provvisoriamente uno degli indicatori richiamati per esprimere un obiettivo di riduzione del numero delle famiglie in situazione di povertà energetica espone comunque a rischi di non completezza. Tuttavia, in via preliminare, fino all'adozione della definizione di povertà energetica e indicatori correlati, si esprime provvisoriamente un obiettivo di riduzione della PE facendo riferimento a uno degli indicatori richiamati dalle raccomandazioni europee. Nel grafico seguente si riporta l'andamento storico di quattro indicatori basati sulle risposte fornite nell'ambito dell'Indagine su reddito e condizioni di vita (EU-SILC) condotta annualmente dall'Istat:

- quota di popolazione a rischio di povertà (ovvero con reddito al di sotto del 60% del reddito disponibile equivalente mediano nazionale) che non è in grado di riscaldare adeguatamente la propria abitazione, elaborata sulla base delle risposte alla domanda «La sua famiglia può permettersi di riscaldare adeguatamente la casa?»;
- quota di popolazione totale che non è in grado di riscaldare adeguatamente la propria abitazione, elaborata sulla base delle risposte alla domanda di cui al punto precedente;
- quota di popolazione a rischio di povertà (al di sotto del 60 % del reddito disponibile equivalente mediano nazionale) in arretrato con il pagamento delle bollette;
- quota di popolazione in arretrato con il pagamento delle bollette.

<sup>63</sup> Raccomandazione (UE) 2024/1590 sul recepimento degli articoli 8, 9 e 10 recanti le disposizioni relative all'obbligo di risparmio energetico della direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica.

Figura 33 - Andamento di quattro indicatori proposti dalla Raccomandazione (UE) 2023/2407  
[Fonte: Eurostat]



Nelle more della individuazione di una definizione nazionale di povertà energetica e della selezione di opportuni indicatori di monitoraggio, nel presente Piano si ritiene di prendere a riferimento l'indicatore "Quota di popolazione totale che non è in grado di riscaldare adeguatamente la propria abitazione". Oltre alla pertinenza in sé con il fenomeno che si propone di misurare, si osserva che detto indicatore si basa sui dati che tutti gli Stati Membri UE sono tenuti a rilevare annualmente e a fornire a Eurostat (l'indagine di riferimento, in particolare, è la già citata EU-SILC). Esso è quindi costantemente oggetto delle azioni di controllo e validazione tipici delle statistiche ufficiali, disponibile e monitorabili sul sito Eurostat, e armonizzato e confrontabile tra tutti gli Stati Membri UE. Peraltro, tale indicatore è utilizzato anche per il monitoraggio dei Sustainable Development Goals, con particolare riferimento al Goal 7 "Affordable and clean energy".

Come indicato nella denominazione dell'indicatore ("quota di popolazione totale che non è in grado di riscaldare adeguatamente la propria abitazione"), i dati percentuali riportati nel grafico fanno riferimento agli individui componenti la popolazione che soddisfano il requisito. Elaborando opportunamente i microdati dell'Indagine EU-Silc, è possibile risalire anche al numero di famiglie italiane che rientrano nel perimetro tracciato dall'indicatore; in particolare nel 2022 risultano poco meno di 2,6 milioni di famiglie italiane non in grado di riscaldare adeguatamente la propria abitazione, pari al 9,9% del totale delle famiglie residenti (vedi tabella precedente). Con riferimento agli obiettivi del Piano in termini di contrasto alla PE, si ipotizza che, con il dispiegarsi delle misure individuate nel paragrafo 3.4.4., tra il 2022 e il 2030 si rilevi una contrazione del numero assoluto di famiglie in condizioni di povertà energetica pari almeno all'1% annuo. In questa ipotesi, il numero



di famiglie non in grado di riscaldare adeguatamente la propria abitazione dovrebbe attestarsi, nel 2030, a circa 2,4 milioni di unità.

Come argomentato, però, con l'adozione di una definizione nazionale di povertà energetica e degli opportuni indicatori multidimensionali di monitoraggio, tale obiettivo sarà aggiornato.

## 2.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

*i. Obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione pubbliche e, se disponibili, private, relativamente all'Unione dell'energia nonché, se del caso, un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

Nell'ambito del presente Piano si intende definire una strategia di medio e lungo termine (almeno fino al 2030 con prospettiva al 2050) che indichi, per i settori della ricerca, dell'innovazione e della competitività, obiettivi e priorità nonché le misure indispensabili per conseguirli.

L'identificazione di obiettivi nazionali di R&S&I sulle tecnologie energetiche risulta prioritario per accelerare l'introduzione sul mercato di quelle tecnologie necessarie a centrare i target definiti dal Green Deal e per rafforzare al tempo stesso la competitività dell'industria nazionale. In quest'ottica, gli obiettivi di R&S&I identificano, dunque, quei cluster di tecnologie energetiche che si ritiene possano consentire di:

- raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, sia all'orizzonte 2030 che al 2050, tanto per il loro potenziale di penetrazione, quanto per il loro ruolo nel rendere la transizione tecnicamente fattibile;
- mantenere e rafforzare la competitività dell'industria italiana.

Si intendono, inoltre, creare le condizioni affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai futuri programmi di ricerca, previsti dal SET Plan/Horizon Europe e da Mission Innovation, sia più ampia e meno frammentata e più concentrata su obiettivi comuni e condivisi.

### ❖ IL CONTESTO EUROPEO

La Commissione europea ha presentato nel dicembre 2019 la comunicazione sul Green Deal europeo (COM (2019) 640 final) la quale conferma e aggiorna l'impegno ad affrontare i problemi legati al tema dei cambiamenti climatici e all'ambiente nonché ad avviare una decisa transizione del sistema energetico, con l'obiettivo di arrivare alla neutralità climatica entro il 2050.

Con la nuova Strategia europea per l'idrogeno ("*A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*"), la Commissione ha definito nel luglio 2020 il percorso dell'Unione per promuovere l'uso dell'idrogeno, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione del Green Deal.

Nel luglio 2021, la Commissione ha pubblicato il pacchetto "*Fit for 55*", contenente proposte normative per dare attuazione agli obiettivi intermedi del Green Deal di raggiungere al 2030 una riduzione del 55% delle emissioni nette di GHG rispetto ai livelli del 1990 e di rendere il percorso di decarbonizzazione della UE in linea con la neutralità climatica al 2050.

Con la comunicazione "*REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*" COM(2022) 108 del 8 marzo 2022) la Commissione ha tracciato un percorso verso la progressiva riduzione delle importazioni di combustibili fossili che, puntando anche sull'efficienza energetica e la riduzione dei consumi, rafforzi e acceleri le misure del pacchetto Fit-for-55.

In tale contesto sarà cruciale l'apporto della ricerca allo sviluppo di tecnologie innovative, attualmente principali beneficiarie degli strumenti di sostegno in ambito europeo quali: lo Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) e il Programma Quadro europeo per la Ricerca e l'Innovazione 2021-2027 Horizon Europe.

### ❖ IL SET-PLAN

Il SET-Plan è stato istituito dalla Commissione europea in concomitanza con il “Pacchetto 20-20-20” come strumento di “spinta della tecnologia” nell’ambito delle politiche energetiche e climatiche e come *“pilastro strategico dell’UE per favorire lo sviluppo di tecnologie innovative nei settori energetici con la costituzione di joint partnership tra la ricerca, l’industria, la Commissione europea e gli Stati membri”*. A seguito dell’istituzione dell’Unione per l’energia, tale programma è stato articolato in dieci “azioni-chiave” che rappresentano le filiere tecnologiche prioritarie della ricerca energetica europea, che a loro volta hanno generato la costituzione di quattordici Implementation Working Group (IWG) con il compito di definire le linee prioritarie di ricerca per ciascun ambito tecnologico e le previsioni di fabbisogno finanziario. L’Italia presidia ciascuno dei IWG con esperti del settore provenienti da enti di ricerca e università, che hanno costituito gruppi di consultazione permanenti con imprese e organismi di ricerca nazionali, intrattenendo rapporti di collaborazione con altri Stati membri che spesso si sono tradotti in partecipazioni congiunte a progetti Horizon (CETP, DUT, CHP in particolare).

L’Italia continua a ritenere il SET Plan lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide poste dalla decarbonizzazione e ne condivide le linee guida proposte dalla Commissione per il suo “revamping” in corso di discussione nell’ambito dello Steering Group, alla luce dei nuovi obiettivi comunitari su energia e clima. L’Italia proseguirà il progressivo allineamento degli obiettivi e delle priorità degli investimenti pubblici in ricerca e innovazione nel settore energetico a quelli del SET Plan. L’Italia ha, inoltre, assicurato fin dall’inizio la sua adesione al nuovo IWG sull’idrogeno in via di costituzione.

### ❖ IL PROGRAMMA HORIZON EUROPE

Horizon Europe è il programma del sistema di finanziamento integrato destinato alle attività di ricerca della Commissione europea per il periodo 2021-2027. L’obiettivo generale di Horizon Europe è generare un impatto scientifico, tecnologico, economico e sociale attraverso investimenti dell’UE in ricerca e innovazione, in modo da:

- rafforzare le basi scientifiche e tecnologiche così da promuovere la competitività negli Stati membri;
- attuare le priorità strategiche dell’Unione e concorrere alla realizzazione delle politiche europee, enunciate dagli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) dell’Agenda 2030 delle Nazioni Unite e dall’Accordo di Parigi sul clima;
- rafforzare lo spazio europeo della ricerca;
- Le attività di ricerca e innovazione finanziate da Horizon Europe devono concentrarsi esclusivamente su applicazioni civili.

### ❖ INNOVATION FUND

Il Fondo per l’Innovazione (Innovation fund) è uno dei principali programmi di finanziamento a livello mondiale per la dimostrazione commerciale di tecnologie innovative a basse emissioni di carbonio. Il Fondo ha una disponibilità finanziaria collegata al meccanismo di vendita all’asta di circa 530 milioni di quote dell’EU ETS per il periodo 2020-2030, il cui valore dipende dal prezzo medio di mercato della tonnellata di CO<sub>2</sub>. Il Fondo mira a sostenere soluzioni tecnologiche pulite altamente innovative, che possano essere attuate rapidamente in modo da contribuire quanto prima alla transizione dell’Unione verso la neutralità climatica. I settori che possono partecipare ai bandi del Fondo sono:

- settori industriali ad alta intensità energetica, compresi il settore della cattura e dell’utilizzo del carbonio (CCU) e il settore dei prodotti sostitutivi di quelli ad alta intensità di carbonio;

- progetti per la cattura e lo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> (CCS);
- tecnologie innovative per la produzione di energia rinnovabile;
- tecnologie di stoccaggio dell'energia.

La recente revisione della direttiva EU ETS ha previsto l'ampliamento dell'ambito di applicazione dei finanziamenti del Fondo per l'Innovazione, sia in termini di settori (che ora includono anche il trasporto marittimo, il trasporto aereo, l'edilizia e il trasporto su strada), sia in termini di livello di innovazione, che è stato esteso per includere tecnologie caratterizzate da una più elevata maturità.

#### ❖ **RICERCA PUBBLICA ITALIANA NEL SETTORE ENERGETICO**

La ricerca pubblica italiana nel settore “energetico” trova attuazione attraverso i seguenti principali programmi:

- “*Ricerca di Sistema Elettrico*” (RdS), a sostegno dell’innovazione tecnologica di interesse generale per il settore elettrico, articolata su base triennale;
- “*Programma italiano Mission Innovation*”;
- “*Ricerca sull’idrogeno PNRR*” a valere sul Piano nazionale di Ripresa e Resilienza.

L’ampliamento dei suddetti programmi ha consentito una nuova organizzazione degli investimenti per la ricerca energetica italiana attraverso una rafforzata coerenza tra risorse finanziarie, obiettivi e maturità tecnologica dei risultati (espressa in termini di TRL-Technology Readiness Level).

La R&S è chiamata a contribuire sia alla riduzione delle emissioni di GHG, che a sostenere la competitività del sistema economico, accelerando l’introduzione sul mercato di nuove tecnologie, prodotti e servizi innovativi.

Un ulteriore obiettivo è quello di indirizzare la partecipazione dell’industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai futuri programmi di ricerca previsti dal SET Plan/Horizon Europe, consentendo il raggiungimento di un ruolo più incisivo nel settore.

Guardando al prossimo decennio, sono tre i criteri fondamentali che dovranno ispirare l’azione su ricerca e innovazione nel settore energetico nel prossimo decennio:

- la finalizzazione delle risorse e delle attività verso (i) lo sviluppo di processi, prodotti e conoscenze che abbiano uno sbocco nei mercati aperti, (ii) il sostegno all’utilizzo delle tecnologie per le rinnovabili, l’efficienza energetica e le reti;
- l’integrazione sinergica tra sistemi e tecnologie.

traguardare il 2030 come tappa intermedia della cosiddetta “decarbonizzazione profonda”, sulla quale l’Italia si è impegnata in linea con la Strategia di lungo termine al 2050.

A tal fine, al 2030 l’Italia si pone come obiettivo il mantenimento dell’impegno finanziario assunto nell’ambito della COP 21 per Mission Innovation, insieme ad altri 24 Paesi tra i quali l’Unione Europea, di garantire un raddoppio degli investimenti in R&S, elevandoli dai 222 milioni di euro all’anno (con riferimento al 2013) a 444 milioni. Ad oggi, le risorse stanziare complessivamente hanno raggiunto un valore superiore ai 320 milioni di euro al 2027, se si tiene conto quanto di seguito indicato:

- il DM 16 novembre 2023 n. 386 di attuazione dell’iniziativa Mission Innovation 2.0 mette a disposizione uno stanziamento pari a 502 M€, nel triennio 2023-2026, per attività di ricerca e lo sviluppo di clean tech a zero emissioni di carbonio;
- l’Investimento 3.5 della M2C2 del PNRR mette a disposizione 160 M€ di euro per il periodo 2022-2026, per progettualità di ricerca e sviluppo nel settore dell’idrogeno. Tale importo è ulteriormente incrementato con ulteriori 140 M€ stanziati nell’ambito del RepowrEU;

- il Piano triennale 2025-2027 di Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale si concentra nella ricerca fondamentale di un ampio spettro di tecnologie, sostenuta da un finanziamento di un importo superiore ai 240 M€.

L'obiettivo dell'Italia è pertanto quello di raggiungere al 2030 il valore dei 444 milioni di euro all'anno, mantenendo poi costanti i flussi finanziari almeno fino al 2040 ed incrementandoli fino al 2050, prevedendo il raggiungimento di una quota almeno pari a 500 milioni di euro.

Inoltre, nell'ottica, di accelerare la semplificazione delle attività di R&S, il MASE, con la pubblicazione del DM n. 139 del 12 aprile 2024 di riforma della Ricerca del Sistema elettrico, quale principale strumento nazionale di promozione della R&S nel settore energetico, ha modificato le modalità e i tempi delle fasi istruttorie dell'approvazione del Piano Triennale, garantendo quindi una più rapida attuazione delle iniziative.

Una particolare attenzione sarà rivolta al tema della formazione, in linea con quanto già proposto nell'ambito del PNRR, dove i progetti di R&D finanziati (Investimento 3.5 della M2C2 e l'intera Missione 4 "istruzione e ricerca") includono politiche e misure volte a favorire lo sviluppo delle competenze, attraverso l'acquisizione di personale non già strutturato ed il finanziamento di Borse di Dottorato e Assegni di Ricerca. Inoltre, gli stessi sostegni finanziari, insieme ad altre misure, quali Mission Innovation e Ricerca di Sistema Elettrico, favoriscono l'organizzazione di iniziative volte alla formazione delle figure professionali del futuro, quali l'organizzazione di seminari formativi, workshop e scuole su tematiche specifiche afferenti all'ambito delle tecnologie pulite (Summer School Idrogeno giunta alla terza edizione, in corso di organizzazione Autumn School sulle Bioenergie e sulla Mobilità Sostenibile, a cura di ENEA). Infine, potranno essere avviate attività di formazione e informazione rivolte alla pubblica amministrazione, alle imprese, alle scuole e ai cittadini, con programmazione organica e strutturata, che avranno come filo conduttore l'innovazione tecnologica per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

#### ◆ **GLI AMBITI TECNOLOGICI PRIORITARI PER IL SISTEMA DI RICERCA ITALIANO**

La programmazione al 2030 vuole fornire continuità alla Ricerca Energetica nazionale, al fine di consolidare i risultati e promuovere l'avanzamento del livello di maturità tecnologica dei progetti finanziati, cogliere le opportunità di ulteriori ambiti di sviluppo e declinare il tutto in allineamento con la proposta di Regolamento "Net Zero Industry Act", che identifica un set di tecnologie a zero emissioni nette, ritenute strategiche per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione dei GHG al 2030 e di neutralità climatica al 2050.

L'Italia, pertanto, ritiene prioritario sviluppare al 2030 i seguenti ambiti tecnologici e linee di azione:

- stoccaggio energia elettrica (accumulatori innovativi);
- fonti rinnovabili (solare, geotermia, altre rinnovabili onshore e offshore)
- idrogeno;
- combustibili rinnovabili diversi dall'idrogeno;
- nucleare;
- cattura, utilizzo e stoccaggio di CO<sub>2</sub> (CCUS);
- tecnologie di rete e digitalizzazione;
- materie prime critiche e materiali avanzati per la transizione energetica e relative filiere nazionali.

Di seguito, sono descritte le principali linee di attività per i citati ambiti tecnologici individuati come prioritari.

Nello sviluppo degli stessi risulterà altresì rilevante per il sistema Paese prevedere un potenziamento delle relative filiere nazionali ed europee, in linea con quanto già fatto nell'ambito

Batterie (Battery 1 e Battery 2 - EuBatIn ), idrogeno (Hy2Tech, Hy2Use, Hy2Infra, Hy2Move) e servizi Cloud (Cloud Infrastructure and Services) degli IPCEI.

Inoltre, particolare attenzione sarà posta all'applicazione delle stesse, specialmente nei settori hard-to-abate.

▪ **Stoccaggio energia elettrica (accumulatori innovativi)**

La ricerca e lo sviluppo di batterie di prossima generazione (da Gen 3b – litio ione avanzate, a Gen 4 – batterie stato solido, a Gen 5 – batterie post-litio) hanno alcuni obiettivi prioritari: i) diversificazione e flessibilità delle soluzioni possibili in funzione della specifica applicazione, ii) aumento delle performance con particolare attenzione alla densità di energia, alla sicurezza e alla durata; iii) maggiore sostenibilità economica e ambientale. Quest'ultimo aspetto è fondamentale per favorire la crescita della competitività dell'Europa nel mercato mondiale delle batterie e per evitare che, continuando ad utilizzare materie prime critiche (CRM), l'Europa si trovi fortemente dipendente dall'esterno nell'approvvigionamento di materiali o manufatti chiave per l'economia energetica. Altro tema prioritario è il riuso, il riciclo e il recupero delle batterie esauste per rimettere in circolo materie prime fondamentali, così come previsto dal nuovo Regolamento europeo sulle batterie in via di definizione. L'Italia punterà dunque allo sviluppo di batterie con un elevato livello di sostenibilità, con una bassa impronta di carbonio e un approccio ottimizzato all'economia circolare in tutte le fasi della catena del valore. Le attività di ricerca saranno focalizzate, quindi, oltre che sull'avanzamento tecnologico delle batterie, sulle capacità di approvvigionamento, estrazione e lavorazione delle materie prime (primarie e secondarie).

Per rispondere alle imminenti esigenze a breve termine dell'industria delle batterie, la ricerca sulla generazione 3 (ioni di litio ottimizzata), la generazione 4a (ioni di litio a stato solido) e la generazione 4b (litio metallico a stato solido), è supportata con diverse misure al fine di garantire l'ingresso nel mercato di nuove tecnologie europee già a partire dal 2025.

Un ruolo abilitante trasversale sarà svolto dalla digitalizzazione, che offre opportunità di accelerazione in tutto il settore delle batterie, dalla scoperta dei materiali all'uso intersettoriale ottimizzato dei sistemi di batterie per supportare la rete energetica. I digital twin e l'analisi dei big data saranno cruciali per il progresso dei sistemi di gestione delle batterie (BMS); la tracciabilità dei materiali delle batterie, la produzione, le applicazioni di seconda vita e il riciclo svolgeranno un ruolo essenziale anche per le applicazioni mobili e fisse.

La ricerca nell'ambito dell'accumulo elettrochimico è supportata dai programmi triennali della Ricerca di Sistema Elettrico, e dall'Iniziativa IPCEI (Important Projects of Common European Interest), che ha previsto il coinvolgimento italiano nei primi due IPCEI Batterie ("IPCEI on Batteries" e "IPCEI European Battery Innovation EuBaTin").

▪ **Fonti rinnovabili (solare, geotermia, altre rinnovabili onshore e offshore)**

Il solare fotovoltaico (FV) è destinato ad accrescere il proprio ruolo da protagonista assoluto nello sviluppo di un sistema elettrico decarbonizzato. A tal fine risulta essenziale implementare azioni di ricerca strategica sui temi (i) dell'incremento dell'efficienza di generazione (celle e moduli fotovoltaici), (ii) del consumo del suolo per le necessità delle nuove installazioni e (iii) del rilancio delle imprese italiane impegnate su vari segmenti della catena del valore del fotovoltaico (scale-up dei processi, innovazione dei prodotti, pre-industrializzazione).

È necessario focalizzare lo sforzo della ricerca sul miglioramento delle prestazioni di dispositivi fotovoltaici già presenti sul mercato e di interesse per l'industria italiana (celle ad eterogiunzione di silicio o le celle a concentrazione). Parallelamente, è necessario creare ulteriore innovazione attraverso la ricerca nel settore dei materiali e delle tecnologie innovative per celle e moduli fotovoltaici di nuova generazione, con attenzione alla ecosostenibilità della produzione di celle e moduli e alla flessibilità delle applicazioni.

Una rapida e sostenibile espansione della capacità fotovoltaica richiede inoltre azioni per (i) lo sviluppo e la sperimentazione di sistemi fotovoltaici innovativi integrati nell'ambiente costruito (BIPV), (ii) lo sviluppo del fotovoltaico galleggiante e (iii) quello dei sistemi "agrivoltaici", in cui produzione agricola e generazione fotovoltaica si integrino senza impattare sul consumo di suolo. In particolare, è necessario dare continuità alle azioni previste dal PNRR a sostegno dell'agrivoltaico e creare i presupposti per la creazione di uno specifico mercato, attraverso un'accurata e attendibile valutazione del potenziale agrivoltaico del paese. Utile, a tal fine, è alimentare la ricerca su metodologie innovative, spazialmente esplicite (i.e. GIS-MCDA/AHP) per elaborare mappe del potenziale agrivoltaico su scala regionale e copertura nazionale. Metodologie di alta specializzazione che individuano l'idoneità delle aree sulla base di un insieme di criteri multidimensionali, orientati all'ottimizzazione della produzione del sistema agrivoltaico (minimizzazione dell'uso del suolo, resa energetica, produzione agricola).

La necessità di riguadagnare terreno in termini di competitività, per una filiera nazionale di settore, richiede uno sforzo di diversificazione degli operatori industriali per una ottimale copertura dei più significativi segmenti della catena del valore del fotovoltaico. Ricerca e innovazione sui processi di fabbricazione sono indispensabili per il sostegno alla parte "alta" della filiera e per offrire terreno fertile per l'attivazione di nuovi insediamenti produttivi (gigafactories), oltre quelli già previsti. Contestualmente, è necessario sostenere il bisogno di innovazione in altri segmenti di grande impatto: la gestione di impianti fotovoltaici (O&M) con avanzamenti tecnici sul monitoraggio e l'individuazione di malfunzionamenti e anomalie di impianto; la previsione della produzione energetica a breve e medio/lungo termine, mediante tecniche di intelligenza artificiale; l'utilizzo di metodologie e strumenti per la mappatura del potenziale fotovoltaico (catasto solare) nelle città e, in generale, sul territorio nazionale.

Nel settore dell'eolico la ricerca nazionale mira a due macro-obiettivi: (1) sviluppo dell'eolico galleggiante a mare e (2) consolidamento e miglioramento dei parchi eolici su terraferma. In particolare, per quanto riguarda l'eolico a mare si punterà allo sviluppo di soluzioni tecnologiche affidabili e con un ridotto impatto ambientale, così da consentire un'applicazione ambientalmente compatibile ed energeticamente significativa, tenuto conto delle condizioni tipiche del Mediterraneo nonché delle capacità della catena del valore dell'industria italiana nel settore. Per quanto attiene all'eolico onshore, invece, si punterà sullo sviluppo delle turbine in termini di ottimizzazione delle prestazioni, materiali impiegati e adattabilità al contesto nazionale e sviluppo di una filiera industriale nazionale per il reblading.

Per quanto riguarda la geotermia, l'Italia è tra i leader europei con una potenza nominale superiore a 900 MW e una produzione elettrica annua di circa 6 TWh. Grazie alla presenza storica della geotermia in Italia, esistono competenze industriali e scientifiche avanzate sia in ambito geologico sia per quanto attiene alla conversione dell'energia. Alla ricerca in questo campo partecipano i principali enti di ricerca e diverse Università, con risultati scientifici riconosciuti nella comunità internazionale e collegamenti con gli operatori industriali del settore e con i soggetti locali. È inoltre importante, in ambito europeo, la partecipazione italiana all'ETIP industriale del settore e all'associazione per la promozione del settore EGEC. Gli obiettivi di sviluppo tecnologico si possono individuare nelle seguenti linee di ricerca, in allineamento con i principali trend internazionali:

- estensione della conversione energetica a risorse geotermiche scarsamente valorizzabili o difficilmente accessibili (bassa entalpia, fluidi profondi superhot/supercritical);
- sviluppo di sistemi a circuito chiuso (closed-loop), scambiatori in pozzo anche con recupero di calore da pozzi oil and gas esauriti, accumulo di calore nel sottosuolo come sistema di energy storage;
- miglioramento prestazionale degli impianti e tecnologie per la produzione elettrica o termica, compresi impianti geotermici a bassa entalpia con pompe di calore e sviluppo combinato con altre FER,



- sperimentazione dell'estrazione di materie prime critiche dai fluidi geotermici;
- innovazione sulle componenti impiantistiche, sui sistemi di perforazione e realizzazione dei pozzi, sui metodi di prospezione geotermica per la ricerca e caratterizzazione della risorsa geotermica.

La risorsa energetica derivante dal mare (energia marina) ha grandi potenzialità sia per la quantità di potenza disponibile a livello globale, sia per la sua densità di potenza, stimata in oltre 20 volte quella della risorsa eolica e la sua maggiore prevedibilità. In Europa, la disponibilità di risorse energetiche marine è maggiore lungo la costa atlantica (Irlanda e Scozia). Tuttavia, anche il mar Mediterraneo offre opportunità interessanti sia per produzione energetica che per sviluppo di tecnologie. Dalle valutazioni ENEA è emerso che le aree con il più alto potenziale di energia dalle onde sono le coste occidentali della Sardegna e il Canale di Sicilia, dove il flusso medio di energia oscilla tra i 10 e i 13 kW/m. Rafforzare il ruolo dell'energia dal mare nel Mediterraneo ora appare più una necessità che una scelta, come testimonia il crescente interesse degli enti locali (es. ANCI italiana - Associazione Nazionale Comuni Isole Minori). Infatti, oltre all'impiego su scala industriale, i dispositivi per l'energia dal mare possono coprire i fabbisogni di mercati locali e isolati, rispetto ai quali sono già più competitivi (ad esempio i dispositivi per l'energia dal mare sono più competitivi dei generatori diesel utilizzati per un impianto di dissalazione oppure per un allevamento ittico). È quindi in atto un grande sforzo da parte della comunità scientifica nazionale per sviluppare dispositivi di conversione del moto ondoso in energia elettrica, seguendo metodologie condivise per la valutazione del loro grado di maturità tecnologica (TRL) e convergendo verso un numero limitato di soluzioni ottimali che evitino la dispersione dei finanziamenti e delle competenze, tenendo conto delle diverse condizioni di utilizzo e delle necessità specifiche.

Le attività di ricerca e sviluppo sono supportate da strumenti di finanziamento che operano su due livelli: (i) la ricerca di base per tecnologie innovative e (ii) lo sviluppo di progetti pilota e dimostrativi.

Gli obiettivi delle attività di ricerca e sviluppo nazionali sono in linea con quelli stabiliti dal gruppo di lavoro "Ocean Energy" del Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (SET-Plan). In questo contesto, l'Italia, rappresentata da ENEA, presiede le collaborazioni tra gli Stati membri interessati all'energia dal mare. Le attività R&S sono inoltre in linea con quelle proposte dal Joint Research Program Ocean Energy dell'European Energy Research Alliance (EERA).

#### ▪ **Idrogeno**

In Italia, a seguito dell'emanazione delle Linee Guida nazionali per una strategia sull'idrogeno, le attività di R&S sul tema dell'idrogeno sono state avviate in modo strutturato, attraverso diversi strumenti di supporto/finanziamento che operano su diversi livelli: dalla ricerca di base su tecnologie innovative da applicarsi nel medio-lungo termine (TRL 2-5), allo sviluppo di progetti pilota e dimostrativi, fino alle prime applicazioni su scala reale, con l'obiettivo di sostenere l'intera filiera industriale.

Nell'ambito del PNRR vengono realizzate attività R&S su tecnologie abilitanti, afferenti all'intera catena del valore dell'idrogeno, quali:

- tecnologie per la produzione di idrogeno rinnovabile e low-carbon;
- tecnologie innovative per lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno e la sua trasformazione in derivati ed e-fuels;
- celle a combustibile per applicazioni stazionarie e di mobilità;
- digitalizzazione e integrazione delle reti elettrica/gas per migliorare la resilienza e l'affidabilità delle infrastrutture basate sull'idrogeno.

Ulteriori attività R&S, con un focus particolare all'approccio power to gas, riguardano lo sviluppo di tecnologie e sistemi volti a favorire l'integrazione della rete elettrica con la rete del gas naturale, con funzione di bilanciamento della rete, come storage a lungo termine e infrastruttura per il

trasporto e la distribuzione dell'idrogeno su lunghe distanze. Tali attività sono condotte nell'ambito della Ricerca di Sistema Elettrico attraverso il "Progetto Integrato Tecnologie dell'idrogeno".

Attività di R&S a più elevato TRL ( $\geq 6$ ) sono condotte nell'ambito di Mission Innovation, attraverso la costruzione di due "Hydrogen demo Valleys", ovvero piattaforme multifunzionali per testare e validare tecnologie della filiera dell'idrogeno in modo integrato e su una scala precommerciale. Le due Hydrogen Valleys sorgeranno rispettivamente presso il Centro di Ricerche ENEA della Casaccia (Roma) e presso il CNR a Capo D'Orlando.

Gli obiettivi delle attività R&S nazionali sono allineati con quelli europei definiti dal Joint Research Programme on Fuel Cells and Hydrogen technologies di EERA e Hydrogen Europe Research (HER), con riferimento al documento "Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027", in cui sono definiti i KPI (Key Performance Indicator) target per la ricerca e lo sviluppo.

L'innovazione tecnologica è affiancata da un percorso che ha come obiettivo la crescita di competenze e nuove figure professionali necessarie per l'introduzione dell'idrogeno nel sistema produttivo.

#### ▪ **Combustibili rinnovabili diversi dall'idrogeno**

I biocarburanti sono prodotti da biomassa ovvero materiale organico biologico. Di particolare interesse, per aspetti di sostenibilità, risultano i biocarburanti avanzati prodotti a partire dai rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche, dettagliate all'interno dell'Allegato IX della direttiva 2009/28/CE. Le principali filiere tecnologiche, in riferimento al settore dei trasporti, includono:

- biocombustibili liquidi attraverso processi di fermentazione (es. il bioetanolo, oli microbici), conversione pirolitica (es. bio-oli e bio-crude destinati a trattamenti di raffinazione), o processi termochimici di gassificazione (es. metanolo, etanolo);
- biocombustibili gassosi da processi biologici (es. biometano) e processi termochimici (es. il dimetil etere-DME, bio-SNG).

Alcuni di questi biocarburanti possono già essere utilizzati direttamente nei motori esistenti e sono pertanto denominati drop-in.

Il grado di maturità delle varie filiere è differente. La ricerca è essenzialmente finalizzata all'analisi della loro sostenibilità e neutralità, all'ottimizzazione dei processi, alla riduzione dei costi e non ultimo all'allargamento delle matrici utilizzabili.

Gli e-fuel (carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica - RFNBO - indicati nella RED II) sono ottenuti combinando chimicamente idrogeno "rinnovabile" e anidride carbonica. Fanno parte degli e-fuel il metano, prodotti di sintesi come diesel e cheroseni e altri carburanti/prodotti chimici come metanolo e ammoniaca. Il green hydrogen può anche essere accoppiato a processi di gassificazione per il trattamento del gas di sintesi e l'ottenimento di biocarburanti.

Inoltre, la RED II contiene anche un'altra categoria di combustibili, "*i combustibili a base di carbonio riciclato*", ovvero combustibili liquidi e gassosi prodotti da rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile (come la frazione non-organica dei rifiuti urbani, plastiche non riciclabili).

In generale, l'attività di R&S sul tema saranno indirizzate a:

- sviluppare tecnologie e processi caratterizzati da una maggiore flessibilità in termini di alimentazione e che siano ad esempio in grado di trasformare materie prime che contengono biomasse di diversa natura ma anche altre fonti di carbonio sostenibile come ad esempio plastiche, rifiuti, fanghi di depurazione;
- processi catalitici ad alta prestazione (catalizzatori efficienti, duraturi e con costi sostenibili);

- biocatalizzatori (enzimi e microrganismi) in grado di mantenere performance adeguate nella conversione di substrati derivanti da sottoprodotti o rifiuti;
- processi performanti per produrre green hydrogen e cattura della CO<sub>2</sub>.

#### ▪ **Nucleare**

Insieme alle risorse energetiche rinnovabili, le tecnologie nucleari di nuova generazione occuperanno un ruolo importante nella transizione energetica verso la neutralità climatica. Esistono inoltre grandi potenzialità per l'Italia per contribuire al rilancio dell'energia nucleare, anche a livello nazionale, in base a quanto riportato nel Capitolo 2.1.1.

Ove Governo e Parlamento decidessero di avvalersi delle nuove tecnologie nucleari, espletate le opportune e necessarie modifiche di ordinamento nazionale in materia, dall'ambito legislativo e di *governance* fino all'aggiornamento della normativa tecnica di settore, l'impegno del Paese sul tema dell'energia nucleare potrebbe pertanto declinare la dimensione di ricerca anche in vista di un possibile utilizzo della fonte nucleare sul territorio nazionale. Coerentemente con queste potenzialità, occorre progressivamente favorire la partecipazione italiana a programmi e iniziative internazionali ed europei (si citano, a titolo non esaustivo, la recente iniziativa della *SMR Industrial Alliance*, alla quale partecipa il MASE insieme a diverse decine di operatori nazionali, tra imprese, *utility*, enti di ricerca e accademia, e il programma EUROfusion, per il quale l'ENEA è il *Program manager* nazionale).

L'UE ha incluso alcune tipologie di impianti nucleari nell'elenco della Tassonomia Europea delle attività economiche considerate sostenibili a supporto del Green Deal. Affinché le tecnologie nucleari avanzate rappresentino un contributo sostanziale agli obiettivi di decarbonizzazione, il loro dispiegamento dovrà aver luogo nel prossimo decennio, riguardando il mercato a ridosso dell'anno 2035, per esprimere il massimo potenziale nei successivi 15 anni, fino al 2050. La capacità del "nuovo nucleare" di i) sostituire alcune tipologie di centrali termoelettriche ad alta produzione di gas climalteranti, ii) provvedere alla cogenerazione industriale (calore industriale), al teleriscaldamento e alla produzione di idrogeno ed *e-fuel* rappresentano un valore aggiunto per favorire la loro penetrazione nei sistemi energetici ibridi futuri.

La competitività economica è presentata come uno dei punti di forza degli *Small Modular Reactor* (SMR) di III generazione avanza e degli *Advanced Modular Reactor* (AMR) di IV generazione, nonché dei microreattori (potenze < 30 MWe per singolo modulo) da sviluppatori/progettisti ed esperti del settore. I fattori dirimenti per compensare l'assenza di economia di scala sarebbero: i) la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione del sito, che a sua volta ridurrebbe anche la spesa per gli interessi durante la costruzione (uno dei costi più rilevanti per gli impianti recenti di grandi dimensioni); ii) la standardizzazione e costruzione in fabbrica che, unitamente alla dimensione ridotta dell'investimento per ogni unità modulare, consentirebbe di raggiungere il pieno beneficio della curva di apprendimento più rapidamente e con una spesa complessiva inferiore.

In aggiunta, l'energia da fusione, nel lungo termine (oltre il 2050), potrà essere in grado di garantire ulteriormente la sostenibilità senza produzione di CO<sub>2</sub>, non necessariamente in alternativa ma in sinergia con l'energia da fissione nucleare e con le altre fonti di energia. Potrà pertanto essere utilizzata per soddisfare la rapida crescita della domanda globale di energia, che dovrebbe più che raddoppiare entro il 2050 per l'effetto combinato degli aumenti della popolazione e del fabbisogno energetico nei paesi in via di sviluppo.

#### ▪ **Cattura, utilizzo e stoccaggio di CO<sub>2</sub> (CCUS)**

Negli ultimi 4-5 anni, a seguito delle politiche di decarbonizzazione, principalmente dei settori "hard-to-abate" promosse dall'Unione europea, si è assistito in Italia ad un rinnovato interesse sulle tecnologie CCUS. Ciò ha comportato alcuni importanti investimenti sullo sviluppo di tecnologie di separazione e confinamento della CO<sub>2</sub> per applicazioni industriali e numerosi progetti di sviluppo delle tecnologie di utilizzo dell'anidride carbonica per produrre combustibili e prodotti per

l'industria chimica. In particolare, sono state avviate numerose iniziative sulle tecnologie di utilizzo della CO<sub>2</sub> (CCU), soprattutto finalizzate alle applicazioni “power-to-fuels” per lo stoccaggio chimico dell'energia rinnovabile e alla produzione di combustibili sintetici (e-fuel), alternativi a quelli fossili.

Si segnala, inoltre, che in Italia è stata rilasciata ad ENI S.p.A. la prima autorizzazione per svolgere un programma sperimentale - denominato “CCS Ravenna Fase 1” - di cattura, trasporto e stoccaggio geologico di anidride carbonica proveniente dalla centrale di ENI di Casalborsetti (RA), nel complesso di stoccaggio individuato nell'ambito di un'area di coltivazione di idrocarburi a gas offshore che ha un obiettivo di 4 Mton/anno con un possibile upside fino a 16-20 Mton/anno. La realizzazione del “progetto Ravenna” potrebbe rappresentare un primo passo per la replica di iniziative analoghe in giacimenti esauriti.

In tale prospettiva, come dettagliatamente illustrato nel paragrafo 1.2 in merito alla cooperazione transfrontaliera, l'Italia ha condiviso con Francia e Grecia la volontà di promuovere una cooperazione transfrontaliera sul tema della cattura, del trasporto e dello stoccaggio della CO<sub>2</sub>, attraverso lo sviluppo di progetti comuni e l'elaborazione di piani comuni per la gestione congiunta transfrontaliera della CCS. Le richieste di collaborazione sono pervenute da società del settore, operanti nel territorio italiano, francese e greco, con progetti inclusi nell'elenco dei progetti di interesse comune (Projects of Common Interest – PCI) dell'Unione, ai sensi del Regolamento TEN-E 2022/869, nell'area tematica delle reti transfrontaliere di trasporto e stoccaggio di biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>). Il potenziale italiano in tale settore è notevole, potendo contare su una vasta rete di giacimenti di gas esauriti o prossimi all'esaurimento, soprattutto nell'offshore dell'Adriatico, che potrebbero essere convertiti a stoccaggio di CO<sub>2</sub> con l'utilizzo di gran parte delle infrastrutture esistenti (piattaforme di produzione, sealines e pozzi), consentendo di abbassare notevolmente i costi di stoccaggio geologico.

▪ ***Tecnologie di rete e digitalizzazione***

Le infrastrutture di trasmissione e distribuzione di energia elettrica costituiscono un fattore abilitante per la transizione energetica, in quanto dovranno essere in grado di gestire un sistema di generazione radicalmente diverso dal passato e flussi di energia distribuita da parte di una molteplicità di impianti. Il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione richiede, oltre a un alto grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema energetico nazionale, anche una sostanziale integrazione dello stesso con le tecnologie digitali, in modo da garantire sia una gestione ottimizzata della produzione di energia rinnovabile sia l'abilitazione verso una maggiore elettrificazione dei consumi.

Come evidenziato nel Piano di Sviluppo 2023 di Terna, la cooperazione tra le infrastrutture AC e il layer DC richiede nuovi standard di pianificazione e lo sviluppo di tecnologie innovative per garantire la piena interoperabilità e sinergia tra la rete HVAC e i vari progetti HVDC della Hypergrid. Da un punto di vista tecnologico ciò sarà consentito ricorrendo a configurazioni di tipo multiterminale grazie all'utilizzo di interruttori in corrente continua (high voltage DC circuit breakers), ad oggi non disponibili sul mercato. Tali interruttori possono, a differenza dei tradizionali interruttori, isolare un guasto su una linea HVDC senza interrompere il flusso di alimentazione. Sono inoltre in fase di sviluppo nuove tecnologie di isolamento in grado di resistere a tensioni e correnti più elevate, favorendo la realizzazione di sistemi HVDC con potenze nominali maggiori. Inoltre, i sistemi di controllo HVDC a banda larga possono regolare in modo più efficace il flusso di energia in un sistema HVDC, migliorando la stabilità della rete elettrica.

▪ ***Materie prime critiche e materiali avanzati per la transizione energetica;***

La diffusione su larga scala di tecnologie energetiche pulite ha determinato un forte aumento del fabbisogno di materie prime e materiali essenziali. Tra queste, sono definite materie prime critiche (Critical Raw Materials, CRM) quelle di elevata importanza strategica, caratterizzate da alto rischio di approvvigionamento. L'elenco delle CRM comprende attualmente 30 materie prime (fonte

COM(2020) 474 final) ed è soggetta ad aggiornamento periodico. In questo contesto, risulta di centrale rilevanza la promozione di innovazioni tecnologiche, non solo in ambito estrattivo, ma anche in un'ottica di economia circolare, volte a rafforzare la resilienza e la sostenibilità dell'approvvigionamento di CRM, come individuato a livello comunitario dallo "European Critical Raw Materials Act".

Al contempo, la sperimentazione nel campo della scienza dei materiali per usi energetici può offrire soluzioni innovative che risultino complementari all'impiego di CRM, sostituendoli e/o diminuendone l'intensità d'uso nei vari dispositivi tecnologici.

A livello nazionale, attività di ricerca e sviluppo nel campo dei materiali per l'energia sono finanziate da diversi strumenti, diversificati sulla base del TRL. Il Piano Triennale 2022-2024 della Ricerca di sistema elettrico (TRL bassi) prevede, infatti, una linea di attività di ricerca sperimentale dedicata allo sviluppo di materiali di frontiera per usi energetici. Nell'ambito dell'iniziativa Mission Innovation (TRL medi), è stata invece finanziata la piattaforma IEMAP (Italian Energy Materials Acceleration Platform), le cui attività sono suddivise lungo tre filoni:

- materiali per batterie: screening di possibili nuovi materiali a minore intensità di CRM; recupero di materiali (litio, cobalto, nichel, rame) da sistemi di accumulo a fine vita (il cosiddetto urban mining);
- materiali per elettrolizzatori: sintesi di nuovi materiali elettrodi che garantiscano migliori prestazioni e costi inferiori;

materiali per fotovoltaico: sviluppo di materiali alternativi a quelli attualmente in uso.

*ii. Se disponibili, obiettivi nazionali relativi al 2050 connessi alla promozione di tecnologie energetiche pulite e, se del caso, obiettivi nazionali, compresi gli obiettivi a lungo termine (2050), per la diffusione delle tecnologie a basse emissioni di carbonio, comprese le tecnologie per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e di carbonio e, se del caso, delle relative infrastrutture di trasporto e stoccaggio del carbonio*

Nell'ambito della Strategia Italiana di lungo termine al 2050, predisposta dal Governo italiano nel gennaio 2021, sulla base delle valutazioni svolte, fotovoltaico ed eolico sono state identificate come le principali opzioni cui ricorrere per incrementare la produzione elettrica da rinnovabili. Tuttavia, emergono valori di sviluppo che pongono problemi di sostenibilità, in termini di consumo di suolo e impatti ambientali. Emerge, quindi, la necessità di promuovere a livello europeo la ricerca di soluzioni tecnologiche, ed operative, che consentano la gestione di queste tematiche. Oltre a obiettivi di incremento sostanziale dell'efficienza dei dispositivi di conversione delle fonti primarie rinnovabili in elettricità, una linea di azione prioritaria dovrebbe essere considerata lo sfruttamento efficiente delle fonti rinnovabili disponibili a mare e la valorizzazione dell'energia geotermica.

Sotto altro profilo, sarà opportuno indagare le possibilità di utilizzo, anche in Paesi terzi, di superfici aride e non utilizzabili per altri scopi. Altre opzioni tecnologiche innovative sono state prese in considerazione e, per ciascuna, occorrerà valutare la reale praticabilità tecnica ed economica.

La partecipazione italiana a Mission Innovation, la celebre iniziativa che punta ad accelerare l'innovazione in tecnologie per la transizione energetica, costituisce per i prossimi decenni una opportunità per l'industria italiana operante nel settore dei materiali per l'energia per partecipare a progetti di ricerca altamente innovativi a livello precompetitivo; ciò porrà le basi per un rafforzamento significativo a livello globale delle aziende nazionali del settore.

Altro ambito di ricerca e sviluppo di particolare interesse, soprattutto nella prospettiva di medio-lungo termine, è relativo alle tecnologie per l'integrazione dei sistemi elettrico e gas tramite lo

sviluppo di progetti pilota power to gas, power to hydrogen. Un'integrazione che vede la rete gas supportare lo sviluppo e la diffusione di gas rinnovabili sfruttando una quantità sempre maggiore di fonti rinnovabili elettriche intermittenti, e - attraverso conversioni del vettore elettrico in gas e viceversa - pilastro di un'infrastruttura energetica integrata, che permette di sfruttare il pieno potenziale delle fonti rinnovabili, garantendo anche lo stoccaggio dell'energia a medio-lungo termine.

Particolare attenzione in questo contesto merita lo sviluppo delle tecnologie legate al vettore idrogeno, ed in particolare quello prodotto utilizzando energia elettrica da fonti rinnovabili: la ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas, rendendole più sostenibili. Oltre alla possibilità di realizzare infrastrutture ad hoc per il trasporto dell'idrogeno, si ravvede la possibilità di sfruttare quelle esistenti per aggiungere quantità crescenti di idrogeno miscelato al gas naturale. Per quanto concerne l'idrogeno occorre anche investire in ricerca e sviluppo nelle infrastrutture di rifornimento. Nel settore ferroviario, l'idrogeno potrebbe costituire una valida alternativa laddove non sia presente l'infrastruttura elettrificata e fosse più conveniente dell'elettrificazione, per sostituire le locomotive diesel. Anche per l'impiego dell'idrogeno nel settore navale sono in corso studi e ricerche che vedono l'Italia impegnata con i principali costruttori nazionali ma i tempi di sviluppo e l'entità degli investimenti sono elevati.

Fondamentale diverrà definire un quadro normativo e regolatorio chiaro e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica in miscelata con il gas naturale (tra l'altro implementando l'applicazione di sistemi di separazione selettivi dell'idrogeno, quali membrane), approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking. È necessario che i potenziali investitori in impianti power to gas possano disporre di regole certe circa le modalità di calcolo della componente rinnovabile dell'idrogeno prodotto.

Dal punto di vista della ricerca, sarà importante indagare anche il syngas e il sector coupling, al fine di conseguire una maggiore integrazione tra elettricità e gas, ottimizzando le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione dei due settori, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico europeo ibrido e decarbonizzato.

Per ottenere i risultati attesi nei vari ambiti, vista la necessità di investimenti ampi, risulta fondamentale costruire alleanze larghe e di dimensione europee e anche extra-europee, che mettano insieme tutti i soggetti interessati (istituzioni, università e centri di ricerca, imprese) per supportare le attività di R&S nel settore e facilitare l'introduzione nel mercato delle nuove tecnologie, sviluppando anche misure che intervengano sul quadro normativo e regolatorio, con lo scopo di abbattere le barriere d'ingresso al mercato e sostenere l'attrazione di finanziamenti e il ritorno degli investimenti. In tal senso, occorre migliorare e ottimizzare le sinergie nel triangolo Università, Enti di ricerca, Imprese, operando una distinzione tra la ricerca pubblica di lungo periodo da quella industriale innovativa più rispondente alle esigenze di politica industriale nazionale, caratterizzate da TRL (Technology Readiness Level) diversi.

Altro tema di rilievo è la decarbonizzazione dei settori dove l'uso diretto del vettore elettrico non è facilmente attuabile. L'approccio utilizzato è il Power to X che identifica le tecnologie che trasformano l'elettricità in altri vettori energetici e che offre diverse opportunità: i) riutilizzo della CO<sub>2</sub> di scarto; ii) bilanciamento delle reti attraverso l'assorbimento dell'overgeneration da FER; iii) stoccaggio stagionale dell'energia elettrica prodotta da FER.



Anche lo sviluppo delle smart grids sarà un tema dominante per i prossimi decenni, che agevererà i piccoli produttori, le grandi aziende e il singolo cittadino. La disponibilità di una rete in cui tutti i dispositivi comunicano tra di loro, potrà abilitare software, dotati di intelligenza artificiale, alla gestione di grandi quantità di informazioni e di dati che consentiranno di predire adeguatamente la domanda di energia, con ricadute positive sulla stabilità della rete di trasmissione e distribuzione. L'utilizzo sempre più diffuso di tali tecnologie pone, tuttavia, una serie di interrogativi giuridici che potrebbero costituire un ostacolo al pieno e completo sfruttamento delle relative potenzialità.

Al crescere della digitalizzazione cresceranno i rischi a essa connessa. Un campo, quello della cybersicurezza, nel quale si aprono grandi spazi e opportunità di sviluppo. Pertanto, anche il piano della ricerca cyber nel settore elettrico in Italia dovrà, nei prossimi anni, affrontare il tema dell'innovazione delle infrastrutture energetiche in una prospettiva di lungo termine attraverso attività di modellistica e simulazione, attività sperimentale per la verifica delle misure di sicurezza preventive e reattive utilizzate nei sistemi di comunicazione del settore elettrico.

### *iii. Ove applicabile, obiettivi nazionali relativi alla competitività*

I più recenti dati relativi agli investimenti in ricerca e innovazione nel settore manifatturiero mostrano come l'intensità tecnologica complessiva del tessuto produttivo italiano sia tuttora inferiore alla media europea, nonostante il buon recupero registrato negli ultimi anni, con una quota delle spese in ricerca e sviluppo delle imprese in rapporto al PIL pari, nel 2021, a poco più dello 0,9% contro l'1,4% registrato dall'UE nel suo insieme. In considerazione di tale situazione, si evidenzia una forte limitazione della capacità di innovazione dell'industria italiana, la quale potrebbe non contribuire adeguatamente al processo di decarbonizzazione dell'economia. Ciò potrebbe portare alla necessità di aumentare le importazioni dall'estero, andando, a lungo andare, a gravare sul deficit estero, mettendo a rischio lo sviluppo del Paese. Considerate le strategie di indirizzo della politica energetico-climatica a livello nazionale, in linea con il percorso di decarbonizzazione europeo, l'investimento in ricerca e innovazione per lo sviluppo di tecnologie innovative riveste un ruolo di assoluta preminenza e impone, dunque, un cambio di passo.

Primo pilastro, per la definizione degli obiettivi, è dunque il Net-zero Industry Act (NZIA), che mira ad aumentare la capacità produttiva dell'UE, in particolare di alcune tecnologie strategiche per la transizione Net Zero: solare fotovoltaico e termico, energia eolica onshore e rinnovabili offshore, batterie/stoccaggio, pompe di calore e tecnologie dell'energia geotermica, elettrolizzatori e celle a combustibile, biogas/biometano sostenibile, cattura e stoccaggio del carbonio, tecnologie di rete. L'attuale quadro dell'innovazione dell'Italia relativo alle tecnologie low carbon segnala una situazione di sostanziale despecializzazione dell'industria (indice di specializzazione tecnologica basati sull'attività brevettuale inferiori all'unità) per la gran parte dei cluster tecnologici di cui sono disponibili dati (fotovoltaico, eolico, batterie/stoccaggio, tecnologie dell'idrogeno, nucleare, CCS), con l'eccezione del solare termico, geotermia ed energia del moto ondoso. La despecializzazione tecnologica trova peraltro riscontro nell'emergere di crescenti passivi sul fronte dell'interscambio commerciale nell'insieme delle tecnologie low-carbon. Questa situazione rende prioritaria la necessità di riequilibrare la specializzazione italiana nelle tecnologie strategiche per la decarbonizzazione, in modo da superare nel medio periodo l'attuale situazione e, nel lungo periodo, raggiungere invece una situazione di specializzazione relativa in almeno alcune di esse. Un'evoluzione di questo tipo potrebbe nel tempo precludere anche a un riequilibrio anche della bilancia commerciale delle tecnologie strategiche.

La sfida per la competitività che l'Italia deve affrontare è lo sviluppo di un sistema integrato ricerca-industria, con un maggior contatto e coordinamento tra ricerca e produzione in grado di accelerare l'introduzione sul mercato di nuove tecnologie e prodotti. Devono pertanto essere attivati



strumenti appositi per accrescere gli investimenti in R&S e promuovere la filiera italiana di produzione degli impianti clean energy, così da determinare anche positive ricadute in termini economici e occupazionali.

L'aumento degli stanziamenti in ricerca e sviluppo previsto dall'adesione a Mission Innovation, il rifinanziamento dei Fondi per la Ricerca di Sistema elettrico e per interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale, i fondi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) - Missione M2C2 Investimento 5.1 "Rinnovabili e batterie" - avranno un significativo impatto sul Paese, accrescendo il livello di innovazione tecnologica del sistema produttivo.

Lo dimostra il progetto "TANGO" (iTaliAN Giga factOry), una delle sette iniziative finanziate dalla Commissione UE - per 118 mln€ - nell'ambito del primo bando dell'Innovation Fund dedicato ai grandi progetti, che entro il 2025 è atteso realizzare una capacità produttiva di moduli fotovoltaici di 3 GW/anno (la maggiore in Europa), utilizzando tecnologie innovative (celle solari con la tecnologia "tandem" perovskite/silicio) sulle quali l'attività di R&S italiana, finanziata dal programma "Ricerca di Sistema elettrico, è assai competitiva a livello mondiale.

Le attività di R&S in Italia sono poi finalizzate alla ricerca di nuove soluzioni tecnologiche per favorire l'integrazione delle FER nel sistema energetico, sostenendo la filiera di produzione dei sistemi di accumulo e architetture digitali e di automazione legati ai servizi di rete, vista la crescente interrelazione con la filiera rinnovabile, rafforzando la cooperazione a livello comunitario in iniziative come la EBA, per valutare progetti di cooperazione industriale tipo "Gigafactory" per i sistemi di accumulo e per gli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno. Da questo punto di vista, è rimarchevole come gli altri tre progetti italiani finanziati dall'Innovation Fund riguardino lo stoccaggio infragiornaliero e l'idrogeno. L'Italia partecipa, inoltre, al progetto "European Battery Innovation (EuBatIn)", finanziato con 2,9 mld€ nell'ambito del secondo IPCEI, che intende realizzare una filiera industriale europea delle batterie. Il coordinamento tra le attività di ricerca e la produzione industriale è garantito dalla partecipazione di ENEA e dall'Istituto Bruno Kessler, dal lato della ricerca, e di 12 imprese dal lato dell'industria.

La digitalizzazione del settore energetico è strettamente collegata a questo filone di attività e richiede una standardizzazione tecnologica per essere adeguatamente favorita. La generazione di dati da parte del sistema energetico, l'aumento della capacità di trasmissione dati delle reti di telecomunicazioni (banda larga) e l'accessibilità a un'enorme mole di dati generati al di fuori del sistema energetico (ad esempio IoT - Internet of Things) ma di rilievo anche per il settore, richiedono che gli operatori si dotino di capacità di calcolo e analisi (big data) sia per migliorare la propria operatività, sia per offrire nuovi servizi.

Le altre principali filiere cui l'Italia intende puntare, anche nella prospettiva di sviluppo su mercati esteri, sono l'intero comparto dell'economia circolare, la geotermia, l'impiantistica legata alla produzione e all'impiego dell'idrogeno e dei gas rinnovabili in generale. Per quanto riguarda l'energia nucleare si rimanda al Capitolo 2.1.1.

Secondo pilastro per la definizione degli obiettivi di competitività è il Critical Raw Materials Act (CRMA), che segnala la necessità che l'accelerazione della transizione non si accompagni a un peggioramento della dipendenza europea nei materiali critici, per cui è prioritario un approvvigionamento sicuro e sostenibile delle materie prime critiche per l'industria europea. Dall'analisi della situazione italiana di dipendenza dall'estero per molte tecnologie strategiche si vede che nessuna delle prime dieci materie prime critiche importate in Italia fa parte della lista dei materiali che, secondo l'IEA, sono "critici" per le tecnologie energetiche pulite, cioè rame, litio, nickel, cobalto, neodimio e silicio policristallino. La strategia di rafforzamento della specializzazione industriale italiana nelle tecnologie energetiche prioritarie per la transizione potrebbe comportare il rischio di impattare negativamente sugli attuali modesti livelli di importazioni italiane di materiali critici. È dunque necessario che il rafforzamento della produzione interna di tecnologie energetiche

pulite proceda di pari passo con la strategia di miglioramento dell'indipendenza europea sui materiali critici.

L'Italia, nell'ambito di Mission Innovation, ha da tempo avviato un programma di ricerca con i principali enti di ricerca pubblici per lo sviluppo di una piattaforma integrata computazionale e sperimentale per la ricerca di materiali innovativi per l'energia. Lo scopo è quello di conseguire una riduzione significativa del numero di sintesi effettuate in laboratorio, accelerando la selezione di nuovi materiali per le applicazioni energetiche che rispettino i criteri di sostenibilità (economica e ambientale).

In generale, tutte le misure che l'Italia intende adottare con l'obiettivo di favorire la competitività delle proprie filiere industriali, sfruttando le opportunità offerte dalla transizione energetica, in particolare in termini di ricerca e sviluppo di nuove tecnologie, saranno oggetto, periodicamente, di un attento monitoraggio e di un'analisi dei costi e dei benefici. In tal modo, anche a seguito di un confronto con le principali filiere produttive coinvolte nella transizione, con i cittadini e i territori interessati, le misure saranno aggiornate per sfruttare l'opportunità offerta dalla transizione energetica come motore di crescita sostenibile, secondo la logica del Green New Deal.

## 3 POLITICHE E MISURE

### 3.1 Dimensione della decarbonizzazione

#### 3.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

*i. Politiche e misure volte a raggiungere l'obiettivo stabilito dal Regolamento (UE) 2018/842, specificato al punto 2.1.1, e politiche e misure per conformarsi al Regolamento (UE) 2018/841, che riguardano tutti i principali settori responsabili delle emissioni e i settori per l'aumento degli assorbimenti, con la prospettiva e l'obiettivo a lungo termine di diventare un'economia a basse emissioni e di raggiungere un equilibrio tra emissioni e assorbimenti in conformità dell'accordo di Parigi*

Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 prevedeva un obiettivo di riduzione nazionale pari al -33% rispetto al 2005. Recentemente, con il Regolamento (UE) 2023/857<sup>64</sup>, tale obiettivo risulta essere più ambizioso e molto più sfidante essendo stato aumentato al -43,7%. Per raggiungere l'obiettivo assegnato, l'Italia si avvale di diverse misure già in vigore, nonché di politiche nuove ed addizionali che saranno introdotte nel tempo e che richiederanno un importante sforzo per il sistema paese. Il Regolamento (UE) 2018/842 è stato modificato ed aggiornato dal regolamento (UE) 2023/839, nell'ambito del Fit for 55, stabilendo gli obiettivi nazionali del settore LULUCF: neutralità emissiva per il periodo 2021-2025 ed obiettivo al 2030 pari ad un assorbimento netto pari ad almeno -35.8 Mt CO<sub>2</sub> eq. Verrà inoltre definita nel 2025 la traiettoria definitiva 2026-2029, e conseguentemente gli obiettivi LULUCF, a valle della revisione dei dati comunicati con l'inventario delle emissioni di gas serra nello stesso anno.

I settori responsabili delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra che ricadono nell'ambito di applicazione del Regolamento ESR sono: i trasporti, il residenziale, il terziario, le attività industriali non rientranti nell'Allegato 1 della direttiva 2003/87/CE, i rifiuti e l'agricoltura. Parte delle emissioni provenienti dai settori dei trasporti, residenziale, dell'industria e del settore marittimo, sono state recentemente oggetto di regolazione nel contesto della revisione della direttiva ETS, all'interno della quale sono state disciplinate. Le politiche e le misure nazionali identificate per questi settori si affiancheranno, dunque, al meccanismo di cap and trade previsto nell'ambito della nuova direttiva ETS<sup>65</sup>.

Per un dettaglio delle misure nazionali relative alla decarbonizzazione dei trasporti e all'efficienza energetica del residenziale, terziario e delle attività industriali non rientranti nell'Allegato I della direttiva 2003/87/CE, si rimanda alle successive pertinenti sezioni del presente Piano (paragrafo 3.1.2, 3.1.3, 3.2)

Di seguito, si riportano le principali politiche e misure che incidono specificatamente sui settori dell'economia circolare e dei rifiuti, dell'agricoltura e sul settore LULUCF e dei gas fluorurati ai fini

<sup>64</sup> Regolamento (UE) 2023/857 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 aprile 2023, che modifica il regolamento (UE) 2018/842, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi, nonché il regolamento (UE) 2018/1999.

<sup>65</sup> Direttiva (UE) 2023/959 del Parlamento europeo e del Consiglio del 10 maggio 2023 recante modifica della direttiva 2003/87/CE, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione, e della decisione (UE) 2015/1814, relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato nel sistema dell'Unione per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra.

del raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030. Infine, si segnalano le politiche sulle emissioni di metano, che ne hanno permesso una riduzione in seguito agli interventi nei settori dei rifiuti, dell'agricoltura, della zootecnia e nel settore energetico.

#### ❖ **ECONOMIA CIRCOLARE E RIFIUTI**

Nel 2023 solo il 7,2% dell'economia mondiale è circolare, cinque anni fa era il 9,1%<sup>66</sup>. Il consumo dell'economia globale è pari a 100 miliardi di tonnellate di materiali all'anno. Quantità destinate, secondo le stime, a crescere fino a raddoppiare entro il 2050 rispetto ai livelli del 2015.

In questo quadro preoccupante, accelerare la transizione verso l'economia circolare contribuirebbe sensibilmente a migliorare le condizioni del pianeta. In particolare, l'estrazione di materiale vergine potrebbe diminuire di oltre un terzo (-34%) e le emissioni di gas serra potrebbero essere ridotte, contribuendo a limitare l'aumento della temperatura globale entro i 2°C. È dunque sempre più evidente l'importanza di promuovere la circolarità delle nostre economie. Una necessità ulteriormente accentuata dal difficile contesto internazionale, che richiede all'Europa e all'Italia di accelerare la transizione non solo per ragioni di carattere ambientale ed economico ma anche geopolitico.

In generale, le politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici fino a oggi si sono concentrate sull'efficienza energetica piuttosto che sull'efficienza dei materiali come motore principale del miglioramento delle prestazioni tecniche. Data la natura fortemente trasversale del tema dell'economia circolare, è necessario elaborare un quadro strategico generale che individui gli ambiti di intervento specifici e i settori di maggiore impatto, e che, al contempo, garantisca coerenza e sinergia con la programmazione delle altre politiche.

Tale quadro strategico generale deve quindi estendere il tradizionale ruolo dell'economia circolare legato alla visione del ciclo integrato dei rifiuti verso un sistema sostenibile e più attento all'uso efficiente delle risorse materiali, creando una significativa sinergia tra l'economia circolare e tutti gli strumenti strategici e finanziari di sviluppo sostenibili e, date le specificità del nostro Paese, prestando particolare attenzione ai settori manifatturiero, alimentare, tessile, delle costruzioni e della mobilità.

Recenti studi internazionali (<https://www.resourcepanel.org/>) stanno approfondendo in maniera specifica il tema dell'uso efficiente dei materiali e il loro potenziale contributo alla riduzione dei gas a effetto serra. In particolare, alcuni studi individuano le seguenti strategie specifiche che possono essere adottate per migliorare tale efficienza:

- estensione della vita utile dei prodotti;
- riuso-riparazione;
- scelta di materiali meno carbon-intensive in fase produttiva;
- riduzione di materiali e scelta di materiali più leggeri;
- resa migliore nel processo produttivo;
- condivisione dei beni;
- simbiosi industriale;
- riciclo e cessazione della qualifica di rifiuto.

L'economia circolare, intesa come nuovo modello di produzione e consumo volto all'uso efficiente delle risorse e al mantenimento circolare del loro flusso nel Paese minimizzandone gli scarti, costituisce una sfida epocale che punta all'eco-progettazione di prodotti durevoli e riparabili per prevenire la produzione di rifiuti e massimizzarne il recupero, il riutilizzo e il riciclo, per la creazione

<sup>66</sup> 5 Rapporto sull'economia circolare in Italia – 2023. Sintesi, CEN

di nuove catene di approvvigionamento di materie prime seconde, in sostituzione delle materie prime vergini.

Il successo della transizione ecologica dipende quindi da un lato dalla capacità della pubblica amministrazione, delle imprese e del no-profit, di lavorare in sintonia di intenti secondo norme più semplici, spedite ed efficienti, dall'altro da un generale aumento di consapevolezza e di partecipazione da parte dei cittadini (soprattutto dei giovani e dei consumatori in generale) anche attraverso uno sforzo di informazione, comunicazione e educazione nazionale verso la realizzazione di un pieno sviluppo sostenibile.

Per un Paese povero di materie prime e geograficamente marginale rispetto ai grandi mercati del centro Europa, come il nostro, la completa transizione verso l'economia circolare rappresenta quindi un obiettivo strategico per affrontare le grandi trasformazioni che stanno investendo l'economia globale.

La Strategia Nazionale per l'Economia Circolare, il documento programmatico di cui l'Italia si è dotata nel giugno 2022, all'interno del quale sono individuate le azioni, gli obiettivi e le misure che si intendono perseguire nella definizione delle politiche istituzionali volte ad assicurare un'effettiva transizione verso un'economia di tipo circolare, prevede tra le priorità il contributo al raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica, definendo una tabella di marcia di azioni e obiettivi misurabili da qui al 2035.

I temi strategici per l'economia circolare, definiti anche sulla base delle interlocuzioni con la Commissione Europea, sono: l'ecodesign, il riutilizzo e la riparabilità dei prodotti e l'innovazione di processo che rientrano nell'upstream dei processi produttivi; ci sono poi la gestione dei rifiuti, l'implementazione dei Criteri Ambientali Minimi (CAM), la strumentazione finanziaria a supporto dell'Economia Circolare e l'*end of waste*. Tra i temi particolarmente sfidanti ricordiamo anche: le materie prime critiche, lo sviluppo di un mercato delle materie prime seconde e la simbiosi industriale.

La Strategia delinea anche il quadro complessivo degli obiettivi da perseguire fino al 2035 che sono:

- la creazione delle condizioni per un mercato delle materie prime seconde in sostituzione delle materie prime tradizionali;
- il consolidamento e il rafforzamento del principio di responsabilità estesa del produttore;
- lo sviluppo di una fiscalità favorevole alla transizione verso l'economia circolare;
- il rafforzamento delle azioni mirate all'upstream della circolarità (ecodesign, estensione della durata dei prodotti, riparabilità e riuso);
- lo sviluppo e la diffusione di metodi e modelli di valutazione del ciclo di vita dei prodotti e di sistemi di gestione dei rifiuti per poter individuare con metodo tecnico scientifico le attività che andiamo a sviluppare e dei relativi effetti complessivi;
- il miglioramento della tracciabilità del flusso dei rifiuti;
- l'educazione e la creazione di competenze nell'ambito pubblico e privato in materia di economia circolare come volano di sviluppo dell'occupazione giovanile (maschile e femminile).

La Strategia Nazionale è stata integrata a settembre 2022 da un cronoprogramma, approvato con DM 342 del 19.09.2022, che la Commissione Europea ha richiesto al fine di individuare le misure immediatamente attuabili dal 2022 al 2026.

Le misure di attuazione si possono raggruppare nelle seguenti macro-categorie:

- la governance della strategia che richiede l'istituzione di un Osservatorio Nazionale (istituito DD 180 del 30 settembre 2022) e la pubblicazione di un Report annuale sull'andamento dell'attuazione della Strategia economia circolare (a partire dal 2023);

- l'implementazione del nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti Registro Elettronico di Tracciabilità dei Rifiuti (c.d. RENTRI), adottato con decreto del 14 aprile 2023;
- gli incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie;
- la revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti al fine di rendere più conveniente il riciclaggio rispetto al conferimento in discarica e all'incenerimento sul territorio nazionale;
- il diritto al riutilizzo e alla riparazione (ricordiamo l'adozione del regolamento ex art. 214-ter, comma 2, del D.Lgs. n. 152 del 2006 previsto per incentivare il riutilizzo e la riparazione, in attesa di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale);
- la riforma del sistema EPR (Extended Producer Responsibility);
- l'istituzione del registro nazionale dei produttori previsto dall'art. 178 ter;
- il supporto agli strumenti normativi esistenti: normativa sui rifiuti (nazionale e regionale) e criteri ambientali minimi (CAM) nell'ambito degli appalti pubblici verdi. In particolare, si segnalano:
  - DM 254 del 23 giugno 2022 recante CAM - fornitura, servizio di noleggio e servizio di estensione della vita utile di arredi per interni;
  - DM 255 del 23 giugno 2022 recante CAM - affidamento del servizio di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani, del servizio di pulizia e spazzamento stradale, della fornitura dei relativi veicoli e dei contenitori e sacchetti per la raccolta dei rifiuti urbani;
  - DM 256 del 23 giugno 2022 recante CAM - affidamento di servizi di progettazione e affidamento di lavori per interventi edilizi;
  - DM 152 del 27 settembre 2022 recante Regolamento end of waste ai sensi dell'articolo 184-ter del d.lgs. 152/2006, avente ad oggetto i rifiuti da costruzione e demolizione;
  - DM 19 ottobre 2022 recante CAM - affidamento del servizio di organizzazione e realizzazione di eventi di cui alla "riforma 3.1 – adozione di criteri ambientali minimi per eventi culturali" nella missione turismo e cultura 4.0 del PNRR;
  - DM 7 febbraio 2023 recante CAM - affidamento della fornitura e del noleggio di prodotti tessili e del servizio di restyling e finissaggio di prodotti tessili;
  - DM 7 febbraio 2023 recante CAM - affidamento del servizio di progettazione di parchi giochi e della fornitura, posa in opera e manutenzione di prodotti per l'arredo esterno e di arredo urbano.
- il sostegno ai progetti di simbiosi industriale attraverso strumenti normativi e finanziari;
- le misure per l'uso sostenibile del suolo in ottica di economia circolare;
- le misure per l'uso sostenibile delle risorse idriche in un'ottica di economia circolare.

Il Programma nazionale di gestione dei rifiuti è stato adottato anch'esso nel giugno 2022, con un orizzonte di sei anni (2022-2028).

Esso stabilisce i macro-obiettivi, le macro-azioni e i target, i criteri e le linee strategiche che le Regioni e le Province autonome devono seguire nell'elaborazione dei Piani di gestione dei rifiuti e offre una ricognizione nazionale dell'impiantistica, affrontando i divari tra le regioni.

In relazione al tasso di raccolta differenziata, alla riduzione del numero di discariche irregolari e alla diminuzione del tasso di conferimento in discarica dei rifiuti urbani, stabilisce il target al di sotto del 10% nel 2035.

Il Programma indica, inoltre, la necessità di adottare una pianificazione a livello regionale basata sulla quantificazione dei flussi di rifiuti e individua la metodologia LCA per confrontare gli scenari di gestione, tenendo conto di tutti gli impatti ambientali.

Il settore Rifiuti contribuisce con il 4,9% alle emissioni totali dei gas serra in Italia ed è responsabile di 20,1 MtCO<sub>2</sub> eq. nel 2022, dovute principalmente alla gestione delle discariche (78%) ed al trattamento delle acque reflue (19%).<sup>67</sup>

A oggi, ancora il 29% circa dei rifiuti prodotti viene avviato a discarica (nel 2022 sono stati smaltiti in discarica 5.173.000 tonnellate di rifiuti solidi urbani, 2.469.000 tonnellate di rifiuti industriali assimilabili e circa 96.000 tonnellate di fanghi), mentre nel 1990 il 91% dei rifiuti veniva smaltito in discarica.

Grazie all'evoluzione della normativa nel campo dei rifiuti e all'introduzione di nuove forme di gestione dei rifiuti, la quantità di rifiuti trattati in impianti meccanico-biologici e di compostaggio, nonché in digestori anaerobici è cresciuta in modo significativo.

Sempre sulla base dei dati ISPRA emerge una netta riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dall'incenerimento dei rifiuti senza recupero energetico. In particolare, queste sono diminuite dell'84% in circa tre decenni, passando da 531 ktCO<sub>2</sub> eq. nel 1990 a 113 ktCO<sub>2</sub> eq. nel 2022. Queste emissioni includono il trattamento dei rifiuti urbani, industriali, sanitari, oli esausti e fanghi negli inceneritori senza recupero energetico; sono inoltre incluse le emissioni dal co-incenerimento dei rifiuti negli impianti industriali, dalla cremazione dei defunti, dalla combustione dei rifiuti agricoli e dai roghi dei rifiuti abbandonati.

Le emissioni di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O derivanti dal trattamento delle acque reflue urbane ed industriali mostrano una diminuzione nel periodo 1990-2022 in quanto in questi ultimi trent'anni si è assistito ad un progressivo aumento della copertura fognaria e di conseguenza della quota parte di refluo avviato alla depurazione, che al 2022 copre il 91% della popolazione.

Tabella 36 - Emissioni di gas serra delle categorie del settore rifiuti, anni 1990-2022

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022
	Mt CO <sub>2</sub> equivalente								
Smaltimento in discarica rifiuti solidi	13,7	16,9	19,3	19,0	17,4	15,7	16,0	15,7	15,6
Treatmento biologico dei rifiuti	0,0	0,1	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
Incenerimento dei rifiuti	0,6	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Treatmento delle acque reflue	4,7	4,5	4,3	4,2	4,1	3,8	3,8	3,8	3,8
<b>Totale settore rifiuti</b>	<b>19,0</b>	<b>22,0</b>	<b>24,1</b>	<b>24,1</b>	<b>22,4</b>	<b>20,3</b>	<b>20,5</b>	<b>20,2</b>	<b>20,1</b>

fonte: ISPRA, 2024

Questo porta inevitabilmente, per quel che riguarda i reflui civili, ad un aumento della produzione di metano, compensata però da una maggior efficienza di captazione del biogas avviato al recupero energetico.

<sup>67</sup> ISPRA (2024), "Relazione Tecnica Sulle Emissioni di Gas Serra Nell'inventario Nazionale Delle Emissioni e nello Scenario Emissivo Di Riferimento Elaborato ai fini del Monitoraggio Previsto dal Regolamento (Ue) 2018/1999 e successivamente aggiornato nell'ambito dei lavori di ISPRA a supporto dell'aggiornamento del piano nazionale integrato per l'energia ed il clima", par. 3.7, pag. 46-49.

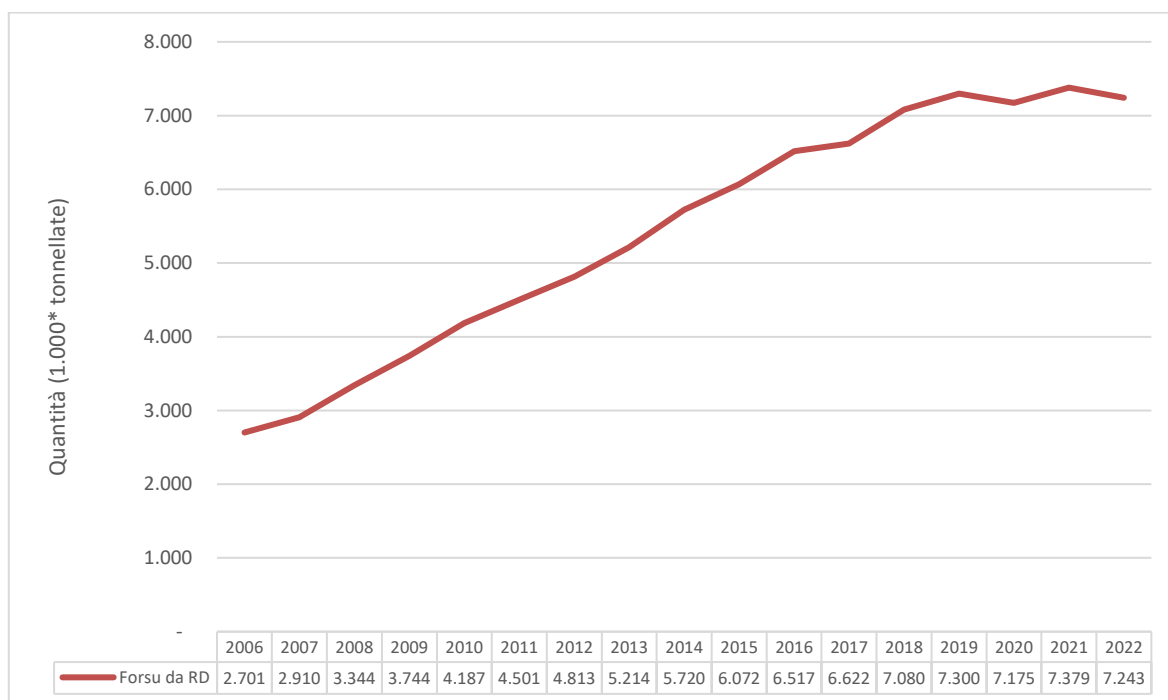


Per i reflui industriali, invece, le emissioni sono legate alla quantità di reflu prodotto, che dipende a sua volta dalla produzione industriale stessa: il progresso tecnologico e il crescente impegno dell'industria verso le tematiche ambientali ha portato negli anni ad una riduzione, in taluni settori, della quantità di acqua di lavorazione, e quindi di reflu prodotto, con una conseguente minore concentrazione di COD (domanda chimica di ossigeno) allo scarico e, quindi, una minore produzione di metano emesso.

La riduzione delle emissioni nel settore dei rifiuti è principalmente legata all'incremento della raccolta differenziata e al conseguente riciclo delle frazioni raccolte separatamente. Infatti, i materiali ottenuti dalla raccolta e dalla trasformazione dei rifiuti in nuove risorse consentono di risparmiare emissioni in maniera consistente rispetto all'utilizzo di materie prime vergini. Il guadagno netto è dipendente dal tipo di materiale (più elevato per alluminio e metalli) e dalle quantità raccolte.

Per quanto riguarda la frazione organica biodegradabile della raccolta differenziata, il successivo trattamento aerobico/anaerobico per la produzione di compost consente di trasformare in ammendante ricco di materia organica il rifiuto che sarebbe altrimenti smaltito in discarica. Va inoltre considerato che tali sistemi di trattamento consentono di limitare le emissioni di metano in atmosfera, rispetto al conferimento in discarica. Sul piano quantitativo, il trattamento della frazione organica biodegradabile dei rifiuti urbani proveniente dalla raccolta differenziata è passato da 2,7 Mt del 2006 a 7,4 Mt del 2021.

Figura 34 - Andamento della raccolta differenziata della FORSU in Italia



fonte: Sezione Nazionale del Catasto Rifiuti, Ispra

In futuro è previsto un incremento delle quote di raccolta differenziata dei rifiuti organici, anche in considerazione del nuovo obbligo comunitario di raccolta della predetta frazione, con conseguente riciclaggio della stessa ai fini della produzione di ammendanti. Anche lo sviluppo di sistemi di trattamento dei rifiuti organici biodegradabili di prossimità contribuirà ulteriormente a ridurre le emissioni diminuendo i trasporti dei rifiuti su lunghe distanze a impianti centralizzati.

In questo quadro, sul piano quantitativo, nel rispetto della normativa vigente, si registra un progressivo aumento degli impianti di trattamento della frazione organica biodegradabile dei rifiuti, la cui realizzazione è stata sostenuta anche con specifici finanziamenti a valere sul PNRR.

Il trattamento delle frazioni residuali dei rifiuti che vengono inviate a impianti di selezione e stabilizzazione contribuisce ulteriormente a ridurre le emissioni in atmosfera. Rispetto al 2003 (anno di emanazione del decreto di recepimento della direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti), l'Italia ha provveduto a realizzare una capacità di trattamento delle frazioni residuali a totale copertura del fabbisogno nazionale. In questo modo, il rifiuto residuo viene biostabilizzato prima di essere conferito in discarica riducendo le emissioni di biogas dalle stesse.

Il miglioramento della gestione complessiva dei rifiuti in relazione alla composizione (aumento della differenziata) e alla quantità dei rifiuti smaltiti in discarica, a seguito del recepimento della Direttiva europea 1999/31/CE sulle discariche, con D.Lgs. 13/1/2003 n.36, ha determinato una riduzione degli impatti correlati al settore dei rifiuti. Tale dinamica può essere incoraggiata, come si è detto, da nuove misure per favorire il riciclo dei rifiuti organici e non, nonché attraverso un potenziamento del ricorso agli strumenti normativi esistenti: *End of waste* (nazionale e regionale), Criteri ambientali minimi (CAM) nell'ambito degli appalti pubblici verdi, riforma del sistema EPR (*Extended Producer Responsibility*) e dei Consorzi

Per quanto riguarda il futuro, permane la necessità di incrementare ulteriormente le performance nazionali di raccolta e riciclaggio dei rifiuti, diminuendo al contempo le quantità smaltite in discarica.

Al fine di aumentare l'efficienza e l'efficacia della raccolta differenziata in un'ottica di economia circolare, come d'altronde richiesto a livello europeo, sia dalle direttive vigenti che dal regolamento europeo in fase di negoziazione, il Mase, con D.M. n. 360 del 28 settembre 2022 ha adottato le "Linee Guida tecniche per l'etichettatura ambientale degli imballaggi". Le linee guida, adottate ai sensi dell'art. 219, comma 5, del D.Lgs n.152/2006, sono entrate in vigore il 1° gennaio 2023 e, in futuro, potranno essere aggiornate periodicamente, sulla base di nuovi interventi legislativi e della evoluzione tecnologica. Le indicazioni tecniche sono state fornite con lo scopo di aiutare le imprese italiane a fornire in maniera chiara e corretta le caratteristiche ambientali dei propri imballaggi, aumentando al contempo la consapevolezza dei consumatori rispetto al destino finale dei rifiuti. Più in particolare, le linee guida sono il frutto del lavoro del gruppo tecnico avviato dal CONAI, Consorzio Nazionale Imballaggi, che per oltre un anno, d'intesa con il Ministero, ha raccolto le esigenze di tutti i settori produttivi e fornito supporto per l'implementazione di una normativa che ha come obiettivo primario quello di migliorare la qualità della raccolta differenziata degli imballaggi e aumentare la consapevolezza dei consumatori rispetto al destino finale di tali rifiuti. Le linee guida recepiscono le indicazioni della Commissione Europea in tema di rafforzamento del ricorso alla digitalizzazione delle etichette con l'obiettivo di facilitare l'aggiornamento delle indicazioni ed evitare barriere al mercato interno. Si tratta di uno strumento di supporto tecnico unico nel panorama europeo che potrà essere presentato come esempio virtuoso, per il metodo utilizzato e per i contenuti tecnici.

Per dare impulso alle raccolte differenziate delle bottiglie in PET e garantire al contempo la possibilità di valorizzare tale flusso per la fabbricazione di nuove bottiglie, il Ministero ha promosso il Programma Sperimentale Mangiaplastica (con DM del 2 settembre 2021, n. 360). La misura ha previsto una dotazione complessiva pari a 27 milioni di euro, incrementata per un importo di 6 milioni di euro per l'anno 2023 e di 8 milioni di euro per l'anno 2024. Il Programma prevede la concessione ed erogazione, in favore dei Comuni, del contributo a fondo perduto per l'acquisto e l'installazione di eco-compattatori per la raccolta differenziata di bottiglie per bevande in PET, in grado di riconoscere in modo selettivo le bottiglie in PET e ridurne il volume favorendone il riciclo. A fronte delle circa 1500 domande ammissibili ne sono state accolte circa 900. Per la misura è

prevista un'azione di monitoraggio per almeno tre anni dal momento dell'attivazione dell'eco-compattatore che sarà avviato nei primi mesi del 2023.

Con riferimento al sistema della decretazione attuativa, si segnalano inoltre i seguenti provvedimenti adottati nel corso del 2022 e del 2023 in materia di economia circolare.

- DM 15 giugno 2022 recante Decreto attuativo dell'articolo 18, comma 7, del dlgs 49/2014 per incentivare l'adozione dei sistemi certificati di gestione ambientale nelle imprese che riciclano i rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche, i RAEE;
- DM 307 del 10 agosto 2022, recante Decreto di approvazione degli statuti trasmessi da consorzi RAEE ai sensi del decreto legislativo 14 marzo 2014, n. 49;
- DM 19 del 17 gennaio 2023 recante Attuazione delle direttive delegate della Commissione europea (UE) 2022/1631 e (UE) 2022/1632 del 12 maggio 2022, del Parlamento europeo e del Consiglio, di modifica dell'allegato IV del decreto 4 marzo 2014 n. 27 sulla restrizione di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche (ROHS II);
- DPCM 3 febbraio 2023 recante Approvazione del modello unico di dichiarazione ambientale per l'anno 2023;
- DM 40 del 20 febbraio 2023 recante Regolamento recante l'aggiornamento dei raggruppamenti di rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche indicati nell'Allegato 1 del decreto 25 settembre 2007, n. 185;
- DM 122 del 3 aprile 2023, recante Attuazione della rettifica alla direttiva delegata della Commissione europea (UE) 2020/363, di modifica dell'allegato II della direttiva 2000/53/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa ai veicoli fuori uso.

#### ❖ **AGRICOLTURA**

L'agricoltura e la zootecnia rappresentano fonti rilevanti di produzione di gas a effetto serra e inquinanti atmosferici, costituiti principalmente da metano, protossido di azoto e ammoniaca.

Le emissioni di metano sono causate dalle fermentazioni enteriche delle razioni nell'apparato digerente del bestiame, in particolare dei ruminanti, e dalla decomposizione delle deiezioni durante lo stoccaggio, il trattamento e il pascolo, dalle coltivazioni di riso e dalla combustione dei residui agricoli.

Le emissioni di protossido di azoto sono originate dalle reazioni di nitrificazione e denitrificazione dell'azoto presente nelle deiezioni, durante le fasi di stoccaggio e trattamento dei reflui zootecnici, e dell'azoto presente nei suoli, apportato al suolo dall'uso dei fertilizzanti sintetici ed organici, dallo spandimento dei reflui zootecnici, dal pascolo, dai fanghi di depurazione delle acque reflue, dall'incorporazione nel suolo dei residui di gestione agricola e dalle coltivazioni di suoli organici. Le emissioni di protossido di azoto sono prodotte anche dalla combustione dei residui agricoli.

Le emissioni di ammoniaca sono determinate principalmente dalla gestione delle deiezioni animali e dall'utilizzo dei fertilizzanti.

Sul piano settoriale, nel caso del comparto zootecnico, la gestione degli effluenti che include le emissioni generate nelle stalle, negli stoccaggi, allo spandimento e al pascolo, delle categorie animali bovini, suini e avicoli, genera il 57% del totale delle emissioni agricole di ammoniaca. Più nel dettaglio, in ambito zootecnico, le emissioni di ammoniaca sono generate dalle fermentazioni microbiche a carico dell'azoto presente nelle deiezioni (feci e urine) e avvengono in tutte le fasi di gestione, dal momento dell'escrezione, durante il ricovero fino alla distribuzione in campo. Per il comparto agricolo, invece, le emissioni di ammoniaca sono generate dall'utilizzo dei fertilizzanti di sintesi e organici.

Per quanto riguarda il settore agricolo e quello zootecnico sono state individuate le seguenti azioni:

◆ **CODICE NAZIONALE INDICATIVO DI BUONE PRATICHE AGRICOLE PER IL CONTROLLO DELLE EMISSIONI DI AMMONIACA**

Il codice, che è stato inserito nel Programma Nazionale di Controllo dell'Inquinamento Atmosferico (PNCIA) prende in considerazione gli aspetti seguenti per la riduzione delle emissioni di ammoniaca:

- gestione dell'azoto, tenendo conto dell'intero ciclo dell'azoto;
- strategie di alimentazione del bestiame;
- tecniche di stoccaggio e di spandimento del letame che comportano emissioni ridotte;
- sistemi di stabulazione che comportano emissioni ridotte;
- possibilità di limitare le emissioni di ammoniaca derivanti dall'impiego di fertilizzanti minerali.

Il codice prevede quindi misure obbligatorie per la mitigazione e per l'abbattimento dell'ammoniaca tramite: diverso uso dei fertilizzanti e tecniche di spandimento delle deiezioni e stoccaggi. Le misure di mitigazione facoltative sono finanziabili tramite fondi europei riconducibili alle politiche di sviluppo rurale oppure attraverso l'utilizzo del Fondo da 2,3 miliardi di euro istituito dalla legge n. 234 del 2021 (articolo 1, comma 498) per l'attuazione del programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico.

◆ **PROTOCOLLO DI INTESA CHE ISTITUISCE IL "PIANO D'AZIONE PER IL MIGLIORAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA"**

Il Protocollo, adottato il 4 giugno 2019 a Torino dal Presidente del Consiglio e da tutti i Ministeri aventi competenza sui settori emissivi, nonché dal MEF, prevede una serie di misure nazionali di miglioramento della qualità dell'aria. Le misure previste nel Protocollo riguardano tutti i settori che maggiormente contribuiscono alle emissioni in atmosfera quali quello dei trasporti, quello domestico (combustione della biomassa), dell'energia e dell'agricoltura.

Rispetto a tale ultimo settore in particolare, il protocollo ha previsto l'adozione di una norma volta alla limitazione dell'abbruciamento dei residui vegetali all'aperto, con contestuale creazione di filiere volte al recupero e valorizzazione energetica di tali residui.

Il duplice scopo perseguito dalla norma, di limitare progressivamente la pratica dell'abbruciamento dei residui vegetali e, ove possibile, di prediligere il recupero e valorizzazione di tali residui, risponde infatti alla finalità di dare attuazione alla transizione ecologica nel senso di rendere meno dannosi per l'ambiente determinati comportamenti consolidati (nella specie, la pratica dell'abbruciamento dei residui agricoli) e al contempo di recuperare e valorizzare i residui agricoli attraverso la creazione di una filiera di raccolta e di trasformazione degli stessi in un prodotto (pellet o combustibile per teleriscaldamento ad esempio) avente valore di mercato.

Anche in questo caso la misura sarà finanziata attraverso l'utilizzo del Fondo istituito dalla legge n. 234 del 2021, articolo 1, comma 498, per l'attuazione del programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico.

◆ **LIMITAZIONE PRATICHE DI RAGGRUPPAMENTO E ABBRUCIAMENTO DI MATERIALI VEGETALI NEL LUOGO DI PRODUZIONE**

La misura mira a introdurre una disciplina della combustione dei materiali vegetali, di provenienza agricola o forestale, nel luogo di produzione e al contempo a favorire il recupero e la valorizzazione di tali materiali attraverso la creazione di una filiera di raccolta e di trasformazione degli stessi in un prodotto (pellet o combustibile per teleriscaldamento ad esempio) avente valore di mercato. La pratica dell'abbruciamento all'aperto dei residui agricoli, infatti, largamente diffusa sul territorio e priva di sistemi di controllo, costituisce una notevole fonte di emissioni in atmosfera sia di gas climalteranti che di sostanze inquinanti per la qualità dell'aria.

La realizzazione della misura avverrà tramite la preliminare adozione di una norma nazionale che fornirà la disciplina della combustione dei materiali vegetali, di provenienza agricola o forestale, nel luogo di produzione (limitandone la pratica in particolare nelle aree maggiormente critiche per la qualità dell'aria), e tramite il successivo finanziamento per la creazione di filiere locali volte alla raccolta dei residui e la loro valorizzazione.

La misura sarà avviata nelle Regioni maggiormente critiche sul tema della qualità dell'aria a partire dall'inverno 2023 e produrrà effetti fin dall'anno 2024. Non è prevista una data di termine dell'intervento essendo di carattere normativo, ma nel corso dell'anno le limitazioni relative all'abbruciamento riguarderanno solo alcuni mesi.

#### ◆ **POLITICA AGRICOLA COMUNE (PAC) 2021-2027**

Le misure indicate nel citato codice nazionale trovano una risposta finanziaria e applicativa negli strumenti della Politica Agricola Comune (PAC), che, rispetto alla PAC 2014-2020, è maggiormente orientata al miglioramento dell'ambiente. Tali misure saranno attuabili nel periodo 2021-2027 e prevedono:

- il rafforzamento della condizionalità che vedrà pagamenti diretti subordinati a requisiti ambientali più rigorosi;
- l'obbligo per gli Stati membri di introdurre regimi ecologici che abbiano un impatto positivo su clima e ambiente, ma il cui utilizzo è facoltativo per le singole aziende agricole, nel primo pilastro (sostegno diretto al reddito degli agricoltori e misure di mercato);
- i pagamenti per impegni ambientali, climatici e altri impegni in materia di gestione, nel secondo pilastro (sviluppo rurale).

#### ❖ **LULUCF (SETTORE DELL'USO DEL SUOLO, DEL CAMBIAMENTO DI USO DEL SUOLO E DELLA SILVICOLTURA)**

Per quanto riguarda il comparto *Land Use, Land Use Change and Forestry* (settore dell'uso del suolo, del cambiamento di uso del suolo e della silvicoltura) sono state individuate le seguenti azioni:

#### ◆ **PIANO NAZIONALE DI CONTABILIZZAZIONE FORESTALE**

Nell'ambito del Regolamento EU 841/2018, l'Italia ha presentato il Piano Nazionale di contabilizzazione forestale che include il livello di riferimento per la contabilizzazione della gestione forestale, basato sulla continuazione di pratiche sostenibili di gestione forestale, considerando il futuro impatto delle caratteristiche dinamiche delle foreste collegate all'età, per non limitare l'intensità della gestione forestale. Tale elemento è infatti ritenuto fondamentale per lo sviluppo di pratiche sostenibili di gestione forestale e quindi per il mantenimento o il rafforzamento dell'assorbimento di carbonio a lungo termine.

#### ◆ **STRATEGIA FORESTALE NAZIONALE PER IL SETTORE FORESTALE E LE SUE FILIERE" (SFN)**

La missione della SFN sarà quella di portare il paese ad avere foreste estese e resilienti, ricche di biodiversità, capaci di contribuire alle azioni di mitigazione e adattamento alla crisi climatica, offrendo benefici ecologici, sociali ed economici per le comunità rurali e montane. La SFN discende da un impegno europeo, la Strategia forestale dell'Unione europea del 16 luglio 2021, ed è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale il 9 febbraio 2022, con validità ventennale.

◆ **REGISTRO PUBBLICO DEI CREDITI DI CARBONIO VOLONTARI DEL SETTORE AGROFORESTALE**

La legge 41/2023 ha istituito, con l'art. 45.2-quater, il Registro pubblico dei crediti di carbonio generati su base volontaria dal settore agroforestale nazionale, presso il Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (CREA), al fine di valorizzare le pratiche di gestione agricole e forestali sostenibili, in grado di migliorare le capacità di assorbimento del carbonio atmosferico e aggiuntive rispetto a quelle prescritte dalla normativa europea e nazionale in materia di conduzione delle superfici agricole e forestali. La normativa prevede che i crediti siano utilizzabili nell'ambito di un mercato volontario nazionale, in coerenza con quanto disposto in precedenza con l'istituzione del Registro nazionale dei serbatoi di carbonio agroforestali (Registro), presso la direzione generale competente del MASE. Con l'istituzione del Registro pubblico dei crediti di carbonio generati su base volontaria dal settore agroforestale nazionale viene inoltre delimitato l'utilizzo dei relativi crediti; in particolare i crediti non possono essere utilizzati nel mercato EU-ETS di cui al decreto legislativo 47/2020, e nel mercato Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). I crediti, inoltre, pur contribuendo al raggiungimento degli obiettivi nazionali di assorbimento delle emissioni di gas serra contabilizzati da ISPRA nell'ambito degli obblighi internazionali, rilevano, ai fini dell'impiego su base volontaria, esclusivamente per le pratiche aggiuntive di gestione sostenibile realizzate. Si prevede inoltre che il CREA ammetta all'iscrizione nel Registro i crediti di carbonio generati e certificati ai sensi del comma su richiesta dei soggetti proprietari ovvero gestori di superfici agroforestali, che realizzano attività di imboschimento, rimboschimento e gestione sostenibile agricola e forestale, aggiuntive rispetto a quelle previste dalla vigente normativa europea e nazionale di settore, coerentemente con le linee guida IPCC. Si dovranno adottare, con decreto interministeriale MASAF-MASE, le linee guida volte a individuare i criteri per l'attuazione e a definire le modalità di certificazione dei crediti e di gestione del Registro nell'ambito del Sistema informativo agricolo nazionale (SIAN), in coerenza con le informazioni territoriali e produttive presenti nei fascicoli aziendali censiti nel Sistema. Solo successivamente si definiranno le modalità di iscrizione, aggiornamento e controllo dei crediti registrati.

◆ **IL REGOLAMENTO EU CARBON REMOVAL CERTIFICATION FRAMEWORK**

L'11 marzo 2024 è stato approvato il regolamento europeo per l'istituzione di un quadro di certificazione dell'Unione per gli assorbimenti di carbonio (CRCF), volto a istituire un sistema di certificazione dell'UE per lo stoccaggio permanente del carbonio, il sequestro del carbonio nei suoli agricoli e lo stoccaggio del carbonio nei prodotti. Il regolamento costituisce un importante strumento, a carattere volontario, per promuovere gli assorbimenti di carbonio e di riduzione delle emissioni nel suolo, determinanti per progredire verso il raggiungimento dell'obiettivo europeo della neutralità climatica entro il 2050. Il quadro mira a garantire l'elevata qualità degli assorbimenti di carbonio nell'UE e istituire un sistema di governance per le certificazioni dell'UE, attraverso la definizione di requisiti minimi, metodologia e standard per la misura e lo scambio degli assorbimenti di carbonio. Il regolamento definisce gli assorbimenti di carbonio, in linea con i rapporti del Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC) delle Nazioni Unite, e comprende gli assorbimenti di carbonio atmosferico o biogenico, includendo le seguenti attività di assorbimento del carbonio e di riduzione delle emissioni:

- assorbimento permanente del carbonio (stoccaggio di carbonio atmosferico o biogenico per diversi secoli);
- stoccaggio temporaneo del carbonio in prodotti di lunga durata (come i prodotti da costruzione a base di legno), della durata di almeno 35 anni e che possa essere monitorato in loco durante l'intero periodo di monitoraggio;
- stoccaggio temporaneo del carbonio grazie al sequestro del carbonio nei suoli agricoli (ad esempio ripristino delle foreste e dei suoli, gestione delle zone umide, praterie sottomarine);



- riduzione delle emissioni nel suolo (grazie al sequestro del carbonio nei suoli agricoli), che comprende riduzioni del carbonio e del protossido d'azoto derivanti dalla gestione del suolo e attività che nel complesso devono ridurre le emissioni di carbonio dei suoli o aumentare gli assorbimenti del carbonio proveniente da materiali biologici (esempi di attività sono la gestione delle zone umide, l'assenza di pratiche di lavorazione e di copertura delle colture, la riduzione dell'uso di concime in combinazione con pratiche di gestione del suolo, ecc.).

Il regolamento prevede che le attività di assorbimento del carbonio debbano soddisfare quattro criteri generali per essere certificate: quantificazione, addizionalità, stoccaggio a lungo termine e sostenibilità. Sulla base di tali criteri, la Commissione, coadiuvata da un gruppo di esperti, svilupperà metodologie di certificazione specifiche per diversi tipi di attività di assorbimento del carbonio, al fine di garantire un'attuazione corretta, armonizzata ed efficiente in termini di costi dei criteri di assorbimento del carbonio. Le attività certificate di assorbimento del carbonio e di riduzione delle emissioni nel suolo genereranno le unità corrispondenti (ove un'unità è pari a una tonnellata di CO<sub>2</sub> equivalente di beneficio in termini di assorbimento netto certificato generato da una delle attività di assorbimento del carbonio o di riduzione delle emissioni nel suolo). Tali unità certificate possono essere utilizzate solo per gli obiettivi climatici dell'UE e per il contributo determinato a livello nazionale (NDC) e non devono contribuire agli NDC di paesi terzi e a regimi di conformità internazionali. Il regolamento stabilisce chiari obblighi di monitoraggio e norme in materia di responsabilità per gli operatori. Entro quattro anni dopo l'entrata in vigore del regolamento, la Commissione istituirà un registro elettronico comune e trasparente a livello dell'UE al fine di rendere pubbliche e accessibili le informazioni sulla certificazione e sulle unità, compresi i certificati di conformità e le sintesi delle relazioni sui controlli di certificazione. Fino ad allora, i sistemi di certificazione previsti dal quadro devono fornire registri pubblici basati su sistemi automatizzati e interoperabili

#### ❖ **STRUMENTI TRASVERSALI E ALTRE MISURE**

Oltre a quanto previsto a livello settoriale, si riportano di seguito ulteriori politiche e misure che contribuiscono agli obiettivi Effort Sharing.

#### ◆ ***ESECUZIONE DEL REGOLAMENTO SUI GAS FLUORURATI***

Le emissioni di gas fluorurati (HFC) rappresentano il 2,4% del totale dei gas serra in CO<sub>2</sub>eq. nel 2022 e mostrano un aumento del 192% tra il 1990 e il 2022. Questo aumento è il risultato di diversi fattori per i diversi gas. Gli HFC, ad esempio, sono aumentati considerevolmente dal 1990 al 2020, passando da 0,4 a 9,1 Mt in CO<sub>2</sub>eq. Le emissioni complessive in realtà hanno raggiunto il picco nel 2013 con 13,6 Mt in CO<sub>2</sub>eq, per poi decrescere progressivamente (pur rimanendo a livelli molto più alti del 1990) in virtù dell'implementazione dei Regolamenti sugli F-gas che si sono succeduti negli anni e che hanno determinato la progressiva riduzione e/o la sostituzione dei gas a maggior potere climalterante con sostanze a minor o nullo effetto serra. I settori maggiormente responsabili di queste emissioni rientrano nella cosiddetta categoria "uso di sostanze in sostituzione di ODS". Si tratta dei settori della refrigerazione, del condizionamento (stazionario e mobile A/C), dell'antincendio, delle schiume e degli aerosol dove gli HFC hanno iniziato ad essere impiegati intorno ai primi anni '90 in sostituzione delle sostanze ozono lesive (ODS – ozone depleting substances). In particolare, nel 2022 la refrigerazione e il condizionamento stazionario pesano per il 63,9% sul totale delle emissioni ODS con 5,8 MtCO<sub>2</sub>eq. Nei settori del condizionamento stazionario e del condizionamento dei veicoli, l'aumento negli anni delle emissioni è dovuto a una maggiore diffusione delle apparecchiature di climatizzazione e conseguentemente all'aumento della quantità di refrigerante installato, a fronte di quantità recuperate a fine vita ancora poco significative.



L'Italia ha da subito intrapreso azioni per ridurre gli HFC, in linea con gli obiettivi dell'emendamento di Kigali, adottando nel 2014 il Regolamento UE 517/2014 sui gas fluorurati ad effetto serra, recepito con il D.P.R. n. 146, del 16 novembre 2018. Inoltre, con il Decreto Legislativo n.199 dell'8 novembre 2021, che attua la Direttiva UE 11/12/2018, n. 2001 (detta RED II), vengono dettate disposizioni importanti in materia di energia da fonti rinnovabili, e definiti gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030.

In aggiunta, il 20 febbraio 2024 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il Regolamento (UE) 2024/573 sui gas fluorurati a effetto serra, che modifica la direttiva (UE) 2019/1937 e che abroga il regolamento (UE) n. 517/2014. Il nuovo Regolamento (UE) 2024/573 è entrato in vigore l'11 marzo 2024 e persegue l'obiettivo di eliminare progressivamente l'utilizzo dei gas fluorurati aventi impatto climalterante, incentivando l'utilizzo di gas refrigeranti naturali e a basso impatto climatico.

A tale riguardo, per migliorare l'efficienza energetica da fonti rinnovabili, il Governo italiano, in linea con le normative europee, ha programmato il Conto Termico 2024. Si tratta di un aggiornamento del vigente Conto Termico. Nello specifico, il Conto Termico 2024 fornisce incentivi per promuovere l'utilizzo di tecnologie di ultima generazione per piccoli impianti ed è rivolto a Pubbliche Amministrazioni, imprese e soggetti privati, al fine di consentire la riqualificazione di edifici con una riduzione sensibile dei consumi energetici.

Infine, per monitorare efficacemente, con dati coerenti e di qualità, le emissioni di gas fluorurati a effetto serra e per verificare i progressi compiuti nel conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni, è operativa la banca dati F GAS, che raccoglie e conserva informazioni sulle vendite di gas fluorurati (e di talune apparecchiature che li contengono) e sulle attività di installazione, manutenzione, riparazione e smantellamento delle apparecchiature.

#### ◆ EMISSIONI DI METANO

Il tema della riduzione delle emissioni di metano ha assunto negli ultimi anni importanza sempre crescente, sia nell'ottica degli sfidanti obiettivi di neutralità climatica europei e globali, sia nell'ottica di una crescente resilienza del sistema energetico europeo e una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti, divenuti temi centrali nell'attuale scenario internazionale.

Le misure da attuare per il settore energetico sono peraltro già note e si concentrano su quattro punti chiave: a) potenziare la misurazione e la rendicontazione delle emissioni su tutta la filiera; b) eliminare le perdite tramite il rilevamento e la riparazione con una frequenza adeguata; c) porre fine a pratiche diffuse di sfiato e combustione in torcia, promuovendo la cattura dei volumi altrimenti dispersi in atmosfera; d) limitare l'impronta emissiva del metano negli import: le suddette misure, per essere davvero efficaci, devono essere applicate anche nei paesi esportatori di combustibili fossili. In generale, oggi esistono tecnologie che utilizzano anche l'intelligenza artificiale a questi scopi, tecnologie che includono anche droni e satelliti. Tecnologie avanzate in grado di individuare hotspot emissivi ed effettuare rilevamenti a livello di componente o di impianto, compresa una migliore gestione dei flussi del gas naturale nelle reti.

La Strategia Esterna UE per l'Energia, pubblicata dalla Commissione UE parallelamente al piano REPowerEU, mostra che è possibile coniugare l'intervento per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici con gli obiettivi di decarbonizzazione. In particolare, la Strategia esterna UE prevede che gli sforzi, compiuti dall'UE per raggiungere una maggiore diversificazione degli approvvigionamenti di gas e GNL da fornitori diversi dalla Russia, siano accompagnati da azioni mirate per contrastare le perdite di metano su tutta la filiera del gas, in particolare per la combustione in torcia (*flaring*) e

per il rilascio in atmosfera (*venting*), creando ulteriore liquidità sui mercati globali e garantendo al contempo significativi benefici per il clima.

Secondo stime dell'International Energy Agency, almeno 46 miliardi di metri cubi di gas naturale vanno persi ogni anno a causa della combustione in torcia e del rilascio in atmosfera nei paesi produttori da cui aumenterà l'importazione o che potrebbero essere nuovi fornitori dell'UE nell'ottica di una maggiore diversificazione. La maggior parte di questo metano può essere catturato in modo sostenibile ed economico.

Nel REPowerEU è stata anche lanciata dalla Commissione UE l'iniziativa "You Collect/We Buy", con lo scopo di promuovere la cattura del metano nei paesi produttori con minori standard di sicurezza e ambientali.

Durante la COP27 in Egitto, l'Unione Europea ha sottoscritto una dichiarazione congiunta tra Paesi esportatori e importatori di gas naturale per ridurre le emissioni di gas serra dei combustibili fossili. La dichiarazione, firmata anche da Stati Uniti, Giappone, Canada, Norvegia, Singapore e Regno Unito, promuove un mercato internazionale dell'energia fossile che riduca al minimo il *flaring*, le emissioni di metano e CO<sub>2</sub> lungo la catena di valore, nella misura massima possibile. Inoltre, sostiene lo sviluppo di frameworks o standard per i fornitori di energia fossile, affinché forniscano agli acquirenti informazioni accurate, trasparenti e affidabili sulle emissioni di metano e CO<sub>2</sub> associate alle loro catene di valore.

L'Italia, come paese principalmente importatore di gas naturale, è molto attenta e attiva in questa partita; è tra i Paesi primi ad aver aderito e lanciato assieme a USA e UE l'iniziativa globale della Global Methane Pledge e molte delle aziende italiane, nei vari segmenti della filiera, hanno aderito volontariamente agli standard internazionali di settore previsti da OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership).

In attuazione degli obiettivi del Global Methane Pledge, a livello UE è stato adottato il Regolamento per la riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, che prevede sfidanti obiettivi per le attività di misurazione, monitoraggio e rendicontazione port delle emissioni su tutta la filiera del gas e per le attività di rilevamento e riparazione delle perdite di metano; inoltre, il Regolamento prevede che gli importatori di gas naturale e di GNL in Europa introducano nei futuri contratti di fornitura clausole che richiama il rispetto, da parte dello Stato esportatore, di standard di misurazione e monitoraggio, rilevamento e riparazione delle fuoriuscite di metano, equivalenti a quelli europei, nonché un indice di intensità di metano al disotto di una soglia che la Commissione individuerà.

A livello nazionale gli operatori della filiera gas, in ottemperanza alla normativa di settore e alla regolazione dell'ARERA, nonché aderendo ad iniziative volontarie internazionali, già da anni hanno adottato standard di sicurezza che hanno comportato una riduzione delle fuoriuscite di metano, con recupero di materia prima.

L'implementazione delle misure previste dal Regolamento - con la predisposizione di una governance di settore, con gli interventi regolatori necessari per il riconoscimento dei costi sostenuti dagli operatori, nonché una corretta informazione e comunicazione verso il pubblico - permetterà all'Italia di rispettare l'obiettivo del GMP con riferimento al settore energia.

Peraltro, il peso complessivo delle emissioni di metano del settore energetico (combustione/produzione e fuggitive) sul totale delle emissioni di metano nei settori ESR è pari al 2,3%, contro il 6,7% del settore rifiuti e il 7,6% del settore agricoltura.

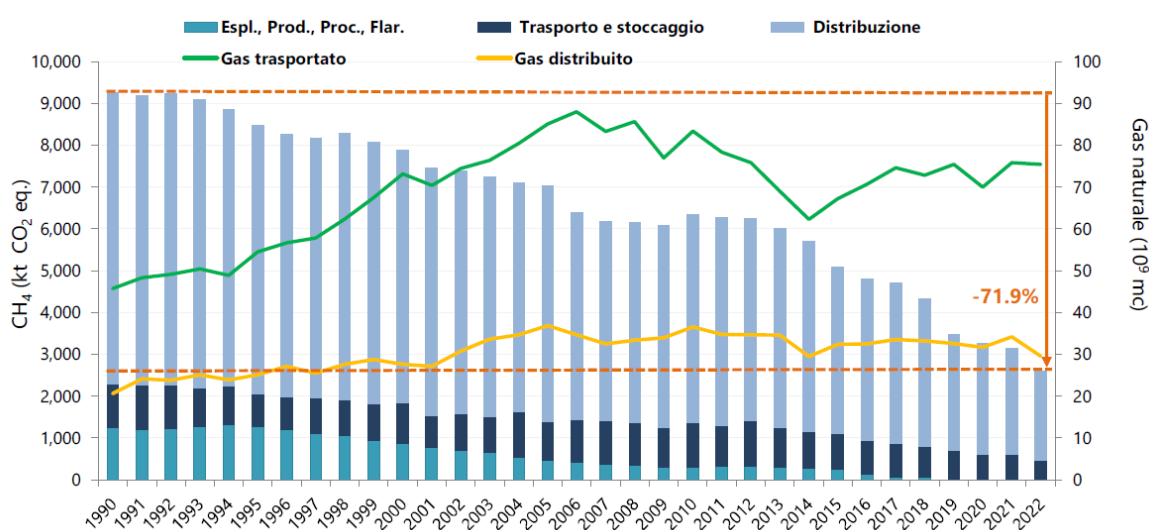
Di seguito alcuni dati dai quali emerge l'impegno dell'industria italiana del gas lungo tutte le attività della filiera.

Le emissioni di metano dalla filiera gas rappresentano nel 2022 il 5,7% delle emissioni nazionali di metano e l'80.1% delle emissioni fuggitive, che complessivamente registrano una notevole riduzione dal 1990 in seguito ai numerosi interventi di miglioramento della rete di trasporto e distribuzione.

Nel complesso, nonostante lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e distribuzione sia aumentato considerevolmente dal 1990 ad oggi, così come il flusso di gas immesso in rete - 65% in più dal 1990 al 2022 – le emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia hanno avuto una riduzione, nel medesimo periodo, del 71,9%, passando da 259 kt di CH<sub>4</sub> (9.251 ktCO<sub>2</sub>eq) a 72,8 kt di CH<sub>4</sub> (circa 2.599 ktCO<sub>2</sub>eq) nel 2022.

Circa l'81,9% delle emissioni della filiera gas naturale deriva dalla distribuzione, alla luce dell'estensione e della capillarità delle reti; il 17,6% deriva dalle attività di trasporto e stoccaggio (e terminali di rigassificazione GNL); lo 0,3% deriva dalla produzione interna di gas naturale e lo 0,2% dalle attività di processing del gas estratto.

Figura 35- Emissioni di CH<sub>4</sub> (kt CO<sub>2</sub> eq.) nelle sorgenti della filiera del gas naturale, gas immesso in rete (trasporto) e distribuito



Fonte: Rapporto ISPRA 399/2024 "Le emissioni di gas serra in Italia. Obiettivi di riduzione al 2030"

Partendo dal settore della distribuzione è importante rilevare che, dagli anni '90 ad oggi, è stata portata avanti la sostituzione del materiale della rete di distribuzione caratterizzato da elevati fattori di emissione (ghisa grigia con giunti in canapa e piombo) con materiali caratterizzati da minori fughe. Inoltre, è sempre più estesa la rete in acciaio con protezione catodica efficace per la prevenzione della corrosione delle condotte. Le emissioni fuggitive di metano provenienti dall'esercizio delle reti di distribuzione del gas naturale, dal 1990 al 2022, hanno registrato una riduzione del 69,4%: da 249 kt di CH<sub>4</sub> (6.962 ktCO<sub>2</sub>eq) del 1990 si è passati a 76 kt di CH<sub>4</sub> (2.128 ktCO<sub>2</sub>eq) del 2022.

Nel settore del trasporto e stoccaggio del gas naturale (includere le attività dei terminali di rigassificazione) la riduzione delle emissioni di metano nel periodo considerato è del 56,6%, passando da un valore di 38 kt (1.052 ktCO<sub>2</sub>eq) del 1990 a 16 kt di CH<sub>4</sub> (456 ktCO<sub>2</sub>eq) del 2022.

Infine, nel settore upstream per le attività di ricerca del gas naturale in Italia, le emissioni di metano hanno valori molto bassi, tali da poter essere considerati non rilevanti; le attività di produzione del gas naturale, le emissioni di metano tra il 1990 e il 2022 si sono ridotte drasticamente rispetto al valore iniziale, che nel 1990 era di 30 kt di CH<sub>4</sub> (836 ktCO<sub>2</sub>eq) e nel 2022 è stato di circa 0,3 kt di CH<sub>4</sub> (8,1 ktCO<sub>2</sub>eq); nello stesso periodo, le emissioni fuggitive di metano dalle attività di processing si sono ridotte da un valore di 13,4 kt di CH<sub>4</sub> (374 ktCO<sub>2</sub>eq), a 0,1 kt di CH<sub>4</sub> (3,6 ktCO<sub>2</sub>eq) nel 2022<sup>28</sup>.

Come emerge dai dati, l'impegno dell'industria italiana del gas ha sicuramente portato, negli anni, a rilevanti riduzioni delle emissioni di metano; tuttavia, rimane da considerare il forte impatto delle emissioni di metano connesse al gas importato.

Su questo punto come accennato sopra l'Italia, sia a livello UE che a livello globale, sta partecipando a molte iniziative tese a far aderire tali paesi esportatori a standard più elevati di sicurezza e ambientali.

In particolare, a novembre 2023, l'Italia ha firmato assieme alla Commissione europea e altri dodici Stati, tra cui Francia, Germania e Stati Uniti, un Public Announcement nella cornice del GMP per lo sviluppo di frameworks regolatori volontari per la misurazione, monitoraggio, rendicontazione e verifica delle emissioni di metano lungo la filiera del gas naturale, affinché i dati siano quanto più accurati, trasparenti, confrontabili e affidabili.

*ii. Ove pertinente, cooperazione regionale in questo settore*

Con i Paesi con cui l'Italia ha avviato il processo di cooperazione regionale, il confronto si baserà prevalentemente sullo scambio di best practice in merito alle politiche adottate o previste.

*iii. Ferma restando l'applicabilità delle norme sugli aiuti di Stato, misure di finanziamento, tra cui il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, ove applicabile*

### 3.1.2 Energia rinnovabile

*i. Politiche e misure per realizzare il contributo nazionale al conseguimento dell'obiettivo vincolante a livello dell'UE per il 2030 in materia di energia rinnovabile e traiettorie, di cui all'articolo 4, lettera a), punto 2), ove applicabili o disponibili, gli elementi di cui al punto 2.1.2 del presente allegato, comprese misure specifiche per settore e per tecnologia<sup>68</sup>*

Si riporta di seguito l'elenco delle principali misure atte a realizzare gli obiettivi in tema di energia rinnovabile, suddivise tra i settori elettrico, termico e trasporti.

#### ❖ **SETTORE ELETTRICO**

Le misure per il settore elettrico saranno finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco di impianti esistenti ancora potenzialmente competitivi e sostenibili. Le misure di natura economica, regolamentare, programmatica, informativa e amministrativa sono calibrate sulla base della tipologia di intervento (nuova costruzione o ricostruzione), delle dimensioni degli impianti e dello stato di sviluppo delle tecnologie.

In generale, i meccanismi incentivanti di lungo termine sono uno strumento efficiente per promuovere la realizzazione di nuovi impianti. In assenza di tali meccanismi a termine, i soli mercati spot non garantirebbero la realizzazione della capacità rinnovabile necessaria per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione. Il quadro normativo adottato negli ultimi anni già indica chiaramente come tali meccanismi debbano essere strutturali e integrati con i mercati spot. In particolare, il decreto legislativo 199/2021 prevede aste per la contrattualizzazione a termine di nuove rinnovabili, facendo inoltre esplicito riferimento alla definizione di contingenti per zona, come richiesto in più occasioni anche da ARERA in alcune segnalazioni/pareri (sia nel parere del 20 novembre 2018 sullo schema di Decreto FER 1 - adottato con il D.M. 5 luglio 2019 - sia nel parere del 3 agosto 2022 sullo schema di Decreto FER 2 in cui ARERA proponeva la definizione di contingenti differenziati per fonte e per aree geografiche).

Al momento nel contesto nazionale, sono considerate tecnologie con significativo potenziale innovativo l'eolico offshore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale e l'oceánica, nonché alcune fattispecie di fotovoltaico, quali realizzazioni floating e agrivoltaiche; sono considerate tecnologie più mature eolico onshore, solare fotovoltaico, idroelettrico, gas residuati dei processi di depurazione nonché biomasse e biogas, che tuttavia ancora risentono di elevati costi di produzione, prevalentemente imputabili ai costi della materia prima. Peraltro, per le biomasse valgono le considerazioni svolte nel capitolo 2 sugli obiettivi.

#### ◆ **PICCOLI IMPIANTI (TIPICAMENTE POTENZA INFERIORE A 1 MW): MISURE REGOLATORIE ED ECONOMICHE**

##### ▪ **Regolamentazione degli incentivi per piccoli impianti**

Il decreto legislativo 199/2021 di recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 stabilisce la definizione delle modalità per l'implementazione di sistemi di incentivazione per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, nel rispetto di specifici criteri direttivi, tra cui quello di favorire l'autoconsumo e l'abbinamento degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggior programmabilità delle fonti.

##### ▪ **Comunità di energia rinnovabile, autoconsumo collettivo e autoconsumo a distanza**

<sup>68</sup> Nel programmare tali misure, gli Stati membri tengono conto della fine del ciclo di vita degli impianti esistenti e del potenziale di ripotenziamento

Dando seguito agli intendimenti della prima versione del PNIEC e nel rispetto degli indirizzi della Direttiva (UE) 2018/2001, in Italia si è dato avvio al supporto alle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche. In particolare, con il decreto-legge 162/19 (articolo 42bis) e i relativi provvedimenti attuativi, quali la delibera 318/2020/R/eel dell'ARERA e il DM 16 settembre 2020 del MiSE, sono state definite modalità e condizioni per attivare l'autoconsumo da fonti rinnovabile e realizzare comunità energetiche rinnovabili dando avvio a un quadro transitorio di incentivazione delle suddette configurazioni che consente di associarsi per "condividere" l'energia elettrica localmente prodotta da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile di piccola-media taglia (impianti di produzione fino a 200 kW in condivisione con utenze sottese alla medesima cabina secondaria). Il meccanismo prevede l'attribuzione di una tariffa premio sull'energia condivisa dai partecipanti alla configurazione, unitamente alla restituzione di alcune componenti dei servizi di rete a seguito della condivisione locale di energia. Si è adottato un modello di autoconsumo virtuale che consente di valorizzare l'autoconsumo diffuso reale senza dover realizzare nuove connessioni (salvo per gli impianti di produzione), nuovi collegamenti elettrici o installare nuove apparecchiature di misura, applicando la regolazione vigente, per tutti i clienti finali e i produttori presenti nelle configurazioni collettive.

Il D.Lgs. 199/2021 ha previsto l'aggiornamento della disciplina transitoria, individuando già dei significativi ambiti di estensione, quali l'aumento del limite di potenza rinnovabile fino a 1 MW e l'allargamento del perimetro dei partecipanti fino alla cabina primaria. L'ARERA, con delibera 727/2022/R/eel, ha già adottato le disposizioni che disciplinano le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21.

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414 che recepisce le nuove disposizioni introdotte dal D.Lgs. 199/2021 ed interessa tutte quelle configurazioni di autoconsumo che utilizzano la rete elettrica di distribuzione per la condivisione dell'energia prodotta, è entrato in vigore il 24 gennaio 2024. Il provvedimento individua due strade per promuovere lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo: un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal PNRR (misura M2C2 – Investimento 1.2, 2,2 mld€) e rivolto alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle comunità di energia rinnovabili i cui impianti sono realizzati nei comuni sotto i cinquemila abitanti che supporterà lo sviluppo di almeno 2 GW complessivi di impianti, e una tariffa incentivante a valere sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa diretto a configurazioni di autoconsumo collettivo e singolo a distanza e comunità di energia rinnovabile ubicate su tutto il territorio nazionale. L'entrata in vigore della disposizione determina un rilevante impulso alla diffusione dell'autoconsumo e delle comunità di energia rinnovabile, ipotizzabile nella realizzazione di circa 5 GW incrementali entro il 2027.

Allo scopo di evitare inefficienze nello sviluppo della rete, le configurazioni di autoconsumo sono promosse prioritariamente valorizzando la rete elettrica esistente e costituiranno anche uno strumento per sostenere le economie dei piccoli Comuni e per fornire opportunità di produzione e consumo locale di energia rinnovabile anche in quei contesti nei quali l'autoconsumo è tecnicamente difficile. Sotto questo profilo, le comunità di energia rinnovabile potranno svolgere un'importante funzione anche in termini di consenso locale per l'autorizzazione e la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture.

Un ulteriore strumento per lo sviluppo di tali configurazioni è costituito dall'investimento M2C2 1.2 del PNRR che prevede specifiche risorse (2,2 mld€) per il finanziamento di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, accoppiati a sistemi di stoccaggio, inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità delle energie rinnovabili, in particolare in comuni con meno di 5.000 abitanti per una potenza complessiva pari almeno a 2 GW. La misura è stata attuata per il tramite del D.M. 414 del 7 dicembre 2023 che disciplina le modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile e definisce criteri e modalità per la concessione dei

contributi. A febbraio 2024, con il D.D. 22 del 23 febbraio 2024, il MASE ha approvato il documento del GSE che disciplina le modalità e le tempistiche per accedere ai benefici economici previsti dalla misura in questione e ad aprile 2024 è stato aperto lo sportello per la presentazione delle richieste di accesso al contributo.

Sotto altri profili, la promozione delle comunità di energia rinnovabile sarà perseguita attraverso strumenti informativi sulle risorse disponibili localmente (anche avvalendosi del percorso per l'individuazione delle aree idonee e delle aree di accelerazione) e sulle opportunità offerte dagli strumenti di sostegno. Si valuterà inoltre lo sviluppo di strumenti standard per la costituzione e la gestione delle comunità e per la valorizzazione della produzione energetica. Considerato che in Italia sono già state avviate prime esperienze locali, su iniziativa di alcune Regioni e Comuni, nell'ambito dell'Osservatorio PNIEC, si effettuerà una ricognizione di queste esperienze per verificare la possibilità di elaborare azioni di facilitazione e sostegno anche sulla base del monitoraggio e della ricognizione delle citate esperienze. Nei contesti locali in cui sarà possibile e conveniente si promuoverà anche la valorizzazione, a cura delle comunità, dell'energia termica da rinnovabili.

Particolare attenzione sarà posta alle interrelazioni tra le comunità di energia rinnovabile e le comunità energetiche dei cittadini, che offre la possibilità - oltre che di produrre, stoccare e consumare energia anche da fonti rinnovabili - di fornire servizi di efficienza energetica, di ricarica per veicoli elettrici e altri servizi energetici.

Quest'ultimo aspetto sarà esaminato anche per valutare la possibilità di promuovere forme di aggregazione e cooperazione per la produzione e il consumo di energia rinnovabile, nonché per la fornitura di servizi energetici, anche in ambito di distretti produttivi.

Le comunità possono anche essere strumento aggiuntivo per dare sostegno a famiglie in condizioni di povertà energetica, soprattutto laddove interventi diretti (ad esempio con impianti di autoconsumo) non siano tecnicamente possibili.

▪ ***Impianti per l'autoconsumo singolo: misure regolatorie ed economiche***

La disciplina con cui si provvede alla raccolta degli oneri generali di sistema dalle tariffe dell'energia elettrica, introdotta nel 2018 nell'ambito del piano di adeguamento di cui alla disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia e dell'ambiente, costituisce, di per sé, una regolamentazione generale che favorisce l'autoconsumo istantaneo.

Il D.Lgs. 199/2021 ha previsto inoltre la graduale evoluzione del meccanismo dello scambio sul posto (che consente di utilizzare la rete come accumulo) che non sarà più accessibile per i nuovi impianti essendo progressivamente sostituito da strumenti maggiormente volti a favorire l'autoconsumo, l'installazione di sistemi di accumulo e la fornitura di servizi per la sicurezza del sistema elettrico sulla rete di media e bassa tensione.

Nel merito il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181 convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11 (c.d. DL Energia) introduce una specifica disposizione che demanda all'ARERA la disciplina delle modalità per la graduale fuoriuscita dal servizio dello scambio sul posto a decorrere dal 31 dicembre 2024 individuando specifici principi direttivi.

In tutti i casi, la promozione dell'autoconsumo singolo sarà destinata prevalentemente agli impianti distribuiti per i quali, peraltro, la semplicità e l'automatismo dei meccanismi di sostegno appare preferibile rispetto ad altri strumenti, la cui gestione è più complessa e costosa.

Ulteriori strumenti di sostegno all'autoconsumo, sia singolo che collettivo, saranno:

- potenziamento degli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in linea con gli obiettivi di edifici a emissioni quasi zero; in proposito, con il D.Lgs. 199/2021 è stata incrementata al 60% (rispetto al



precedente 50%) la quota d'obbligo di copertura da fonti rinnovabili dei consumi energetici. Si tratta di una percentuale valida per gli edifici privati, mentre per gli edifici pubblici la quota è stata elevata al 65%;

- progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili (che, come detto, attualmente è previsto solo per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) agli edifici esistenti, a partire da alcune categorie come i capannoni adibiti ad attività produttive e gli edifici del terziario. In alternativa alla realizzazione dell'impianto saranno valutate modalità di cessione a terzi del diritto di superficie sul tetto, con l'impianto rinnovabile preferenzialmente a servizio dell'edificio.

Tali ultimi due punti sono peraltro connessi con analoghe misure riferite alle rinnovabili termiche, richiamate nello specifico paragrafo.

In via preliminare si ritiene che la promozione dell'autoconsumo mediante le suddette misure possa determinare un incremento nei consumi di energia rinnovabile di oltre 1 TWh ogni anno.

▪ ***Altre misure per i piccoli impianti***

Oltre alla promozione dell'autoconsumo nei termini sopra esposti, che di per sé costituisce un importante impulso alla realizzazione di piccoli impianti, si introdurranno ulteriori misure, funzionali sia a facilitare l'autoconsumo ove possibile, sia a favorire la realizzazione di piccoli impianti che immettono la produzione nella rete elettrica in quanto l'autoconsumo non è tecnicamente ed economicamente percorribile, sia infine ad agevolare il contestuale raggiungimento di altri obiettivi ritenuti rilevanti. In particolare, si intende:

- promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici su strutture agricole esistenti che non rientrano nella definizione di edificio, anche mediante l'introduzione del concetto di fabbricato rurale per l'accesso alle misure di supporto; si veda in proposito anche la misura "Parco Agrisolare", descritta in seguito;
- stabilire tariffe incentivanti specifiche, per i casi nei quali l'autoconsumo non sia percorribile, e sempreché sussista un potenziale accessibile di qualche significato e prospettive di contenimento dei costi e degli incentivi stessi. Di interesse risulta la produzione combinata di elettricità e calore da scarti e residui del settore agroindustriale, in particolare tramite impianti facenti parte del ciclo produttivo delle imprese, che consentano quindi, secondo i principi dell'economia di circolare, di valorizzare gli scarti stessi e di ottimizzare i cicli produttivi, con quote minoritarie di materie prime da secondo raccolto (nel caso degli impianti a biogas, peraltro, si possono ottenere anche vantaggi in termini di utilizzazione del digestato, di rilievo nelle aree vulnerabili ai nitrati). In tal senso la Legge n. 145/2018 (aggiornata poi dalla Legge n. 21/2021) ha esteso la possibilità di accesso agli incentivi, secondo le procedure le modalità e le tariffe del D.M. 23/06/2016, agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW e facenti parte del ciclo produttivo di una impresa agricola, di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e la cui alimentazione deriva per almeno l'80 per cento da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di secondo raccolto e con autoconsumo in sito dell'energia termica prodotta, a servizio dei processi aziendali;
- introdurre premi per la realizzazione di impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture contenenti amianto.

In tale direzione, il primo strumento operativo per l'incentivazione (anche) dei piccoli impianti è costituito dal Decreto 4 luglio 2019, che ha previsto specifiche procedure a registro per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni su coperture con sostituzione di amianto/eternit. Buona parte degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie entrerà in esercizio nei prossimi anni. Si prevede di replicare tale impostazione nei futuri schemi di supporto dedicati a fonti e tecnologie

mature introdotti dal d.lgs. 199/2021, che, come ulteriore semplificazione, prevedono l'accesso diretto al meccanismo per tali iniziative di potenza inferiore al MW.

◆ **GRANDI IMPIANTI (TIPICAMENTE POTENZA NON INFERIORE A 1 MW): MISURE REGOLATORIE ED ECONOMICHE**

▪ **Contratti per differenza da stipulare a seguito di procedure competitive di aste a ribasso**

Il D.Lgs. 199/2021 ha previsto di continuare a fare ricorso ai già sperimentati meccanismi di gara competitiva. In particolare, sono in corso i lavori sullo schema di decreto c.d. FERX dedicato a fonti e tecnologie mature vicine alla competitività di mercato e basato su un modello centralizzato *asset-based* in cui il Sistema di assume la responsabilità e i rischi connessi – di definire il quantitativo, la localizzazione e la tipologia di fonti da realizzare al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor rapporto costi/benefici per il Sistema.

Lo schema di decreto prevede inoltre un'evoluzione dei contratti "a due vie" (CfD) convenzionali al fine di superare le criticità e le potenziali inefficienze che diventano particolarmente onerose per il Sistema quanto più aumenta la penetrazione da fonte rinnovabile contrattualizzata in tale ambito e che si verificano sia nella fase di investimento che nella fase di operation.

Le problematiche relative alla fase di investimento dei CfD convenzionali sarebbero mitigate mediante la definizione e il periodico aggiornamento dei fabbisogni di risorse rinnovabili da contrattualizzare in esito a un processo di ottimizzazione centralizzato, finalizzato a massimizzare il valore per il Sistema del mix produttivo di risorse presenti nel mercato; processo di ottimizzazione determinato tenendo conto un set specifico di elementi caratterizzanti del Sistema e della sua evoluzione attesa.

Al fine di fornire opportuni segnali locazionali, il disegno delle procedure concorsuali prevede inoltre, lo sviluppo di un algoritmo di selezione finalizzato a valorizzare – attraverso l'applicazione di appositi coefficienti alle offerte presentate dagli operatori – le esternalità positive o negative – in termini di sviluppi di rete e profilo di produzione atteso – relative alla localizzazione nelle diverse zone di mercato.

Rispetto al disegno attuale, si ritiene altresì opportuno che il sistema si faccia carico del rischio dovuto alle dinamiche inflattive, particolarmente accentuate nell'ultimo anno, in modo tale da rendere i corrispettivi riconosciuti più adeguati alla struttura di costo e la sua evoluzione, riducendo i rischi degli operatori.

Infine, per mitigare le problematiche relative all'operation dei CfD convenzionali si è provveduto a ridisegnare la struttura dei pagamenti del contratto con la finalità di disincentivare l'offerta della capacità contrattualizzata a prezzi inferiori ai propri costi marginali e di ridurre al tempo stesso il rischio volume sostenuto dai titolari della medesima capacità. In particolare, per impianti che si abilitano alla fornitura di servizi di dispacciamento, a differenza dei precedenti schemi di supporto, è previsto che la regolazione avvenga anche sulla base dell'energia elettrica producibile, in luogo della produzione netta immessa, in particolare nei casi non dipendenti dalla volontà dei produttori.

La soluzione proposta è volta a migliorare l'efficienza dei CfD poiché, oltre a rimuovere l'incentivo per i produttori a offrire sul Mercato del Giorno Prima al di sotto dei propri costi marginali, assicura che la decisione finale da parte del produttore di immettere o meno energia in rete sia legata all'effettivo stato di *overgeneration* del sistema in tempo reale.

Questa misura sarà affiancata da un altro meccanismo di supporto introdotto dall'articolo 4-septies del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181 convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, e che troverà la sua piena efficacia quando il sistema elettrico potrà disporre di una quantità minima di risorse di stoccaggio *utility scale* e dei relativi prodotti di *time shifting* previsti dal decreto

legislativo 8 novembre 2021, n. 210. Tale nuovo meccanismo prevede la regolazione dei corrispettivi sulla base di profili *standard* coerenti con le esigenze del sistema elettrico (e.g. *baseload e/o peakload*) e prevede l'obbligo di immettere in rete, su base annua, energia rinnovabile pari a una quota del profilo contrattualizzato lasciando agli investitori privati la responsabilità circa il *mix* ottimale di tecnologie rinnovabili da realizzare, promuovendo soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema

Tale meccanismo appare adatto al perseguimento degli obiettivi in quanto consente di programmare la realizzazione di prefissate potenze, fornendo certezza agli operatori, specialmente in ottica di programmazione quinquennale dei contingenti.

Tali meccanismi saranno lo strumento principale per favorire la realizzazione di impianti di nuova costruzione, ma anche per sostenere le integrali ricostruzioni e i potenziamenti di impianti esistenti, nel caso in cui i contratti di lungo termine e le semplificazioni amministrative si rivelassero insufficienti.

I meccanismi competitivi sono già stati implementati nel D.M. 4/7/2019, che ha consentito, attraverso le aste, di assegnare circa 4,2 GW, principalmente relativi a impianti eolici e fotovoltaici, inseriti nel medesimo gruppo tecnologico; a tale capacità si aggiungono 1,3 GW relativi a impianti inferiori a 1 MW in gran parte fotovoltaici, assegnati mediante registri. Mentre nelle aste per gli impianti di potenza uguale o superiore a 1 MW il criterio è solo economico, per gli impianti a registro sono privilegiate soluzioni a elevato valore ambientale, quali uno specifico contingente per fotovoltaico su coperture con sostituzione di amianto o l'installazione in aree di scarso pregio ambientale, quali ad esempio discariche chiuse e ripristinate. Sono inoltre favorite installazioni accoppiate a colonnine di ricarica, intendendo così dare un ulteriore impulso alla mobilità elettrica e alle tecnologie di ricarica smart e vehicle to grid. Laddove l'energia autoconsumata superi il 40% della produzione è previsto uno specifico premio, che può costituire anche un impulso alla diffusione di sistemi di accumulo. Inoltre, si favorisce l'aggregazione di impianti mediante uno specifico criterio di priorità. Infine, si può optare per tariffe onnicomprensive fino a 250 kW.

#### ▪ **Contratti di lungo termine (PPA)**

L'Italia intende promuovere ampiamente il ricorso a questo strumento, da affiancare ai contratti per differenza, con una regolamentazione che favorisca la stipula da parte di investitori di contratti Power Purchase Agreement (PPA) con soggetti interessati ad acquistare l'energia che l'impianto produrrà su un intervallo temporale sufficientemente lungo per garantire l'ammortamento dell'investimento necessario per la realizzazione di un nuovo impianto di produzione, ovvero per ricostruire o potenziare un impianto esistente.

Aggiornando quanto previsto dal D.M. 4 luglio 2019, il D.Lgs. 199/2021 ha previsto che il GME realizzi una bacheca informatica con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti, assicurando un avvio graduale delle contrattazioni di lungo termine di energia rinnovabile. La bacheca è stata realizzata nel 2022, e, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, prevede l'obbligo di registrazione dei dati dei contratti che risultano necessari a garantire la massima diffusione degli esiti e il monitoraggio.

Al fine di dare un ulteriore impulso ai PPA, il D.Lgs. 199/2021 ha anche previsto che sia sviluppata una piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. La Piattaforma PPA permetterà l'incontro tra venditori e acquirenti al fine di fornire al consumatore energia verde con profili standard e porre rimedio alla principale barriera del "rischio di controparte". La Piattaforma PPA sarà gestita da una controparte centrale (es. GME) e prevede lo scambio di prodotti fisici o finanziari di energia FER con consegna pluriennale (es. 10-15 anni per nuovi impianti FER, 5 anni per impianti FER esistenti), su profili standard concordati tra domanda (retailers e consumatori finali, inclusi comunità energetiche e

aggregatori qualificati) e offerta (produttori FER qualificati). Oltre a favorire l'incontro tra domanda e offerta, la Piattaforma PPA prevedrà la massima standardizzazione possibile dei contratti (per ridurre la complessità contrattuale), che dovranno includere un sistema di penali da corrispondere in caso di mancato rispetto degli obblighi di prelievo o di immissione da parte di una delle controparti, e introdurre strumenti adeguati alla gestione del rischio controparte (ad esempio prevedendo un acquirente di ultima istanza in caso di default della controparte, un sistema di garanzie, private e pubbliche, e di ripartizione del rischio credito tra diversi soggetti sulla base di precisi criteri). Il Repower UE ha poi previsto l'introduzione di una specifica riforma che prevede entro il 31 dicembre 2024 di istituire un sistema di garanzie che attenuino il rischio finanziario associato alla stipula dei PPA da fonti rinnovabili della durata di almeno tre anni.

Il D.Lgs. 199/2021 ha inoltre previsto che, al fine di dare una prima spinta all'utilizzo di questo tipo di contratti, Consip definisca, con il supporto del GSE, strumenti di gara per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alla Pubblica Amministrazione attraverso schemi di accordo per la compravendita di energia elettrica di lungo termine. Anche questo compito è stato completato nel corso del 2022.

Sfruttando gli strumenti realizzati da Consip, sarà definito un obbligo progressivo di approvvigionamento della Pubblica Amministrazione di elettricità rinnovabile tramite PPA di lungo termine, arrivando ad una copertura del 100% entro cinque anni.

In via preliminare si stima che entro il 2030 si realizzino circa 18 GW di potenza incrementale, principalmente da fotovoltaico ed eolico, senza un diretto ricorso a misure di incentivazione; una parte significativa di tale contributo potrebbe essere favorita dalla stipula di PPA.

#### ◆ **MISURE COMUNI PER I GRANDI E PICCOLI IMPIANTI**

L'entità degli obiettivi sulle rinnovabili, unitamente al fatto che gli incrementi di produzione elettrica sono attesi principalmente da fotovoltaico ed eolico, comporta l'esigenza di superfici ove installare tali impianti. Da ciò consegue l'esigenza di un forte coinvolgimento dei territori, sfruttando, ad esempio, il dibattito pubblico, peraltro già introdotto per grandi investimenti, anche energetici. Questo strumento, unitamente alle comunità di energia rinnovabile, consentirà una maggiore consapevolezza delle comunità locali coinvolte, da conseguire informando e coinvolgendo cittadini e autorità locali con adeguato anticipo rispetto alle scelte territoriali definitive. Oltre all'informazione, potranno concorrere all'accettazione meccanismi di crowdfunding, oltre che le misure di compensazione ambientale. In ogni caso, i meccanismi di sostegno dovranno orientare le scelte localizzative, privilegiando installazioni a ridotto impatto ambientale quali quelle su edifici e su aree non idonee ad altri usi.

È ovviamente necessario assicurare l'uniformità e la certezza dei tempi dell'iter autorizzativo, unitamente a una semplificazione dello stesso, e promuovere un maggior coordinamento Stato e Regioni, anche attraverso l'adozione di un modello unico per il rilascio delle autorizzazioni a livello nazionale, equiparando tempi, modalità e procedure. Un contributo significativo al coordinamento fra i vari progetti coinvolti nel processo di sviluppo di nuovi impianti sarà fornito dal portale digitale "TE.R.R.A.", più dettagliatamente nella Sezione 3.4.2.

In particolare, per i grandi impianti da fonte eolica, si stimoleranno gli operatori affinché procedano ad attente valutazioni preliminari con le comunità ed economie locali, dando inoltre adeguata priorità al potenziamento e rinnovamento degli impianti obsoleti.

Tali esigenze suggeriscono, inoltre, le misure di seguito descritte.

- **Condivisione degli obiettivi con le Regioni e individuazione delle aree adatte alla realizzazione degli impianti**

Il raggiungimento degli obiettivi sulle rinnovabili richiede naturalmente un pieno coinvolgimento delle Regioni. Una delle forme in cui tale coinvolgimento si esplica è anche l'individuazione di obiettivi da conseguire a livello regionale.

Nel ciclo di politiche al 2020 tale impostazione ha assunto la forma di un burden sharing in termini di obiettivi regionali di consumo da fonti rinnovabili.

Nel ciclo di politiche al 2030 l'individuazione di obiettivi regionali può assumere anche forme diverse. Una di tali forme è la ripartizione dei contributi in termini di individuazione di aree idonee (e nei prossimi 2 anni di aree di accelerazione) all'installazione di impianti, in particolar modo fotovoltaici ed eolici.

L'art.20 del D.Lgs. 199/2021 ha disposto che, mediante decreti del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, di concerto con il Ministro della Cultura, e il Ministro dell'Agricoltura, previa intesa in sede di Conferenza unificata, siano stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. A tal riguardo, a inizio giugno 2024 è stato raggiunto un accordo tra Stato e Regioni sullo schema di DM recante la disciplina per l'individuazione da parte delle Regioni di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, entro sei mesi dalla pubblicazione del Decreto. Tale Decreto definisce i criteri per minimizzare l'impatto ambientale delle nuove installazioni, definire la massima porzione di suolo occupabile per unità di superficie dagli impianti già installati e dai nuovi impianti, e individuare le superfici tecnicamente disponibili, dando priorità alle aree edificate, alle aree industriali dismesse, alle aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.

Un'ulteriore spinta per velocizzare la mappatura delle aree che ospiteranno gli impianti FER necessari a conseguire gli obiettivi al 2030 giunge dalla Direttiva UE 2023/2413 (RED III), che obbliga gli Stati Membri, entro febbraio 2026, a individuare aree sulla terraferma, sul mare o nelle acque interne particolarmente adatte per l'installazione di impianti FER (anche dette di accelerazione), in cui non si prevede che la realizzazione di tali impianti abbia impatti ambientali significativi, facilitando in tal modo una pianificazione territoriale armonica e una riduzione importante dei tempi del permitting.

Per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse, l'art.21 del D.Lgs. 199/2021 ha disposto anche l'allestimento di una piattaforma digitale (Piattaforma Aree Idonee – PAI), realizzata presso il GSE, con la finalità di includere tutte le informazioni e gli strumenti necessari alle Regioni e Province autonome per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione del territorio (anche in relazione alle infrastrutture già realizzate, a quelle autorizzate e in corso di autorizzazione), la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree.

Per le aree marittime interessate da installazioni di impianti eolici off-shore, in attesa del recepimento della Direttiva UE 2014/89 sulla pianificazione dello spazio marittimo, si intende valutare la possibilità di indire delle gare per aree già pre-individuate, al fine di consentire uno sviluppo più organico delle iniziative, semplificando al contempo l'iter autorizzativo dei progetti e riducendo i costi di sviluppo.

#### ▪ **Semplificazione delle procedure**

L'Italia ha da tempo intrapreso un percorso di semplificazione delle procedure autorizzative, che risultano proporzionate e differenziate in funzione della tipologia e della taglia degli impianti e delle aree in cui sono installati. Tra le modalità per perseguire tale miglioramento vi sono, ad esempio, la standardizzazione di modelli e procedure, l'ampliamento delle soglie per alcuni regimi

autorizzativi semplificati, la digitalizzazione e lo sfruttamento dell'interoperabilità dei sistemi informativi.

Difatti, sono state progressivamente introdotte procedure semplificate omogenee per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti, anche estendendo la portata del modello unico, un meccanismo che consente, con un'unica procedura, di affrontare gli aspetti autorizzativi, di collegamento alla rete e di accesso ai meccanismi di sostegno. La soglia di applicazione del modello unico, a partire da 20 kW, è stata estesa a 50 kW dal D.Lgs. 199/2021 e quindi, a 200 kW dal DM 297 del 2 agosto 2022. Queste procedure, rivolte sia ai nuovi impianti FER che alla ricostruzione degli impianti esistenti, potranno essere estese anche ai sistemi di accumulo di ridotte dimensioni, nonché agli impianti allacciati su POD già esistente di potenza impegnata maggiore alla potenza dell'impianto.

Inoltre, sono state ampliate le casistiche di utilizzo della PAS (Procedura Abilitativa Semplificata). I numerosi decreti-legge di semplificazione normativa (ad esempio DL 17/2022, DL 13/2023), adottati successivamente all'entrata in vigore del D.Lgs. 199/2021, hanno esteso la portata della PAS fino a 10 MW per impianti agrivoltaici che presentano moduli rotanti sollevati da terra, distanti non più di 3 km da aree a destinazione industriale, artigianale o commerciale; impianti floating, sullo specchio d'acqua di invasi e di bacini idrici, compresi gli invasi idrici nelle cave dismesse o quelli installati a copertura dei canali di irrigazione; impianti fotovoltaici in aree idonee.

L'art.9 della Legge n.11 del 2 febbraio 2024 ha disposto la proroga al 30 giugno 2025 delle semplificazioni previste dall'art.47, comma 1-bis del D.L. n.13/2023 (Decreto PNRR 3), che esentano dallo svolgimento della VIA e della verifica di assoggettabilità a VIA alcune tipologie di impianti da fonti rinnovabili e di stoccaggio in aree idonee contemplate da piani sottoposti a VAS (comma 9-quinquies); sono elevate da 20 a 25 MW e da 10 a 12 MW le soglie di potenza superate le quali gli impianti fotovoltaici localizzati in aree idonee o altre zone vanno sottoposti a VIA o verifica di assoggettabilità a VIA (comma 9-sexies); è innalzata da 10 a 12 MW la soglia di potenza, al di sotto della quale gli impianti fotovoltaici sono sottoposti a PAS anziché ad AU (comma 9-septies).

L'art.19 del D.Lgs. 199/2021 ha disposto l'istituzione di una piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze di Autorizzazione Unica (SUER), mediante un modello di autorizzazione standard per tutte le Regioni, realizzata e gestita dal GSE. La piattaforma fornisce guida e assistenza lungo tutte le fasi della procedura amministrativa e garantisce l'interoperabilità e il rispetto del principio dell'once only con gli strumenti informatici per la presentazione delle istanze già operative in ambito nazionale, regionale, provinciale o comunale, in linea con le direttive dell'Agenda di Semplificazione voluta in particolare per il PNRR.

La Legge n.118 del 5 agosto 2022 ha disposto che, ai fini del riordino, della semplificazione e della reingegnerizzazione digitale delle procedure amministrative, il Governo è delegato ad adottare uno o più decreti legislativi per la ricognizione, la semplificazione e l'individuazione delle attività oggetto di procedimento di segnalazione certificata di inizio attività o di silenzio assenso, nonché di quelle per le quali è necessario il titolo espresso o è sufficiente una comunicazione preventiva. L'esigenza di una non più procrastinabile e urgente previsione normativa è stata ulteriormente ribadita da quanto previsto dalla Riforma 1 Missione 7 del PNRR revisionato a fine 2023 e che ha portato alla circolazione a fine maggio 2024 di una prima bozza di Testo Unico dell'Energia da parte del Ministero delle Riforme e della Semplificazione, in vista di una possibile adozione entro fine 2024, contenente le seguenti priorità:

- stabilire principi per semplificare e armonizzare le procedure di autorizzazione a livello subnazionale per le FER (Attività Libera, Autorizzazione Unica e Procedura Abilitativa Semplificata), con norme limite per le Regioni al fine di evitare l'emanazione di norme di autorizzazione più rigide di quelle previste dalla legislazione nazionale;



- individuare zone di accelerazione per le energie rinnovabili, in linea con la direttiva Red III e con i piani di gestione dello spazio marittimo per accelerare la diffusione dell'energia eolica offshore;
- garantire la creazione e la messa in funzione di uno sportello unico digitale per ottenere tutte le autorizzazioni a livello nazionale e regionale, a partire dalla SUER già prevista dal D.Lgs. 199/2021.

▪ **Strumenti ad hoc per nuovi impianti basati su tecnologie innovative**

Per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione, saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità. L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi. In tale ambito sarà a breve attuativo il meccanismo di supporto (denominato FER-2) sul quale in data 4 giugno 2024 la Commissione europea si è espressa con decisione di non sollevare obiezioni nei confronti della misura di aiuto di cui al presente decreto, in quanto compatibile con il mercato interno ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c) del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea. Il meccanismo interessa in particolare tecnologie quali: l'eolico off shore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale, le tecnologie di sfruttamento dell'energia marina, nonché alcune fattispecie di fotovoltaico, quali realizzazioni *floating*, sia su acque interne sia offshore. Sono anche previsti limitati contingenti per tecnologie che hanno costi operativi elevati quali gli impianti a biogas e biomassa che rispettino i criteri di sostenibilità previsti dalla RED II.

Tale provvedimento prevede procedure competitive per l'assegnazione dei contingenti disponibili, che ammontano complessivamente a circa 4,5 GW. Di essi il maggiore è previsto per l'eolico offshore, che si ritiene possa dare un contributo rilevante agli obiettivi di decarbonizzazione, minimizzando al contempo l'impatto ambientale e paesaggistico, specialmente nel caso di soluzioni *floating*. Per queste ultime tipologie, come anticipato al paragrafo 2.1.2, è necessario procedere parallelamente allo sviluppo di infrastrutture energetiche e non, in grado di abilitare la realizzazione di progetti di grandi dimensioni in coordinamento con Regioni e TSO.

In tale direzione si inserisce quanto previsto all'articolo 8 del già menzionato D.L 9 dicembre 2023, n. 181, in merito alle "Misure per lo sviluppo della filiera relativa agli impianti eolici galleggianti in mare". In ottemperanza a tale previsione, il 18 aprile 2024 il MASE ha pubblicato un avviso per la raccolta di manifestazioni di interesse per "l'individuazione di aree demaniali marittime con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee, da destinare alla realizzazione di infrastrutture idonee a garantire lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare".

Con riferimento alle tecnologie geotermiche, si ritiene altresì opportuno prevedere l'inserimento nel quadro normativo nazionale di un apposito fondo di garanzia per la geotermia in analogia di quanto già adottato in Francia funzionale a ridurre il rischio in carico agli operatori mantenendo al contempo un adeguato incentivo sugli operatori ad operare nel rispetto dei principi di efficienza ed efficacia.

Tra le soluzioni innovative su cui si intende puntare c'è inoltre l'agrivoltaico, ovvero la realizzazione di sistemi che consentano di massimizzare la sinergia tra produzione fotovoltaica e attività agricola.

Il PNRR ha previsto una specifica misura (M2C2.1) d'investimento per lo sviluppo dell'agrivoltaico, che prevede: i) l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte; ii) il monitoraggio delle realizzazioni e della loro



efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture. L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agrivoltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui.

Il D.Lgs. 199/2021 ha previsto un decreto di attuazione per la concessione dei benefici delle misure PNRR e, più in dettaglio, per stabilire criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura. La suddetta misura, entrata in vigore il 14 febbraio 2024 con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 22 dicembre 2023 n. 436,, prevede le modalità di attribuzione delle risorse PNRR, nella forma di contributo in conto capitale in misura massima del 40% dei costi di investimento, in accoppiamento a uno specifico supporto tariffario sull'energia immessa in rete assegnato mediante procedure competitive di aste e registri.

In tema di sinergia tra fotovoltaico e comparto agricolo la misura PNRR M2C1 2.2 "Parco Agrisolare" si pone come obiettivo di sostenere gli investimenti per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica solare fotovoltaica nel settore agricolo e agroindustriale, escludendo il consumo di suolo. In particolare, la misura prevede la selezione e il finanziamento di interventi che consistono nell'acquisto e posa in opera di pannelli fotovoltaici sui tetti di fabbricati strumentali all'attività delle imprese beneficiarie. Unitamente a tale attività, possono essere eseguiti uno o più interventi complementari di riqualificazione dei fabbricati ai fini del miglioramento dell'efficienza energetica delle strutture, quali la rimozione e lo smaltimento dell'amianto dai tetti, la realizzazione dell'isolamento termico dei tetti e la realizzazione di un sistema di aerazione. Congiuntamente alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, è possibile richiedere un contributo per l'installazione di sistemi di accumulo di energia elettrica e/o di dispositivi di ricarica elettrica per la mobilità sostenibile. Il progetto "Parco Agrisolare" prevede quattro specifici target, ossia che le risorse assegnate siano almeno pari al 30% entro il 2022, almeno pari al 50% entro il 2023 e al 100% entro il 2024 e inoltre che i progetti finanziati includano l'installazione di almeno 375 MW di nuovi impianti fotovoltaici. Al 31/12/2022, a seguito del bando e della pubblicazione dei relativi progetti accolti, sono stati raggiunti sia il primo che il quarto target. Anche a seguito dell'elevata partecipazione, la misura è stata oggetto di aggiornamento mediante il D.M. 19 Aprile 2023, che ha previsto un secondo bando, con l'assegnazione di ulteriori risorse entro il 2024, nel limite complessivo di quasi 2,4 mld€. Il Decreto ha altresì rivisto i costi massimi ammissibili, consentendo inoltre la partecipazione alle imprese in forma associata, anche in configurazioni di autoconsumo condiviso.

#### ▪ **Potenziamento Garanzie di Origine**

Si intende potenziare lo strumento delle Garanzie di Origine (GO), promuovendone una maggior valorizzazione anche per i PPA, e valutando il riconoscimento delle stesse su tutta l'energia prodotta. In tal senso, il D.Lgs. 199/2021 stabilisce che siano aggiornate le modalità di rilascio delle GO e si definiscano lo scopo, le indicazioni riportate, la validità, la modalità di rilascio, la valorizzazione economica anche attraverso la piattaforma di scambio e il rilascio diretto all'acquirente. Verrà anche definito il ruolo del GSE. Il Decreto attuativo, DM 14 luglio 2023, n. 24 è stato pubblicato sul sito del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in data 17 luglio 2023.

#### ◆ **MISURE SPECIFICHE PER LA SALVAGUARDIA E IL POTENZIAMENTO DEGLI IMPIANTI ESISTENTI**

Il raggiungimento degli obiettivi in materia di rinnovabili presuppone la realizzazione di nuovi impianti ma anche il mantenimento e, se possibile, l'incremento della produzione rinnovabile, di

impianti esistenti, per i quali l'orientamento è fornire sostegno prevalentemente tramite misure di semplificazione e chiarimento del quadro normativo, con un ricorso agli strumenti di supporto economico solo laddove tali misure non si rivelassero sufficienti. Parimenti, si introdurranno meccanismi di salvaguardia della produzione di impianti oggetto di fallimento o di sequestro da parte delle autorità giudiziarie.

In particolare, si intende agire come qui di seguito illustrato.

▪ **Revamping, repowering, riconversioni, ruolo delle produzioni esistenti**

Fatto salvo quanto detto al paragrafo successivo a proposito delle concessioni idroelettriche, le misure specifiche di natura non economica per revamping e repowering di impianti esistenti prevedono procedure autorizzative semplificate, fissando criteri che permettano di realizzare interventi con estensione della PAS ed esclusione o semplificazione della VIA/screening ambientale; in particolare, per le valutazioni di tipo ambientale si intende favorire un approccio che valuti unicamente l'impatto delle variazioni rispetto alla situazione ante intervento di revamping o repowering.

In tal senso, il DL 77/2021 ha disposto che gli interventi da realizzare sugli impianti fotovoltaici e idroelettrici che non comportano variazioni delle dimensioni, dell'area e delle opere connesse, siano qualificabili come modifiche non sostanziali e sottoposte a comunicazione al Comune, anche se consistenti nella modifica della soluzione tecnologica utilizzata e a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento. Inoltre, non sono considerati sostanziali gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti eolici, nonché sulle relative opere connesse, che a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, vengano realizzati nello stesso sito dell'impianto eolico e che comportino una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati.

Il DL 17/2022 ha previsto il ricorso alla DILA (Dichiarazione Inizio Lavori Asseverata) comunale, relativamente alla realizzazione di opere connesse, nel caso di interventi di modifica non sostanziale che determinino un incremento della potenza installata e la necessità di ulteriori opere connesse senza incremento dell'area occupata. Il DL 13/2023 ha disposto l'esenzione dalla VIA, fino al 30 giugno 2024 (prorogata al 30 giugno 2025 dalla Legge n.11 del 2 febbraio 2024), per una serie di impianti e infrastrutture elettriche, a condizione che si trovino in aree idonee per progetti di rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione di impianti fotovoltaici esistenti, eventualmente comprensivi di sistemi di accumulo, che non prevedano variazione dell'area occupata e con potenza complessiva, a seguito degli interventi, inferiore a 50 MW, nonché per progetti di repowering di impianti eolici esistenti che non prevedano variazione dell'area occupata e con potenza complessiva, a seguito dell'intervento, inferiore a 50 MW.

È altresì prevista una migliore informazione in merito alle prestazioni degli impianti veicolata dal GSE sulla base del patrimonio di dati acquisiti nell'ambito della gestione dei meccanismi di incentivazione. Tale azione consentirà tra l'altro di:

- favorire la diffusione di tecnologie innovative per il monitoraggio delle performance;
- individuare, nell'ambito di categorie omogenee di impianti, possibili interventi di miglioramento delle prestazioni e di allungamento della vita utile;
- promuovere lo sviluppo di una filiera associata al ripristino delle performance produttive e alla manutenzione straordinaria degli impianti oggetto di decadimento;
- sensibilizzare gli operatori su azioni che consentano l'ottimizzazione delle prestazioni degli impianti.

Si intende altresì promuovere la riconversione di alcune tipologie impiantistiche che al termine del periodo di incentivazione dovessero risultare non competitive sul mercato, in favore di impianti più funzionali alle esigenze di sistema nel percorso di transizione energetica. Tra queste, ad esempio, la riconversione a biometano degli impianti a biogas. In tale ottica la misura PNRR M2C2 1.4

“Sviluppo del biometano, secondo criteri per la promozione dell'economia circolare” sostiene gli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano e per la riconversione, totale o parziale, di impianti esistenti a biogas. In continuità con il D.M. 2 marzo 2018, il D.M. 15 settembre 2022 ha il fine di promuovere l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale attraverso un sostegno in conto capitale (pari al massimo al 40% delle spese sostenute, mediante risorse previste dal PNRR) e un incentivo in conto energia (tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano). Questa opzione, percorribile per gli impianti di taglia significativa, appare più complessa per gli impianti di minore dimensione, per i quali, soprattutto nel settore agricolo, si promuoveranno anche forme di sostegno efficienti e compatibili con le regole comunitarie sugli aiuti di stato, allo scopo di salvaguardare la produzione. Gli impianti a biogas in questione devono essere funzionali anche all'utilizzazione efficiente dei reflui zootecnici, secondo i principi dell'economia circolare, e alla valorizzazione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU).

Nella suddetta ottica, peraltro, il D.lgs. 199/2021 ha previsto misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che continuino ed essere eserciti al termine del periodo di diritto agli incentivi, con particolare riguardo agli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione legati ai costi di approvvigionamento del combustibile, tenendo conto della necessità di contenimento dei costi secondo logiche di efficienza e comunque nel rispetto di un principio di economia circolare e della disciplina in materia di aiuto di Stato.

Il ruolo degli impianti a bioenergie può peraltro essere inteso, nel periodo di transizione, come funzionale anche all'ambiziosissimo livello di sviluppo delle energie rinnovabili non programmabili. Allo scopo, anche l'esistente capacità di produzione degli impianti a bioliquidi si rivela una utile fonte di supporto transitorio, capace di garantire un sostegno al mantenimento delle traiettorie di decarbonizzazione. L'attuale situazione del parco produttivo a biomassa è caratterizzata da una capacità di circa 4.100 MW di impianti in esercizio al 2021, di cui circa 1.000 MW da bioliquidi sostenibili. Dato il numero di ore di funzionamento potenziale della capacità a bioliquidi superiore a 4000h/a, questa potrebbe agire da back-up e compensare la eventuale deviazione dalla traiettoria di installazione di almeno 3 GW di nuovi impianti fotovoltaici. Tale back-up è uno strumento di assicurazione che consente anche di compensare una mancata realizzazione tempestiva di sistemi di accumulo pensati per le rinnovabili non programmabili, in quanto la sua programmabilità fornisce una funzione di accumulo built-in; si tratta peraltro di uno strumento totalmente rinnovabile, programmabile, ad alta affidabilità di produzione, tale da essere facilmente ricompreso nei meccanismi vigenti di mantenimento dell'adeguatezza del sistema elettrico (cfr. capacity market autorizzato dalla Commissione europea sino all'orizzonte di piano). Tuttavia, come elementi di criticità per queste produzioni vi sono da segnalare sia i costi elevati del kWh prodotto da bioliquidi rispetto alla media che ne mettono in discussione la competitività, che la necessità dell'utilizzo dei soli impianti alimentati a bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità di cui all'articolo 42 del D.Lgs. 199/2021 e che in particolare sono provenienti da filiere nazionali. Da considerare, inoltre, come critico per il settore, l'impatto di quanto previsto dall'articolo 40, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 199/2021 ovvero che, dal 1° gennaio 2024, dovrà azzerarsi la quota di bioliquidi prodotti a partire da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), salvo che gli stessi siano certificati a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, nel rispetto dei criteri dettati dall'articolo 4 del Regolamento delegato (UE) 2019/807 della Commissione europea.

- **Prezzi Minimi Garantiti per le bioenergie**

Al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità dei prezzi dell'energia derivante dalla guerra russo-ucraina e salvaguardare la produzione energetica del parco impianti a bioenergie esistente, sono

state adottate misure finalizzate alla massimizzazione della produzione di energia elettrica finalizzate alla riduzione programmata dei consumi di gas naturale, per l'anno termico 2022-2023. Quindi, il DL n.57/2023, convertito con modificazioni dalla Legge n.95 del 26 luglio 2023, ha stabilito la determinazione del valore del prezzo minimo garantito da riconoscere alla produzione elettrica netta, corrisposto a copertura dei costi di funzionamento e differenziato in base alla potenza dell'impianto al fine di assicurarne la prosecuzione dell'esercizio e il funzionamento efficiente. Le integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico valgono per la produzione da impianti alimentati da biogas e biomassa, in esercizio alla data di entrata in vigore del suddetto DL e beneficiari di incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2027 o che rinuncino agli stessi entro tale data.

Il DL prevede che i prezzi minimi siano aggiornati annualmente, tenendo conto dei valori di costo delle materie prime e della necessità di promuovere la progressiva efficienza dei costi degli impianti. I prezzi minimi garantiti garantiscono una remunerazione minima, a prescindere dalle tensioni che possono verificarsi nel mercato elettrico e contribuiscono a tenere in esercizio in condizioni efficienti un certo numero di impianti. Nei primi mesi del 2024 sono stati definiti dall'ARERA i prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas e da biomasse solide. Anche per gli impianti che adoperano bioliquidi sostenibili si prevede una disposizione simile, come indicato dal DL n.181 del 9 dicembre 2023, dove si introduce un meccanismo per la contrattualizzazione della capacità produttiva di impianti già esistenti alimentati a bioliquidi sostenibili, che sono perlopiù prossimi al termine del periodo di incentivazione. La misura è volta a mantenere la capacità produttiva in condizioni di funzionamento efficiente nei prossimi anni anche per far fronte alle crescenti esigenze di back up e modulazione del sistema elettrico, in particolare quando la disponibilità delle altre fonti FER non è pienamente sufficiente a coprire la domanda elettrica.

#### ▪ **Concessioni idroelettriche**

La Legge 11 febbraio 2019, n.12 di conversione del decreto-legge 14 dicembre 2018, n.135 attribuisce alle Regioni le competenze in materia di grandi concessioni esistenti. La Legge prevede tra l'altro che le Regioni, ove non ritengano sussistere un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque, incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, possono assegnare le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche a operatori qualificati, sulla base di alcuni criteri, tra i quali: a) la definizione dei miglioramenti minimi in termini energetici, di potenza di generazione e di producibilità da raggiungere nel complesso delle opere di derivazione, adduzione, regolazione e condotta dell'acqua e degli impianti di generazione, trasformazione e connessione elettrica con riferimento agli obiettivi strategici nazionali in materia di sicurezza energetica e fonti energetiche rinnovabili, compresa la possibilità di dotare le infrastrutture di accumulo idrico per favorire l'integrazione delle stesse energie rinnovabili nel mercato dell'energia; b) i livelli minimi in termini di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza, in coerenza con gli strumenti di pianificazione a scala di distretto idrografico in attuazione della Direttiva 2000/60/CE (Direttiva quadro acque), determinando obbligatoriamente una quota degli introiti derivanti dall'assegnazione, da destinare al finanziamento delle misure dei piani di gestione distrettuali o dei piani di tutela finalizzate alla tutela e al ripristino ambientale dei corpi idrici interessati dalla derivazione.

Nell'ambito della condivisione degli obiettivi nazionali con le Regioni, di cui si è detto in precedenza, si opererà un costante confronto con le Regioni stesse per promuovere una efficiente e adeguata applicazione di queste norme, in modo da assicurare che l'idroelettrico concorra adeguatamente agli obiettivi.

La Legge 5 agosto 2022 n.118 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021), ha dato seguito a quanto disposto dalla Legge n.12/2019, disciplinando le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche entro due anni dalla data di entrata in vigore delle leggi regionali di cui al comma 1-ter e comunque non oltre il 31 dicembre 2023. Le Regioni

comuniceranno tempestivamente al Ministero delle infrastrutture l'avvio e gli esiti delle procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. In caso di mancata adozione delle leggi regionali entro i termini prescritti, il Ministro delle infrastrutture proporrà l'esercizio del potere sostitutivo, ai fini dell'avvio delle procedure di assegnazione delle concessioni, prevedendo che il 10% dell'importo dei canoni concessori resti acquisito al patrimonio statale.

A livello nazionale, si garantirà la disponibilità degli strumenti di sostegno, ove occorrano, anche per promuovere la realizzazione di nuovi impianti su reti idriche minori, sfruttando ad esempio le cadute geodetiche degli acquedotti. Il DL 77/2021, oltre a semplificare le procedure di repowering dei procedimenti per impianti idroelettrici di piccole dimensioni in caso di modifiche non sostanziali, ha rivisto le Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per assoggettare al regime dell'attività a edilizia libera gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici aventi una capacità di generazione non superiore a 500 kW di potenza di concessione.

Fermo restando che l'Italia sostiene una maggior armonizzazione della disciplina delle concessioni idroelettriche a livello europeo.

Nell'ambito degli obiettivi di semplificazione delle autorizzazioni, si intende definire mediante disciplina tecnica statale la qualificazione delle modifiche impiantistiche definite "sostanziali" e di quelle definite "non sostanziali" (ex art. 5 del D.Lgs. 28/2011) e, con riferimento agli aspetti delle modifiche sostanziali degli impianti idroelettrici, la univoca individuazione delle modifiche impiantistiche che comportano una revisione delle concessioni.

▪ ***Isole minori come laboratorio per elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili e per l'elettrificazione dei consumi***

L'Italia ha già avviato un processo per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse con energia da fonti rinnovabili. In questo ambito, con il D.M. 14/07/2017 si sono definiti obiettivi di copertura dei consumi con fonti rinnovabili disponibili localmente per ciascuna isola, definendo specifici incentivi la cui entità è stata definita dalla Delibera 6/11/2018 n.558 dell'ARERA ed è commisurata al costo del combustibile evitato. Inoltre, su tali isole, si intende promuovere l'ammodernamento delle reti elettriche, in modo da consentire una elevata penetrazione di rinnovabili e la realizzazione di progetti pilota, finalizzati a una elevata utilizzazione di fonti rinnovabili mediante ricorso a sistemi di accumulo, sviluppo di trasporto elettrico, integrazione del sistema elettrico con il sistema idrico isolano e con la domanda modulabile presente sull'isola.

Il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, così come coordinato con la legge di conversione 27 aprile 2022, prevede l'aggiornamento del DM 14/2/2017 sulla transizione energetica delle isole minori non interconnesse. In particolare, si prevede di raggiungere entro il 31 dicembre 2026 la copertura totale del fabbisogno energetico delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili. A tal fine, l'aggiornamento del provvedimento deve prevedere la conversione a fonti rinnovabili, entro l'anno 2026, degli impianti di produzione energetica a combustibili fossili da parte delle società elettriche, mediante piani di investimenti comprendenti anche le reti di distribuzione.

Inoltre, il PNRR prevede un investimento M2C1 3.1, denominato "Isole Verdi", per il finanziamento e l'attuazione di progetti in materia di energia (quali le fonti rinnovabili, la rete elettrica, l'efficienza energetica), acqua (come la desalinizzazione), trasporti (piste ciclabili, autobus e imbarcazioni a zero emissioni) e rifiuti (ad es. raccolta differenziata) nelle piccole isole non connesse alla terraferma. I beneficiari dell'intervento sono i 13 comuni delle 19 piccole isole. L'importo complessivo dell'investimento è pari a 200 mln€. Per accedere alle risorse, è necessario realizzare almeno tre delle tipologie di interventi ammissibili in ciascuna isola. Nel mese di settembre 2022, è stata approvata con Decreto Direttoriale n. 219, del 27 settembre 2022, la graduatoria contenente 142 progetti di investimento per un valore complessivo di circa 200 mln€ nelle 19 isole minori non interconnesse, e proseguirà dunque l'iter di realizzazione degli interventi.

◆ **ALTRE MISURE MISTE DI PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI**

▪ **Politiche di coesione**

La politica di coesione, come meglio chiarito nel paragrafo 3.2, è attuata per il tramite di 5 Fondi strutturali e d'investimento europei (SIE) e del Fondo nazionale di Sviluppo e Coesione (FSC).

Tutti i citati Piani e Programmi sia a livello nazionale, che regionale, con la programmazione 2014-2020, hanno previsto specifiche linee di azioni per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Nell'ambito del Piano sviluppo e coesione (strumento di attuazione del FSC) 2014-2020 del MASE, è stata introdotta con il decreto ministeriale 8 agosto 2023 anche la misura del Fondo nazionale Reddito energetico, ovvero l'istituzione di un fondo rotativo per la realizzazione di impianti fotovoltaici in assetto di autoconsumo, in favore di famiglie in condizione di disagio economico. La misura prevede che il MASE sia il soggetto titolare della misura e che il fondo sia gestito e attuato dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. La misura, che persegue l'obiettivo di combattere la povertà energetica, ridurre la spesa energetica e promuovere lo sviluppo del fotovoltaico in assetto di autoconsumo, sarà indirizzata in particolare alle regioni del Mezzogiorno. Il meccanismo prevede che il soggetto beneficiario non debba sostenere il costo di investimento iniziale e che i soggetti beneficiari debbano (a) cedere al GSE l'energia non autoconsumata o non condivisa per l'autoconsumo, (b) cedere al GSE il contributo connesso all'energia autoconsumata o condivisa e (c) non accedere ad altre forme di agevolazione relative al medesimo impianto. La valorizzazione delle risorse economiche annue di cui alle precedenti lettere a) e b) sono finalizzate alla restituzione del contributo concesso e sono pertanto annualmente riversate dal GSE sul fondo. Tutta l'energia elettrica autoconsumata rimane nella disponibilità del soggetto beneficiario. Le risorse destinate alla misura ammontano a 200 mln€. Si stima che con le predette risorse potranno essere installati circa 100-180 MW di impianti fotovoltaici a servizio di 30-60.000 famiglie; ulteriori impianti potranno essere installati, in considerazione della rotatività del fondo. Con il decreto ministeriale dell'8 agosto 2023 è stato istituito il Fondo e con il Decreto Direttoriale n. 242 del 27 maggio 2024 è stato approvato il Regolamento di Funzionamento del Fondo. Successivamente all'approvazione del Regolamento di Funzionamento del Fondo è prevista la pubblicazione dell'Avviso per la partecipazione al meccanismo di incentivazione e l'attivazione della piattaforma informatica digitale per l'acquisizione delle istanze di accesso alle agevolazioni.

Nella stessa direzione della programmazione 2014-2020 va anche la programmazione 2021-2027, così come definito nell'Accordo di partenariato tra Italia e Commissione europea relativo al ciclo di programmazione 2021-2027 approvato con Decisione di esecuzione della CE il 15 luglio 2022. In particolare, nell'ambito dell'obiettivo strategico di Policy 2 "Un'Europa più verde" è previsto l'obiettivo specifico "energia", il quale prevede che il sostegno alle fonti rinnovabili si concentri prioritariamente su interventi per l'autoconsumo termico ed elettrico in edifici pubblici, integrati con l'efficientamento energetico, e su interventi innovativi e sperimentali (es. idrogeno verde). È prevista inoltre la diffusione del teleriscaldamento e la creazione di Comunità energetiche, per i benefici ambientali, economici e sociali attesi a livello locale.

Nell'ambito dei Fondi SIE, tra gli obiettivi da perseguire, è previsto anche la promozione delle energie rinnovabili mediante il sostegno ad azioni volte alla produzione di energie da FER anche termiche in assetto di autoconsumo (in abbinamento con sistemi di accumulo) destinate alle imprese. A detto obiettivo concorre anche il Programma Nazionale Ricerca Innovazione e Competitività per la transizione verde e digitale 2021-2027 con una dotazione finanziaria pari a 262 milioni di euro finalizzati alla realizzazione di interventi di produzione di energia elettrica rinnovabile destinata all'autoconsumo promossi dalle PMI e la realizzazione di sistemi di accumulo di piccola e media taglia.



Nell'ambito del FSC, le risorse del Fondo, le risorse del Fondo, destinate per l'80% al mezzogiorno, sono impiegate su obiettivi strategici, declinati in 12 aree tematiche, tra le quali è ricompresa l'Area "Energia" a sua volta suddivisa in tre ambiti settoriali: efficienza energetica; energia rinnovabile; reti e accumuli. Nel settore delle energie rinnovabili è infatti prioritario (a) promuovere progetti innovativi di generazione eolica offshore e (b) sostenere tecnologie pulite e con elevato potenziale di sviluppo, come l'idrogeno "verde" o altre tecnologie innovative sugli accumuli.

#### ▪ **Detrazioni fiscali**

Le detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione degli edifici, come meglio indicato nel paragrafo 3.2, sono tuttora attive e hanno giocato un ruolo fondamentale nello sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili termiche nel settore residenziale, nonché del fotovoltaico.

Secondo i dati forniti da ENEA nell'ambito delle campagne di monitoraggio del Superbonus, al 31 marzo 2023, sono stati supportati oltre 390.000 impianti per un totale di circa 2,5 GW (investimenti pari a circa 5,8 mld€); quasi un impianto per ogni edificio efficientato. A detti impianti sono stati associati circa 380.000 sistemi di accumulo per una capacità totale di circa 8,5 GWh (investimenti pari a circa 5,3 mld€).

Nell'ambito del Bonus casa sono stati invece installati circa 29.000 impianti per un totale di 139 MW nel 2021 e, nel 2022, circa 61.000 impianti per un totale di 287 MW.

Per la misura in questione è prevista una riforma generale di potenziamento della stessa in risposta agli sfidanti obiettivi energetico-ambientali previsti al 2030 e 2050 nell'ambito dell'efficientamento energetico degli edifici; per maggiori dettagli, si rimanda al paragrafo 3.2.

#### ❖ **SETTORE TRASPORTI**

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di penetrazione delle rinnovabili nel settore dei trasporti, fino al 2021 erano state individuate una serie di misure specifiche. Fra queste, in primo luogo sono stati individuati a valere fino al 2022, specifici obblighi di miscelazione dei biocarburanti, con i carburanti immessi in consumo, basati su un sistema di quote che, tra l'altro, riconosceva una premialità ai biocarburanti avanzati e ai biocarburanti da oli esausti e grassi animali. In secondo luogo, è stato previsto che i fornitori di carburanti debbano rispettare un obiettivo di risparmio del 6% dal 2020, in termini di emissioni GHG sul totale dei carburanti immessi in consumo in quell'anno, rispetto a un valore di riferimento. Infine, sono stati individuati incentivi per l'assolvimento dell'obbligo di immissione di biocarburanti attraverso il biometano e altri biocarburanti avanzati; nel periodo 2018-2022 è stata, infatti, incentivata la produzione di biometano e biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) per la durata di dieci anni. L'onere di incentivazione è in capo ai soggetti obbligati (compagnie petrolifere che immettono in consumo carburanti da fonte fossile), non incide sulla bolletta elettrica e del gas, ma verosimilmente viene interiorizzato nel prezzo finale alla pompa dei carburanti.

Successivamente, in attuazione delle pertinenti disposizioni contenute nel decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 di recepimento della RED II, attraverso una serie di decreti di aggiornamento dei decreti vigenti di settore a valere sul periodo 2022-2030, sono state introdotte specifiche misure a valere dal 2023.

In primo luogo, sono stati definiti i nuovi obiettivi relativi agli obblighi di immissione in consumo di biocarburanti (DM 16 marzo 2023 modificato dal DM 20 ottobre 2023). Nello specifico, è previsto un obiettivo generale in termini di utilizzo di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, indipendentemente dal settore di trasporto in cui sono immessi, comprensivo di carburanti rinnovabili di origine non biologica - RFNBO (anche quando usati come intermedi per la produzione



di carburanti tradizionali) e carburanti da carbonio riciclato - RCF. L'obbligo è crescente dal 2023 (pari al 10%) fino al 2030 (pari al 16%). Sono anche previsti obiettivi specifici per i biocarburanti e il biometano avanzati, per i biocarburanti nella benzina e per i biocarburanti in purezza. Il sistema conferma specifiche premialità a biocarburanti avanzati e biocarburanti da oli esausti e grassi animali e ne introduce altre per i biocarburanti no food&feed immessi nel settore avio e marittimo nonché per i biocarburanti immessi in purezza. Sono stati, inoltre, introdotti specifici vincoli normativi all'utilizzo di diverse materie di produzione dei biocarburanti, come il limite massimo all'utilizzo di biocombustibili sia prodotti a partire da colture alimentari e foraggere che da UCO e grassi animali. Al più tardi dal 2025, poi, l'olio di palma è utilizzabile solo se qualificato a basso rischio ILUC (effetto indiretto dovuto al cambio di uso del suolo).

Inoltre, sono stati previsti ulteriori incentivi per l'assolvimento dell'obbligo di immissione di biocarburanti attraverso il biometano, avvalendosi delle misure previste nel PNRR (contributo in conto capitale sulle spese ammissibili dell'investimento sostenuto e tariffa incentivante assegnata tramite aste al ribasso) (DM 15 settembre 2022).

È stato inoltre emanato il DM 14 luglio 2023 che disciplina il meccanismo delle garanzie di origine (GO), che prevede l'emissione, il riconoscimento e l'annullamento di garanzie di origine della produzione di energia da fonti rinnovabili, il comparto del biometano e dell'idrogeno, anche in attuazione delle misure previste nel PNRR. È inoltre in fase conclusiva la revisione della disciplina sulla sostenibilità e ulteriori criteri per i biocarburanti e del biometano, dei RNFBO e dei RCF, che integra le disposizioni vigenti con i nuovi requisiti richiesti a livello comunitario per garantire la sostenibilità delle filiere dei biocarburanti, nonché per dimostrare tale rispetto. È in fase di stesura il decreto che dovrà assicurare il raccordo tra il meccanismo di monitoraggio vigenti con i nuovi requisiti richiesti a livello comunitario per garantire la sostenibilità delle filiere dei biocarburanti, nonché per dimostrare tale rispetto.

Per quanto concerne il monitoraggio dei risultati delle misure sopra elencate, è in fase di stesura il decreto che dovrà assicurare il raccordo tra il meccanismo vigente a livello nazionale e quello previsto tramite database che la Commissione UE sta perfezionando.

Nel prossimo biennio, infine, si dovrà recepire la direttiva RED III, nonché troveranno attuazione i Regolamenti (UE) sull'aviazione e sul marittimo. In particolare, occorrerà aggiornare le quote obbligatorie di immissione in consumo fino al 2030 dell'utilizzo di FER nel settore dei trasporti, per tragguardare le risultanze degli scenari descritti nei paragrafi precedenti; si darà inoltre attuazione a quanto previsto dalla RED III con l'emanazione di certificati di immissione in consumo nel caso di ricariche elettriche pubbliche da rinnovabili. Nel settore dell'aviazione, invece, si dovranno prevedere delle quote minime di miscelazione di SAF (carburanti sostenibili per l'aviazione) dal 2025 (2%), crescenti ogni 5 anni (6% al 2030), nonché di quote minime di RNFBO, dal 2030. Al raggiungimento di queste quote potranno concorrere anche i carburanti da carbonio riciclato, l'idrogeno rinnovabile e altri carburanti low carbon.

In generale, si delinea quindi un percorso sfidante che punta alla decarbonizzazione del settore, che dovrà essere perseguita in un'ottica di neutralità tecnologica. Si ritiene, infatti, fondamentale portare avanti tutte le soluzioni possibili che possano permettere di raggiungere questo ambizioso traguardo. Per quanto riguarda i vettori energetici, si ritiene essenziale proseguire con la promozione della diffusione della mobilità elettrica, allo stesso tempo promuovendo la diffusione dei biocarburanti più virtuosi, con alti risparmi emissivi e che superino il conflitto food&feed, nonché la ricerca e l'introduzione delle categorie di carburanti più innovative, quali i carburanti rinnovabili di origine non biologica e i carburanti da carbonio riciclato. È una sfida che include, per tutti, la disponibilità delle materie prime, l'abbattimento dei costi, la competizione tra gli usi finali. Anche il settore elettrico dovrà affrontare le sue sfide, tra cui, in primis, l'abbassamento dei costi e il prolungamento di vita delle batterie. Tale sfida comporterà parimenti anche la promozione di tutti questi vettori energetici anche nel settore ferroviario, avio e marittimo.

L'adozione delle disposizioni sopra descritte, con i relativi vincoli, dovrebbe permettere di traguardare gli obiettivi sopra riportati.

Per quanto concerne i biocarburanti avanzati, ossia i biocarburanti prodotti da materiali lignocellulosici, da colture no food, da residui e rifiuti agricoli e forestali, nonché da rifiuti e residui industriali, si prevede di raggiungere un sotto obiettivo intorno a 10%. Tale quota sarà traguardata soprattutto attraverso la realizzazione e l'esercizio degli impianti di produzione del biometano, promuovendo gli investimenti in questo campo; inoltre, verranno potenziate le attività di ricerca e sviluppo nel settore delle alghe e in tutte le tecnologie di conversione della biomassa in biocarburanti avanzati. Per quanto riguarda i biocarburanti single counting, che comprendono quelli prodotti da colture food&feed, è previsto un contributo limitato al 2,3% dei consumi complessivi settoriali, in linea con i vincoli previsti dalla normativa comunitaria. In particolare, si prevede un annullamento del contributo dei biocarburanti da palma ed eventuali altre categorie ad alto rischio ILUC. Un'attenzione specifica va posta, tra le varie categorie di biocarburanti, a quelli che possono essere immessi in purezza (senza avere il vincolo al quantitativo massimo miscelabile con il carburante tradizionale) che possono quindi contribuire in maniera maggiore alla decarbonizzazione, laddove presentino caratteristiche atte a raggiungere alti risparmi emissivi. A tal fine saranno attuate misure finalizzate alla promozione/obblighi all'utilizzo degli stessi da parte della PA.

Per quanto riguarda il contributo dell'elettricità da FER, nel settore stradale si prevede un incremento progressivo, di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure per raggiungere l'obiettivo cumulato di circa 4,3 milioni di auto elettriche pure o BEV al 2030 che, se sommate alle auto ibride plug in, consentirebbero di arrivare a un valore complessivo di circa 6,6 milioni di auto elettrificate circolanti al 2030. Le previsioni di sviluppo della mobilità elettrica sono legate all'atteso salto tecnologico delle batterie e saranno quindi costantemente monitorate negli aggiornamenti periodici; saranno poi incoraggiate misure per la diffusione di traghetti alimentati a elettricità. Da considerare, inoltre, il contributo per la decarbonizzazione atteso dalla diffusione dei veicoli Full Hybrid. Per maggiori dettagli sulle misure in merito alla mobilità elettrica si rimanda ai paragrafi 3.1.3 e 3.2.

Per quanto concerne il limite all'utilizzo di alcune tipologie di materie prime per la produzione di biocarburanti contenute nell'allegato IX parte B, l'Italia ha già previsto un superamento dello stesso; poiché è stato recentemente ampliato l'elenco di materiali sottoposti a questo limite, che inizialmente prevedeva solo oli vegetali esausti e grassi animali, si prevede un incremento del valore fino a un massimo di 5% che diventa 10% tenendo conto del doppio conteggio (per maggiori dettagli si veda il paragrafo 2.1.2). In particolare, si dovrà dare priorità all'UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti. Si ritiene infatti che gli UCO presentino un grande potenziale nella produzione di biodiesel e di HVO (olio vegetale idrotrattato) nonché alla produzione dei SAF, il cui uso è reso obbligatorio dal Regolamento (UE) sull'aviazione. Le bioraffinerie nazionali stanno a tal fine avviando la produzione anche di HVO per aviazione.

Nel 2030, i carburanti rinnovabili non biologici (RFNBO), forniranno un contributo al 2030 pari al 2% dei consumi settoriali (a fronte dell'1% richiesto dalla RED III come obiettivo minimo), prevalentemente con l'utilizzo di idrogeno. Questo avverrà attraverso l'uso in raffineria oppure l'impiego diretto in auto e autobus oltre che nei treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano (attualmente già miscelabile fino al 2%). Dovranno inoltre essere avviate misure di promozione a partire da attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione della produzione e dell'utilizzo di RFNBO ulteriori rispetto all'uso diretto dell'idrogeno.

Sul panorama stanno infine affacciandosi i recycled fossil fuels, carburanti non rinnovabili prodotti attraverso il recupero di carbonio, con risparmi emissivi sul ciclo di vita di almeno il 70% (esempio:

plastiche raccolte in maniera differenziata o carburante ottenuto da recupero della CO<sub>2</sub> delle acciaierie). Sicuramente questa tipologia di carburanti avrà un peso nel raggiungimento della decarbonizzazione, valorizzando un recupero degli scarti, in un'ottica di economia circolare; occorrerà intraprendere un percorso che permetta un inquadramento delle singole tipologie sotto il profilo produttivo, ambientale, tecnico-normativo.

In linea generale, i combustibili alternativi sostenibili, anche di origine biogenica, rappresentano una soluzione efficace ed ambientalmente sostenibile, a complemento dell'elettrificazione diretta.

I benefici ambientali sono stati dimostrati da numerosi studi, tra cui quelli della stessa Commissione Europea (e.g JEC v5<sup>69</sup>). Tali benefici sono alla base della scelta di sostenere i combustibili alternativi sostenibili come un elemento importante per la decarbonizzazione del settore trasporti (inclusa l'aviazione e la navigazione, come indicato nei Regolamenti FuelEU maritime e ReFuelEU aviation) siano i combustibili di origine biogenica, da altre fonti rinnovabili o da carbonio riciclato.

Infatti, analizzando i principali benefici dei combustibili di natura biogenica, è necessario sottolineare che alcune filiere ad oggi presentano valori di risparmio di emissioni di gas climalteranti paragonabili a quelle dei RFNBO. Inoltre, i biocombustibili: a) possono essere in larga parte utilizzati in infrastrutture e sistemi di conversione già esistenti (per questo sono definiti "drop-in"), permettendo una maggiore rapidità di intervento rispetto ad altre soluzioni; b) possono essere prodotti da filiere già ampiamente mature da un punto di vista tecnologico e già esercite a scala commerciale (Hydrotreating e co-processing di oli e grassi, produzione di biometano da numerose matrici sostenibili, etanolo da matrici lignocellulosiche, fermentazione di syngas, etc.); c) non aumentano la pressione sui materiali critici per la produzione di batterie, facilitando la transizione verde; d) possono favorire l'implementazione di una transizione verde secondo una traiettoria sostenibile anche socialmente (*no one is left behind*).

Relativamente ai combustibili alternativi sostenibili di natura biogenica, uno dei temi centrali è quello della disponibilità di materie prime, tuttavia, nella moderna visione sulla decarbonizzazione del settore trasporti, viene limitato l'impiego dei carburanti alternativi prodotti da materie prime di origine alimentare (2,3% dei consumi settoriali), e anzi, le filiere virtuose di produzione di carburanti alternativi avanzati possono essere un fattore abilitante per un'agricoltura più sostenibile.

L'esempio della produzione di biometano da digestione anaerobica è di particolare importanza per l'Italia. Il potenziale di produzione di biometano da digestione anaerobica è, secondo alcuni studi accademici<sup>70</sup>, pari a 6,5 miliardi di metri cubi di biometano, da destinarsi ad usi quali, i trasporti ed altri usi industriali o alla produzione di energia elettrica (come biogas). Tale filiera ha la possibilità di accrescere la competitività e la sostenibilità economica ed ambientale delle aziende agricole attraverso:

- Limitato ricorso a colture di primo raccolto, coerentemente con le specificità dell'agricoltura italiana. Si stima una tendenza alla riduzione della relativa superficie agricola rispetto a quella attualmente impiegata (meno di 200.000 ha: inferiore al 3% della SAU italiana a seminativi), ed a preservare le rotazioni colturali a scopo alimentare e valorizzare anche quei terreni di difficile gestione per tipologia di suolo per carenza strutturale di sostanza organica e/o per andamenti climatici stagionali avversi;
- Crescente impiego di colture di secondo raccolto, tenendo conto delle peculiarità delle filiere produttive delle diverse aree del Paese e dell'entità di SAU irrigata o irrigabile;
- Crescente impiego di effluenti zootecnici in digestione anaerobica, una strada pressoché obbligata per ridurre drasticamente l'impatto complessivo della zootecnia italiana e allo stesso tempo incrementare l'efficienza della concimazione organica e la fertilità dei suoli.

<sup>69</sup> <sup>69</sup> Prussi et al. (2020). <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC121213>

<sup>70</sup> Il contributo potenziale dei biocarburanti avanzati – Prof. Chiaromonte – Politecnico di Torino

Al 2030 si stima che almeno il 65% degli effluenti zootecnici oggi prodotti sarà inviato a biogas;

- Crescente impiego di residui agricoli e sottoprodotti agro-industriali di elevata qualità e gestiti in modo virtuoso secondo i principi dell'economia circolare.

Il settore dei biocarburanti (e bioraffinerie) può dare un contributo all'ulteriore taglio delle emissioni e concorrere a colmare il divario per l'Italia dell'Effort Sharing Regulation (ESR) attraverso una maggiore penetrazione dei Low Carbon Fuels (LCF) di cui sarà possibile riscontrare un uso maggiore dovuto anche a nuovi impieghi da prevedere per il settore Agricoltura dove potrà essere impiegato come biodiesel o HVO sia in purezza (nei trattori immatricolati recentemente, stimati in circa 200 mila unità), che miscelato a percentuali elevate (fino al 30% nei modelli di trattori più datati pari a circa 1,3 milioni di unità).

Il contributo dei LCF potrebbe crescere di un ulteriore 0,6 Mtep da allocare al 2030 nei consumi per l'agricoltura in sostituzione del gasolio (attualmente si consumano 1,9 Milioni di tonnellate di gasolio fossile in agricoltura), contribuendo al taglio delle emissioni del comparto ESR. Il prodotto sarebbe offerto allo stesso prezzo del gasolio fossile dando l'opportunità al settore agricolo di contribuire alla decarbonizzazione e riducendo un SAD (sussidio ambientalmente dannoso) trasformandolo gradualmente e parzialmente in SAF (sussidio ambientalmente favorevole).

Da considerare anche il contributo di riduzione del Particolato dell'HVO, in particolare nelle aree del Bacino Padano variabile a seconda dell'anzianità dei trattori, ma che rappresenta pur sempre un miglioramento per questo settore Hard to Abate.

Il differenziale di costo tra HVO e gasolio agricolo verrebbe spalmato su tutto il gasolio e benzina fossile distribuito in Italia come avviene ora per l'obbligo nazionale dei bio in purezza o miscelati.

La disponibilità aggiuntiva di biocarburanti potrà realizzarsi con l'ulteriore potenziamento delle capacità produttive di LCF (in Italia che potrà attivare ed incrementare la "catena di valore" nazionale per i biocarburanti che coinvolge sia l'industria che l'agricoltura).

Dal lato industriale, il decreto MASE-MEF, in via di firma, assicurerà un contributo di 30 milioni di euro per ogni riconversione anche parziali (Modulari) delle raffinerie nazionali – ridondanti in uno scenario di decarbonizzazione – che potranno incrementare l'offerta nazionale di biocarburanti al 2030 ed oltre.

Infine, si darà seguito alla implementazione delle misure propedeutiche allo sviluppo in Italia del B10 (come previsto dalla RED 3) e dell'E10 per tener conto della crescita prospettica del parco circolante delle auto ibride a benzina. Con particolare riferimento all'E10, si procederà, tra l'altro, a sostituire gradualmente sulle pompe di benzina delle stazioni di servizio, le attuali etichette della benzina E5 (contenuto di etanolo fino al 5% in volume) con le etichette della benzina E10 (contenuto di etanolo fino al 10% in volume) divenuta ormai compatibile con tutto il parco circolante. In questo modo si ageverà anche nelle benzine una più rapida crescita della quota delle diverse tipologie di biocarburanti.

#### ❖ **SETTORE TERMICO**

Al fine di conseguire l'obiettivo nazionale vincolante in materia di energia rinnovabile, il contributo del settore termico è fondamentale. I consumi termici finali lordi a livello nazionale destinati al riscaldamento e raffrescamento nel 2022 ammontano a 51,5 Mtep, pari a circa il 43,9% dei consumi finali di energia complessivi.

I principali strumenti che si conta di utilizzare per promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili termiche sono sovente integrati con quelli per l'efficienza energetica e sono già operativi. Si tratta di:

- detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero edile del patrimonio edilizio esistente, entrambe destinate anche a rinnovabili termiche;

- Conto Termico;
- meccanismo dei Certificati Bianchi, compresa la promozione della Cogenerazione ad Alto Rendimento;
- obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle vendite di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento (D.M. OIERT);
- aste termiche grandi impianti (ex art 10, d.lgs. n 199/2021);
- obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici;
- contributi ai Comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile;
- promozione del biometano immesso nella rete del gas naturale;
- misure di sostegno all'idrogeno;
- sostegno al teleriscaldamento.

Le suddette misure vengono di seguito sommariamente illustrate con riferimento alle parti di interesse delle rinnovabili termiche, comprese le relative linee evolutive previste per il perseguimento degli obiettivi 2030 sulle stesse rinnovabili termiche. Con riguardo alle misure in comune con la promozione dell'efficienza energetica, si rimanda al paragrafo 3.2. per una descrizione più dettagliata in merito allo stato dell'arte e alle linee evolutive previste.

Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti di produzione di energia termica da biomasse con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, l'aggiornamento che sarà ritenuto necessario per i meccanismi descritti prevedrà anche, laddove non già stabilito, l'introduzione di requisiti prestazionali e ambientali più stringenti per i generatori di calore a biomassa. Si valuterà l'introduzione di vincoli di sostituzione di apparecchi di riscaldamento obsoleti e di obblighi di controlli e manutenzione periodica per gli impianti a biomasse (catasto telematico).

Coerentemente, per favorire le migliori performance energetico-ambientali, il D.Lgs. 199/2021 ha stabilito, all'allegato IV, i requisiti minimi tecnologici e di prestazione che devono rispettare gli impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili che richiedono incentivi, di qualunque tipo.

Per le pompe di calore elettriche e a gas si manterrà un approccio tecnologicamente neutro, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione, valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento, tenuto conto che in alcune Regioni dei Paesi mediterranei le esigenze di raffrescamento sono prevalenti. I meccanismi di promozione saranno, inoltre, orientati anche a favorire la diffusione delle pompe di calore geotermiche.

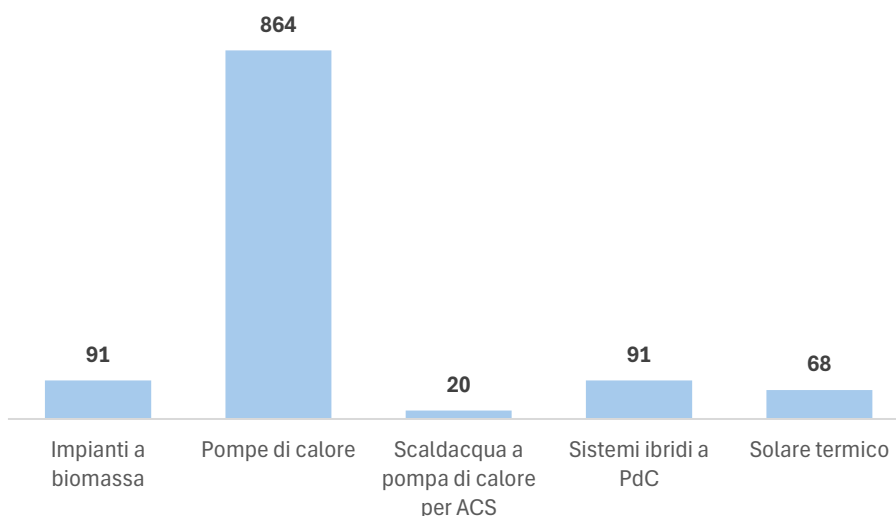
Al fine di favorire l'installazione di impianti solari termici che possano sopperire alla domanda di calore in maniera più flessibile ed efficace (ad esempio coprendo il fabbisogno per il servizio di riscaldamento degli edifici), sarà confermata la promozione dei sistemi ibridi.

#### ◆ **DETRAZIONI FISCALI PER LA RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA E IL RECUPERO DEL PATRIMONIO EDILIZIO**

Nell'ambito dell'Ecobonus, sono agevolati gli interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti ibridi a pompe di calore, scaldacqua a pompe di calore, nonché impianti a biomassa e geotermici.

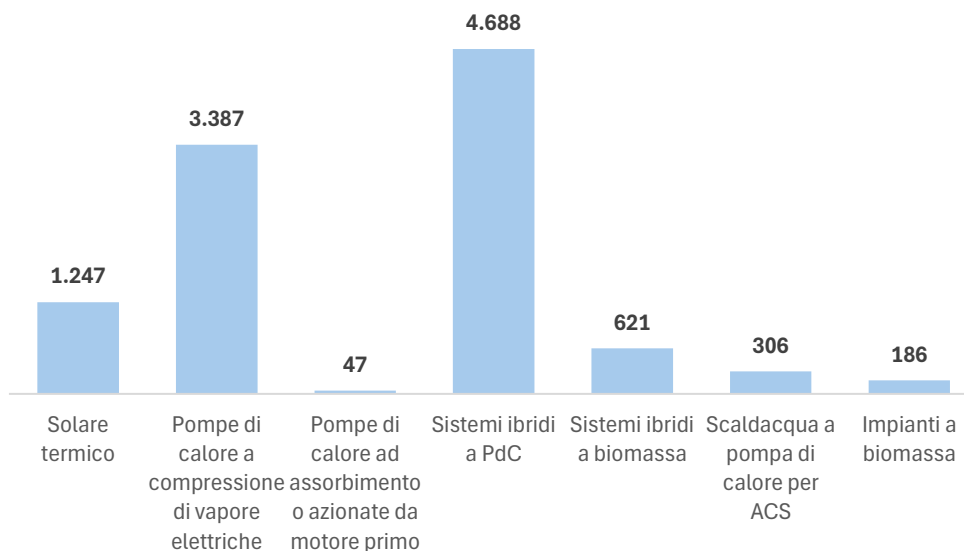
Con riferimento agli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili termiche, nell'anno 2022 si sono registrati oltre 1,1 mld € di investimenti stimolati dalla misura.

Figura 36 - Investimenti in impianti a fonti rinnovabili termiche che nel 2022 hanno avuto accesso alle detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica degli edifici (mln€) (Fonte: ENEA Rapporto annuale detrazioni fiscali 2023)



Agli investimenti connessi all'Ecobonus, si devono aggiungere quelli riconducibili al cosiddetto "Super Ecobonus", il quale ammette anche interventi connessi a impianti per la produzione di energia termica da FER. Per questi, al 31 dicembre 2022, sono stati sostenuti investimenti per circa 10,4 mld€.

Figura 37 - Investimenti in impianti a fonti rinnovabili termiche che al 31 dicembre 2022 hanno avuto accesso al cosiddetto "Super Ecobonus" (mln€) (Fonte: ENEA Rapporto annuale detrazioni fiscali 2023)



Infine, anche nell'ambito del cosiddetto "Bonus casa" sono ammessi interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti ibridi a pompe di calore, scaldacqua a pompe di calore e generatori a biomassa negli edifici. Sulla base dei dati ENEA, nel 2022 sono stati finanziati oltre 288 mila interventi che comportano l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia termica, in particolare pompe di calore (86%).

Per quanto riguarda le linee evolutive inerenti il meccanismo delle detrazioni fiscali si rimanda al capitolo 3.2: Dimensione dell'efficienza energetica.

#### ◆ **CONTO TERMICO**

Con il D.M. 28 dicembre 2012, modificato dal DM 16 febbraio 2016, è stato introdotto il c.d. Conto Termico, strumento di incentivazione per favorire la produzione di energia termica rinnovabile e, contemporaneamente, per permettere l'accesso della Pubblica Amministrazione agli interventi di efficientamento energetico degli edifici e degli impianti. Il Conto Termico è operativo dal mese di luglio 2013.

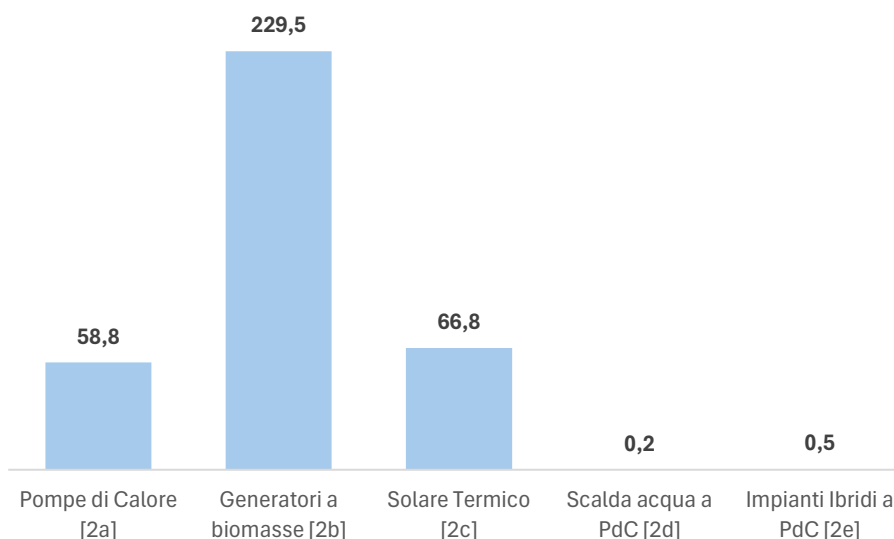
Nell'ambito della produzione di calore da fonti rinnovabili sono incentivati uno o più interventi, elencati di seguito, effettuati dalle amministrazioni pubbliche e dai soggetti privati:

- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale, anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzando energia aerotermica, geotermica o idrotermica, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è per installazioni con potenza nominale complessiva post operam fino a 2.000 kW termici;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è per installazioni con potenza nominale complessiva post operam fino a 2.000 kW termici;
- installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o a integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar cooling, per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento; nel caso di superfici del campo solare superiori a 100 m<sup>2</sup>, è richiesta l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è per installazioni fino a 2.500 m<sup>2</sup> di superficie lorda installata;
- sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi a pompa di calore.

Nel 2022 hanno avuto accesso agli incentivi circa 80 mila richieste per interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili, pari a circa 356 mln€ investiti.



Figura 38 - Stima degli investimenti in impianti a fonti rinnovabili termiche nel Conto Termico nel 2022 (mln€) (Fonte: GSE)



Per quanto riguarda le linee evolutive inerenti il meccanismo del Conto Termico si rimanda al capitolo 3.2: Dimensione dell'efficienza energetica.

#### ◆ **CERTIFICATI BIANCHI**

I Certificati Bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica.

Nell'ambito del meccanismo è promossa anche la realizzazione di progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici, in relazione alla loro capacità di incrementare l'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

I Certificati Bianchi sono emessi inoltre per i risparmi di energia generati dagli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ivi compresi gli impianti a fonti rinnovabili e gli impianti connessi a reti di teleriscaldamento.

Per quanto riguarda le linee evolutive inerenti il meccanismo dei Certificati Bianchi si rimanda al capitolo 3.2: Dimensione dell'efficienza energetica.

#### ◆ **D.M. OIERT**

L'articolo 27, del d.lgs. n. 199/2021, prevede che a decorrere dal 1° gennaio 2024, le società che effettuano vendita di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui provvedono affinché una quota dell'energia venduta sia rinnovabile. La norma rinvia ad un decreto del Ministro la definizione e le modalità di adempimento dell'obbligo. In particolare, l'attuale schema di decreto definisce:

- l'obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nella vendita di energia secondo traiettorie annuali coerenti con gli obiettivi PNIEC;
- le modalità adempimento: GO, produzione fisica FER, contributo compensativo espresso in termini di euro/tep;
- le comunicazioni per l'adempimento dell'obbligo e relativi controlli;
- la destinazione delle risorse confluite nel fondo istituito presso la CSEA (aste termiche grandi impianti).

L'obbligo ricade sui soggetti (pubblici o privati, in qualsiasi forma societaria) che effettuano attività di vendita di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento (con esclusione del calore di processo) a utenze termiche finali per un quantitativo superiori a 500 tep.

Lo schema di decreto è stato posto in consultazione pubblica conclusasi il 31 gennaio 2024. In particolare, sono stati presentati contributi da parte delle principali associazioni di categoria e da singoli operatori (Utilities, settore TLR ed ESCO).

L'attuale schema di decreto prevede delle traiettorie crescenti di incremento dell'obbligo di energia rinnovabile termica che i soggetti obbligati sono tenuti a rispettare, sulla base della quota FER storica. Gli incrementi saranno dimensionati per garantire:

- a) il raggiungimento al 2030 di una quota rinnovabile nel teleriscaldamento almeno pari a quella complessiva del settore Termico;
- b) la regressività dell'obbligo di incremento sulla base della quota FER conseguita.

L'adempimento all'obbligo viene conseguito tramite l'annullamento delle garanzie di origine di cui al DM del 14 luglio 2023, n. 224.

#### ◆ **ASTE GRANDI IMPIANTI (EX ART. 10, D.LGS. N. 199/2021)**

L'articolo 10 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, prevede che, nell'ambito dell'aggiornamento del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 16 febbraio 2016 (c.d. Conto Termico 2.0), si introduca una disciplina che incentivi gli interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni, attraverso meccanismi di accesso competitivo. In proposito, si è ritenuto opportuno, considerata la complessità della misura da istituire e tenuto conto che il conto termico ha ad oggetto l'incentivazione di interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni, di procedere con un provvedimento distinto rispetto al citato decreto del 16 febbraio 2016. Attualmente è in corso l'istruttoria tecnica.

#### ◆ **OBBLIGO DI INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI NEGLI EDIFICI**

L'allegato 3 del D.Lgs. 199/2021, di recepimento della Direttiva REDII, individua obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili nei nuovi edifici o negli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti.

Tali edifici devono essere progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto della copertura del 60% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, per la climatizzazione invernale e per la climatizzazione estiva. Gli obblighi descritti non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica la quale alimenti, a sua volta, dispositivi per la produzione di calore con effetto Joule.

La potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, misurata in kW, è calcolata secondo la formula:  $P=k * S$ , dove: k è uguale a 0,025 per gli edifici esistenti e 0,05 per gli edifici di nuova costruzione; S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, ovvero la proiezione al suolo della sagoma dell'edificio, misurata in m<sup>2</sup>; nel calcolo della superficie in pianta non si tengono in considerazione le pertinenze, sulle quali tuttavia è consentita l'installazione degli impianti.

Gli obblighi descritti non si applicano qualora l'edificio sia allacciato a una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva EED, purché il teleriscaldamento copra l'intero fabbisogno di energia termica per il riscaldamento e/o il teleraffrescamento copra l'intero fabbisogno di energia termica per raffrescamento.

Per gli edifici pubblici, gli obblighi percentuali sono elevati al 65% e gli obblighi relativi alla potenza da installare obbligatoriamente devono essere incrementati del 10%.

Nel caso in cui venga dichiarata, mediante apposita relazione redatta da un progettista abilitato, l'impossibilità tecnica di ottemperare all'obbligo è comunque stabilito che si debba ottenere un opportuno valore di energia primaria non rinnovabile, propriamente calcolato per la somma dei servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e produzione di acqua calda sanitaria.

L'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici, che ha portato vantaggi in merito al miglioramento della prestazione energetica degli immobili e alla diffusione delle fonti rinnovabili termiche, deve essere reso più efficace al fine di ampliarne il campo d'azione e assicurarne l'applicazione in tutti i casi previsti. Con questo intendimento il D.Lgs. 199/2021 stabilisce che dal 1° gennaio 2024, gli obblighi siano rideterminati con cadenza almeno quinquennale, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica. In occasione della revisione degli obblighi, deve essere valutata l'estensione degli stessi agli edifici sottoposti a una ristrutturazione importante di primo livello, nonché agli edifici appartenenti alle categorie E2 (Edifici adibiti a uffici e assimilabili), E3 (edifici adibiti a ospedali, cliniche o case di cura e assimilabili) ed E5 (Edifici adibiti ad attività commerciali e assimilabili)<sup>71</sup>, con superficie utile superiore a 10.000 metri quadri, anche se non sottoposti a ristrutturazione.

Inoltre, si prevede di aggiornare il sistema di obblighi rendendolo più semplice e immediatamente applicabile, introducendo ad esempio una lista di tecnologie rinnovabili, fra le quali il progettista potrà scegliere, caso per caso, sulla base delle caratteristiche dell'edificio, favorendo l'integrazione delle tecnologie tradizionali con quelle rinnovabili, anche attraverso l'impiego di impianti ibridi. Nell'ampliare il campo d'azione dell'obbligo potranno essere previste sinergie con gli strumenti di promozione esistenti al fine di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici degli investimenti per l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile termica. A questo proposito il D.Lgs. 199/2021 stabilisce che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi, a eccezione di quelli realizzati a servizio di edifici di nuova costruzione, accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, inclusi i fondi di garanzia e i fondi di rotazione per l'erogazione di prestiti a tasso agevolato, fermo restando il rispetto dei criteri e delle condizioni di accesso e cumulabilità stabilite da ciascun meccanismo.

In riferimento alle situazioni di impossibilità tecnica per il rispetto degli obblighi di copertura del fabbisogno energetico di edifici soggetti a ristrutturazione di primo livello, sarà valutata la possibilità di una procedura per l'installazione della quota d'obbligo da parte del proprietario su altro edificio, anche non di sua proprietà, ovvero di cessione all'ente territoriale che potrà cumularli al fine di raggiungere quote idonee a interventi su edifici pubblici, sempreché tale ipotesi sia compatibile con i vincoli connessi alla Direttiva sull'efficienza energetica degli edifici.

Sulla base degli esiti delle misure già descritte e in coerenza con le misure per le rinnovabili elettriche, nonché di quanto verrà stabilito nella direttiva EPBD, saranno valutati i pro e i contro in merito all'ipotesi di introdurre obblighi di quota minima di fonti rinnovabili anche ad alcune categorie di edifici esistenti, come gli edifici del terziario.

<sup>71</sup> di cui all'articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412

◆ **CONTRIBUTI AI COMUNI PER INVESTIMENTI NEL CAMPO DELL'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO E DELLO SVILUPPO TERRITORIALE SOSTENIBILE**

Il Decreto Legge 30 aprile 2019, n.34 (D.L. Crescita), ha istituito un contributo in favore dei comuni, nel limite massimo di 500 mln€ per l'anno 2019 a valere sul Fondo Sviluppo e Coesione (FSC) per interventi relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile. Il contributo è assegnato a ciascun Comune sulla base della popolazione residente alla data del 1° gennaio 2018, nel modo seguente:

- 50.000 euro ai comuni con popolazione inferiore o uguale a 5.000;
- 70.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 5.001 e 10.000 abitanti;
- 90.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 10.001 e 20.000 abitanti;
- 130.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 20.001 e 50.000 abitanti;
- 170.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 50.001 e 100.000 abitanti;
- 210.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 100.001 e 250.000 abitanti;
- 250.000 euro ai comuni con popolazione superiore a 250.000 abitanti.

I contributi di cui al comma precedente sono destinati a opere pubbliche in materia di:

- efficientamento energetico, compresi interventi inerenti l'illuminazione pubblica, il risparmio energetico degli edifici di proprietà pubblica e di edilizia residenziale pubblica, nonché l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- sviluppo territoriale sostenibile, compresi interventi in materia di mobilità sostenibile, adeguamento e messa in sicurezza di scuole, edifici pubblici e patrimonio comunale e per l'abbattimento delle barriere architettoniche.

A decorrere dall'anno 2020, per i progetti sopra menzionati, il D.L. Crescita ha autorizzato l'implementazione di un programma pluriennale di finanziamento, le cui effettive risorse sono ripartite tra i comuni con popolazione inferiore a 1.000 abitanti, assegnando a ciascun comune un contributo di pari importo.

Con Decreti Direttoriali del 14 maggio e del 10 luglio 2019 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha stabilito rispettivamente l'entità del contributo assegnato a ciascun comune italiano e le modalità di attuazione della misura (interventi ammissibili, contributo erogabile e modalità di erogazione dello stesso, monitoraggio della misura).

La Legge di Bilancio 2020 assegna ai Comuni contributi, nel limite di 500 mln€ annui, per investimenti destinati ad opere pubbliche in materia di efficientamento energetico, compresi interventi volti all'efficientamento dell'illuminazione pubblica, al risparmio energetico degli edifici di proprietà pubblica e di edilizia residenziale pubblica, nonché all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Tali contributi possono essere utilizzati dai Comuni anche per progetti di sviluppo territoriale sostenibile, compresi interventi in materia di mobilità sostenibile, nonché interventi per l'adeguamento e la messa in sicurezza di scuole, edifici pubblici e patrimonio comunale e per l'abbattimento delle barriere architettoniche.

Nel corso degli anni il fondo è stato incrementato varie volte. Recentemente Il D.L. 2 marzo 2024, n. 19, convertito con modificazioni dalla L. 29 aprile 2024, n. 56, ha disposto (con l'art. 1, comma 10-bis) che "Al fine di accelerare gli interventi strategici necessari a ricondurre la situazione di inquinamento dell'aria entro i limiti indicati dalla direttiva 2008/50/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 maggio 2008, e per le finalità di cui all'articolo 10, comma 1, lettera d), della legge 7 luglio 2009, n. 88, le risorse del fondo sono incrementate di 10 milioni di euro per l'anno 2024, di 20 milioni di euro per ciascuno degli anni 2025 e 2026, di 30 milioni di euro per l'anno 2027 e di 35 milioni di euro per l'anno 2028".

◆ **SVILUPPO DEL BIOMETANO, SECONDO CRITERI PER LA PROMOZIONE DELL'ECONOMIA CIRCOLARE**

La misura "Sviluppo del biometano, secondo criteri per la promozione dell'economia circolare" del PNRR (Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4) si pone come obiettivo quello di sostenere gli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano e per la riconversione, totale o parziale, di impianti esistenti a biogas, mettendo a disposizione le risorse previste dal PNRR pari a 1,92 mld€. Il biometano immesso nella rete del gas naturale è supportato attraverso un sostegno in conto capitale (pari al massimo al 40% delle spese sostenute) e un incentivo in conto esercizio (tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano).

Possono beneficiare degli incentivi previsti dal D.M. 15 settembre 2022 gli impianti di produzione di biometano di nuova realizzazione, agricoli o a rifiuti, e gli interventi di riconversione a biometano (totale o parziale) di impianti agricoli esistenti di produzione di elettricità alimentati da biogas. Il biometano prodotto e immesso nella rete del gas naturale può essere esclusivamente destinato al settore dei trasporti o al settore termico. Inoltre, in coerenza con la priorità politica 2, al fine di aumentare la produzione di biometano nell'ambito dell'Investimento M2C2 I1.4, nell'ambito della quarta procedura competitiva, aperta in data 03 giugno 2024, è stato recepito l'emendamento sulla misura alla Decisione CE sull'attuazione del PNRR consistente nella possibilità di ricomprendere la valorizzazione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) per la riconversione e il miglioramento dell'efficienza degli impianti di biogas agricoli esistenti. Nel corso del 2023 sono state avviate tre procedure competitive. Attualmente i progetti in graduatoria sono 157 per una capacità produttiva totale pari a circa 71.950 Smc/h. Il 3 giugno 2024 GSE ha aperto la quarta procedura competitiva.

#### ◆ **SOSTEGNO DEL TELERISCALDAMENTO**

Al fine di sfruttare il potenziale del teleriscaldamento, saranno potenziati gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo. In quest'ottica, al fine di sfruttare il potenziale del teleriscaldamento descritto nell'ambito della Missione 2, Componente 3, è stato introdotto l'investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento" finalizzato alla promozione della realizzazione di reti di teleriscaldamento efficiente, attraverso la costruzione di nuove reti o l'estensione/ammodernamento di reti esistenti.

La misura è stata attuata per il tramite del DM n. 263 del 30/06/2022 e dell'Avviso pubblico n. 94 del 28/07/2022. In esito alla Decisione della Commissione UE 2023/C 6641 final del 29 settembre 2023, dei 29 progetti ammessi con la graduatoria di cui al DD n. 435 del 23/12/2022 della DGIE del MASE, 14 sono stati ritenuti non compatibili con il principio DNSH. Tuttavia, detti progetti sono stati ammessi a valere sulle risorse delle aste CO2 per l'annualità 2022, ai sensi dell'articolo 10 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181. Conseguentemente, con le risorse PNRR liberate si è provveduto allo scorrimento della graduatoria. Ad oggi, risultano ammessi complessivamente 50 progetti, che genereranno a regime circa 0,1 Mtep/anno.

#### ❖ **MISURE PER LA PROMOZIONE DELL'IDROGENO**

##### ◆ **IL CONTESTO EUROPEO E NAZIONALE**

A luglio 2020 la Commissione europea ha pubblicato "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra" allo scopo di velocizzare lo sviluppo di idrogeno pulito, prevedendo una traiettoria graduale per accelerare lo sviluppo dell'idrogeno nel corso di tre fasi strategiche dal 2020 al 2050 (40 GW, ovvero 10Mton al 2030 e 500 GW al 2050, ovvero una quota dell'idrogeno nel mix energetico europeo fino al 13-14 %). L'importanza del vettore idrogeno è anche confermata nella

relazione sulla strategia della commissione per l'industria, la ricerca e l'energia (ITRE) del Parlamento del 18 marzo 2021 e dal piano REPowerEU che conferma l'obiettivo di autoproduzione di idrogeno rinnovabile al 2030 e propone un import di una medesima quota.

In quest'ottica, con la COM(2023) 156 draft è stata istituita la Banca europea dell'idrogeno (European Hydrogen Bank - EHB) finalizzata a promuovere la diffusione dell'idrogeno attraverso quattro pilastri, operativi dal 2023: due sono meccanismi di finanziamento per la creazione del mercato interno e per le importazioni; il terzo è legato alla trasparenza e al coordinamento, ovvero alla valutazione della domanda, delle esigenze infrastrutturali e dei dati su flussi e costi; il quarto connesso alla razionalizzazione degli strumenti finanziari esistenti, coordinandoli e con nuovi finanziamenti pubblici e privati, sia nell'UE che a livello internazionale. In particolare, nell'ambito dell'EHB, è stata prevista l'istituzione di un sistema di aste europeo che incentivi il "kg" di idrogeno prodotto per 10 anni di funzionamento, tramite uno schema fixed premium, utilizzando sia il Fondo per l'innovazione, che le risorse degli Stati membri. L'iniziativa contribuirà agli obiettivi del Green Deal Industrial Plan e all'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La prima asta dell'European Hydrogen Bank per la produzione di idrogeno RFNBO è stata avviata a novembre 2023, con un budget di 800 milioni di euro e si è conclusa a febbraio 2024.

I risultati della prima asta pilota sono stati pubblicati il 30 aprile 2024. Hanno partecipato 132 progetti da 17 paesi dell'European Economic Area. Di questi, 13 sono stati esclusi per non conformità con i criteri di ammissibilità ed eleggibilità, mentre 7 progetti sono stati preselezionati per ricevere l'incentivo. I progetti preselezionati, una volta firmato il grant agreement ed entrati in esercizio, riceveranno in totale un supporto di circa €720 milioni nei 10 anni di operatività e di produzione di idrogeno RFNBO.

Sotto il profilo della disciplina degli aiuti di Stato e regolatorio, il quadro europeo è in via di consolidamento: tutti le discipline degli aiuti di Stato (CEEAG di febbraio 2022, TFTC Russia-Ucraina e GBER di marzo 2023) hanno infatti istituito regimi di aiuto connessi alla produzione e all'uso di idrogeno a basso contenuto di carbonio e rinnovabile. Allo stesso tempo, a giugno 2023 sono entrati in vigore gli atti delegati attuativi della direttiva (UE) 2018/2001, ovvero il c.d. atto delegato Renewable fuels of non-biological origin – RFNBO (articolo 27, paragrafo 3 della direttiva) e il c.d. atto delegato greenhouse gas - GHG (articolo 28, paragrafo 5 della direttiva) che definiscono le condizioni per il riconoscimento dell'idrogeno rinnovabile e le modalità di calcolo della quota emissiva connessa alla sua produzione.

Inoltre, di significativa importanza è l'iniziativa European Hydrogen Backbone, studio avviato grazie alla cooperazione tra 32 operatori di infrastrutture energetiche europei, con il fine di accelerare il percorso di decarbonizzazione dell'Europa definendo il ruolo fondamentale dell'infrastruttura dell'idrogeno. Sono stati, infatti, definiti nell'EHB Report al 2030 cinque corridoi pan-europei per l'approvvigionamento e l'importazione di idrogeno, che collegheranno cluster industriali, porti e Hydrogen Valleys a regioni con abbondante produzione di idrogeno. La backbone che attraverserà l'Italia permetterà la connessione del Nord Africa all'Europa centrale tramite i punti di interconnessione italiani di Tarvisio e Passo Gries, contribuendo agli obiettivi di importazione europei definiti dal REPowerEU.

In questo contesto si inserisce il progetto SouthH2 Corridor, di cui la backbone italiana è parte integrante, che ha ricevuto il sostegno politico dai ministeri dell'Energia di Austria, Germania e Italia tramite la firma di una lettera di sostegno a maggio 2023. Il progetto, dove Snam svolge un ruolo di coordinamento, è costituito da una infrastruttura di 3.300 km e permetterà di importare l'idrogeno rinnovabile prodotto dal Nord Africa e trasportare idrogeno prodotto dalle Hydrogen Valleys nazionali, dall'Italia (Sicilia come punto di ingresso), verso l'Austria e la Germania, consentendo di soddisfare secondo alcune stime preliminari circa il 40% dell'obiettivo di importazione europea di idrogeno rinnovabile di REPowerEU (4Mton/anno).



Sul suolo nazionale è ulteriormente prevista un'infrastruttura dedicata all'idrogeno nel Hydrogen Valley in Puglia, inclusa dalla Commissione Europea tra i progetti IPCEI sull'idrogeno approvati a febbraio 2024 nell'ambito della wave Hy2Infra. L'infrastruttura realizzata da Snam si inserisce nel quadro più ampio dello sviluppo della filiera dell'idrogeno che vede coinvolti altri primari operatori industriali attivi in Puglia.

A livello nazionale, a fine 2020 sono state pubblicate le *“Linee Guida Preliminari: Strategia Nazionale Idrogeno”* che si ponevano come obiettivo molto sfidante, una penetrazione del vettore idrogeno del 2% nella domanda di energia finale, ovvero l'installazione di 5GW di elettrolizzatori e la produzione di circa 0,7Mton/anno di idrogeno rinnovabile. Contestualmente, due importanti Regioni del Mezzogiorno, la Sicilia (gennaio 2021) e la Puglia (dicembre 2022), hanno pubblicato proprie strategie per la promozione dell'idrogeno, con sfidanti obiettivi al 2030. Nell'ambito del PNNR, come meglio di seguito rappresentato sono stati stanziati oltre 3MLD€ di investimenti e proposte due riforme per promuovere la diffusione dell'idrogeno.

Inoltre, è in fase di finalizzazione la Strategia nazionale sull'idrogeno, in cui, a partire da una caratterizzazione approfondita della domanda potenziale di idrogeno nei principali settori industriali HtA e nei trasporti, saranno definiti scenari di penetrazione dell'idrogeno in virtù del livello di decarbonizzazione individuato, delle diverse opzioni di decarbonizzazione esistenti e delle possibili alternative di produzione e approvvigionamento dell'idrogeno stesso.

Infine, si segnala la lettera di sostegno politico che i ministeri dell'Energia di Austria, Germania e Italia hanno firmato a maggio 2023 per lo sviluppo del *“corridoio meridionale dell'idrogeno”* nell'Unione Europea (dove SNAM svolge un ruolo di coordinamento) di 3.300 km che permetterà di importare l'idrogeno rinnovabile prodotto dal Nord Africa e trasportare idrogeno immesso dalle hydrogen valleys nazionali, dall'Italia (Sicilia come punto di ingresso), verso l'Austria e la Germania, consentendo di soddisfare secondo alcune stime preliminari circa il 40% dell'obiettivo di importazione europea di Idrogeno rinnovabile di REPowerEU (4Mton/anno).

Considerando che gran parte dell'energia rinnovabile prodotta a livello nazionale proviene da fonti intermittenti e non programmabili, come l'eolica e il fotovoltaico, e che è prevista un'ulteriore crescita esponenziale dell'istallazione delle stesse al 2030 e al 2050, l'idrogeno ottenuto mediante processi di elettrolisi alimentati da fonti rinnovabili, potrà dare un importante contributo nel futuro sistema energetico nazionale. A questo si potrà aggiungere anche l'idrogeno prodotto con tecnologie diverse dall'elettrolisi, tecnologie basate su processi biologici, termochimici e biotermochimici (quali pirolisi, gassificazione, SMR biometano) che potrebbero presentare costi di produzione molto competitivi.

Nel ruolo di vettore energetico, l'idrogeno, oltre a garantire la decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate* (HTA) e dei trasporti, potrà abilitare alcune funzioni aggiuntive quali accumuli di larga scala e su lunghi periodi temporali e il trasporto di grandi quantità di energia su lunghe distanze, favorendo lo sviluppo di un sistema energetico con elevati livelli di resilienza, sicurezza di approvvigionamento, ridondanza delle infrastrutture.

#### ◆ **IL POTENZIALE DEI SETTORI HARD-TO-ABATE**

I settori HTA hanno un ruolo fondamentale nel tessuto industriale italiano, generando il 5 % del valore aggiunto lordo nazionale<sup>72</sup>. Relativamente all'impatto emissivo, i settori HTA, con 84 MtCO<sub>2eq</sub>, risultano responsabili al 2019 del 20 % delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> dirette (scope 1) a livello nazionale. Decarbonizzare questi settori richiede l'adozione di una serie di strumenti e soluzioni tecnologiche, compreso l'impiego dell'idrogeno, specie dove l'elettrificazione diretta non è possibile o non risulta implementabile per la tipologia di bene prodotto. Per questi settori,

<sup>72</sup> Fonte: *Decarbonizzazione settori Hard To Abate, Boston Consulting Group 2021*



comunque, il recupero del calore di scarto rappresenta un'azione prioritaria molto efficace da implementare per ridurre le emissioni e i consumi.

Un'analisi di sensitività (Studio ENEA-Confindustria), condotta ipotizzando la sostituzione del 20% del gas naturale attualmente utilizzato per scopi termici con idrogeno rinnovabile, a parità di potenza termica erogata, indica una potenziale domanda di idrogeno a livello nazionale pari a circa 0,24 Mton/anno. Tale domanda di idrogeno richiederebbe una potenza installata di elettrolisi pari a 7,2 GWe (ipotizzando circa 2000 ore di funzionamento ed efficienza del 60%). Nel dettaglio, escludendo il settore della raffinazione, che risulta quello con maggiori consumi di idrogeno come gas di processo (feedstock), il settore della carta è quello che presenta maggiori consumi di idrogeno come gas di servizio, nelle applicazioni termiche, con circa 53 kt/anno, seguito dalla siderurgia con 42 kt/anno, dalla chimica con 40 kt/anno, dalla ceramica con 30 kt/anno, dal cemento con 29 kt/anno e dal vetro con 20 kt/anno. Infine, qualora si considerasse anche il potenziale di trasformazione da idrogeno grigio ad idrogeno verde o rinnovabile di quanto attualmente viene prodotto e consumato come feedstock (pari a circa 366 kt/anno) nell'industria della raffinazione, petrolchimica e chimica, i target prefissati nelle Linee Guida MISE potrebbero essere raggiunti per quasi l'87%.

L'implementazione dell'idrogeno come leva per decarbonizzare i settori industriali porterebbe ad una diminuzione dal 2% all'8% delle quote di CO<sub>2</sub> attualmente in essere (2019). Complessivamente in queste condizioni si avrebbe un contenimento del 3% delle 84 Mton emissioni di CO<sub>2</sub> emesse (scope 1) dal settore industriale con i relativi risparmi relativi alle quote ETS.

Al fine di testare la prontezza del mercato verso l'idrogeno, Snam ha lanciato negli ultimi mesi un'indagine di mercato «Indagine sul potenziale del mercato dell'idrogeno». L'indagine, rivolta a operatori italiani ed esteri e attiva dal febbraio al maggio 2024, ha riscontrato un'ampia partecipazione da parte dei settori Hard-to-Abate non solo in Italia ma anche in Austria e Germania. I risultati emersi consentono di stimare una domanda di idrogeno che, in linea con gli obiettivi del piano REPowerEU, potrebbe essere in parte soddisfatta ricorrendo a produzioni nazionali e in parte facendo leva sull'import.

#### ◆ **POLITICHE DI PROMOZIONE DELL'IDROGENO VERDE E RINNOVABILE**

L'Italia prevede di raggiungere gli obiettivi nazionali al 2030 mediante l'impiego delle seguenti misure, oltre ad ulteriori partecipazioni a progetti europei.

##### ▪ **Incentivi alla produzione finalizzata all'uso di idrogeno**

La principale politica di promozione dell'idrogeno rinnovabile e del bio-idrogeno avverrà per il tramite del meccanismo tariffario previsto dall'articolo 11, comma 2 del Dlgs 199/2021. La misura, infatti, garantirà la copertura dei costi di funzionamento degli impianti di produzione di idrogeno, tenendo adeguatamente conto anche dei costi di investimento. Lo schema di decreto, in corso di finalizzazione, si prefigge i seguenti obiettivi:

- definire univocamente l'idrogeno rinnovabile;
- istituire un incentivo in conto esercizio per accelerare la produzione di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili finalizzato all'uso nei settori dei trasporti ed industriali di difficile decarbonizzazione dei consumi;
- definire la procedura di accesso alle agevolazioni di cui al decreto ministeriale 21 settembre 2022 n. 347;
- definire le modalità di cumulabilità tra le tariffe incentivanti in conto esercizio e i contributi PNRR di cui al decreto ministeriale n. 463 del 21 ottobre 2022.

La previsione è che la misura, in analogia con le disposizioni della CEEAG, preveda una procedura ad asta competitiva al ribasso mediante un meccanismo di contract-for-difference. Stante l'elevato

costo di produzione, l'idrogeno dovrà essere destinato al settore dei trasporti e a quelli hard-to-abate, stante gli obiettivi del fit-fot-55% e la difficoltà di decarbonizzazione dei predetti settori.

Il 4 marzo 2024 si è conclusa la consultazione pubblica dello schema di decreto e, entro il periodo estivo, è in previsione la trasmissione dello schema di decreto alla Commissione europea per le valutazioni di competenza sul regime di aiuto.

▪ **Ricerca e sviluppo nel settore dell'idrogeno**

Uno dei fattori abilitanti per la penetrazione dell'idrogeno sarà lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie afferenti alla catena del valore dell'idrogeno soddisfacendo i criteri di sostenibilità, competitività economica, protezione dell'ambiente e sicurezza dell'approvvigionamento energetico. La ricerca dovrà supportare lo sviluppo dell'intera filiera tecnologica; in particolare è possibile individuare priorità di ricerca a breve, medio e lungo termine in funzione della attuale maturità delle specifiche tecnologie, della disponibilità di rinnovabili, della prontezza di quei settori che rappresentano la domanda di idrogeno (industria, mobilità e trasporto, civile e residenziale, generazione di energia).

Gli obiettivi a breve termine si riferiscono alle esigenze di ulteriore ricerca, sviluppo e dimostrazione di materiali e di tecnologie di produzione, accumulo e utilizzo pronte per lo scaling-up e già sviluppate a TRL medio-alto (TRL 6-8, con applicazione in 1-3 anni); gli obiettivi a medio termine si riferiscono all'ulteriore sviluppo di tecnologie e processi che sono stati validati a livello di laboratorio (TRL 4-6, con applicazione prevista in 3-10 anni), infine, gli obiettivi a lungo termine si riferiscono alla ricerca di frontiera in grado di fornire soluzioni "disruptive" (TRL 1-4, quadro temporale per l'applicazione >10 anni).

Le principali sfide tecnologiche da affrontare sono individuate nel seguito:

- ricerca fondamentale ed applicata per favorire le innovazioni e nuove tecnologie fondanti;
- ridurre i costi delle tecnologie includendo quelle relative alla loro gestione, aumentare l'affidabilità, l'efficienza, la durata e la sicurezza, nonché sviluppare nuovi materiali e processi per favorire l'aumento delle prestazioni;
- integrare la produzione di idrogeno nel sistema energetico;
- incrementare il ruolo dell'idrogeno in un contesto di economia circolare;
- aumentare la resilienza del sistema energetico creando economie decentralizzate basate sull'idrogeno verde.

In quest'ottica, è previsto nell'ambito del RepowerEU la definizione di una specifica misura.

▪ **L'idrogeno come gestione dell'over-generation di energia rinnovabile**

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) un fondo di 35 milioni di euro, alimentato da una quota parte della componente tariffaria CRVI, destinato alla incentivazione di progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale, regolamentato con la delibera 404/2022/R/gas. Lo sviluppo dei progetti pilota è finalizzato all'ottimizzazione della gestione e all'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas esistenti, in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia. I progetti pilota potranno riguardare: soluzioni innovative per la produzione e immissione nella rete di trasporto di gas prodotto con fonti rinnovabile; power to gas/idrogeno e utilizzi innovativi delle reti di trasporto; immissione di biometano e gas rinnovabili nelle reti di distribuzione; possibili utilizzi delle reti di distribuzione del gas naturale quale elemento di ottimizzazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili nella prospettiva del possibile sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico.

L'Autorità ha adottato specifiche misure finalizzate a disciplinare temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie che potessero risultare di ostacolo allo sviluppo di innovazioni tecnologiche, o di prodotto o di nuovi modelli di business.

Le modalità di presentazione dell'istanza e i contenuti minimi sono stati definiti con la determinazione 20 dicembre 2022, n. 9/22. Le istanze di ammissione dei progetti pilota al trattamento incentivante sono state sottoposte all'Autorità a decorrere dal 15 gennaio 2023, con scadenza per la presentazione al 15 aprile 2023.

- Ambito progettuale 1: metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti (max contributo ammissibile 5M€);
- Ambito progettuale 2: utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti in relazione alla loro capacità di accogliere i c.d. gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, le applicazioni di tipo P2X2P che consentono di porre in connessione il sistema gas con quello elettrico (sector coupling) e le attività di cattura, sequestro e/o utilizzo dell'anidride carbonica (CCS, CCU) (max contributo ammissibile 5M€);
- Ambito progettuale 3: interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica (max contributo ammissibile 2.5M€).

La graduatoria finale è stata pubblicata a dicembre 2023, i progetti avranno durata triennale, le sperimentazioni dovranno essere concluse e documentate entro il 31/12/2026.

Infine, è importante sottolineare il ruolo che gli stoccaggi sotterranei di idrogeno potranno avere a livello di sistema paese fornendo un servizio di progressiva mitigazione della volatilità della crescente produzione di FER e di flessibilità al sistema.

#### ◆ **L'IDROGENO NEL PNRR**

Nell'ambito del PNRR, particolare rilevanza è stata attribuita all'idrogeno con 6 Investimenti attivati, per un totale di 3,64 mld€ e 2 riforme. Di seguito sono rappresentate sinteticamente tutte le misure avviate.

##### ▪ **Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse**

L'Investimento è finalizzato ad incentivare (500 mln€) la realizzazione di almeno 10 progetti di produzione di idrogeno in aree industriali dismesse con capacità media di almeno 1-10 MW ciascuno. Con Avviso pubblico del 15 dicembre 2021, il Ministro della transizione ecologica ha invitato le regioni e le province autonome a trasmettere le proprie manifestazioni di interesse per la selezione di proposte nell'ambito del menzionato Investimento, nell'ottica di una gestione a regia; tutte le regioni e le province autonome hanno presentato manifestazioni di interesse. Inoltre, l'articolo 33, comma 3, lettera b), del DL 152/2021, ha previsto che il DARA presti supporto alle regioni e province autonome nella elaborazione, coerentemente con le linee del PNRR, di progetti aventi particolare rilevanza strategica c.d. *progetti bandiera*. Con Protocollo di intesa del 13 aprile 2022 tra il Ministero per gli affari regionali e le autonomie ed il Ministero della transizione ecologica, è stato previsto che i progetti bandiera debbano interessare anche l'Investimento 3.1 di cui sopra e che a riguardo sia prevista una riserva a valere sulle risorse PNRR. Con il decreto 21 ottobre 2022 è stato definito il quadro generale di attuazione all'Investimento in questione prevedendo, tra le altre cose, che 450 mln€ fossero destinati a progetti di produzione di idrogeno in aree industriali dismesse e 50 mln€ ai progetti bandiera. Mentre quest'ultimi sono ancora in fase di definizione, con l'Avviso pubblico n. 427 del 23 dicembre 2022 è stato definito in "Bando tipo", utilizzato poi dalle Regioni per la pubblicazione dei propri avvisi.

A giugno 2023, a valle della pubblicazione di tutte le graduatorie regionali, risultano ammessi 54 progetti di cui 16 ammessi parzialmente per carenza di risorse. Successivamente ad alcuni ritiri e a variazioni di progetti, residuando delle risorse, con il Decreto direttoriale n. 164 del 17 aprile 2024 sono stati finanziati totalmente i 16 progetti ammessi parzialmente. Il predetto decreto, tra le altre cose, ha definito le modalità di allocazione delle ulteriori risorse RepowerEU, pari a 90 M€, che permetteranno l'ammissione di ulteriori 9 progetti.

▪ **Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate**

L'Investimento è finalizzato ad incentivare (2 mld€) la decarbonizzazione di siti industriali appartenenti ai settori hard-to-abate, mediante l'impiego di idrogeno verde e rinnovabile.

Con il decreto 21 ottobre 2022 è stato definito il quadro generale di attuazione all'Investimento in questione prevedendo, tra le altre cose, che 1 mld€ fosse allocato per il progetto di DRI SpA, secondo quanto previsto dall'articolo 1, comma 1-quater, del DL 142/2019, e il restante miliardo alla decarbonizzazione degli altri settori hard-to-abate mediante l'impiego di idrogeno. Allo stesso tempo, il decreto ha previsto che l'impiego di idrogeno dovesse coprire almeno il 10% delle fonti fossili impiegate ante intervento, prevedendo una riserva per i progetti particolarmente virtuosi, ovvero quelli che prevedono l'impiego di idrogeno in quantità superiore al 90% delle fonti fossili ante intervento.

Con il D.L. n. 19/2024 è stato definito che la realizzazione del progetto di DRI SpA avvenisse per il tramite di risorse nazionali, mentre con l'Avviso pubblico n. 254 del 15 marzo 2023 è stata attuata la misura PNRR. A chiusura dello sportello risultano presentati 30 progetti; di questi 2 progetti di R&S sono stati approvati, 9 sono stati rigettati o oggetto di ritiro, i restanti sono in corso di valutazione.

▪ **Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale**

In linea con la strategia europea, si è voluto promuovere la produzione e l'utilizzo di idrogeno nel trasporto, attraverso la realizzazione di una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS). Ad ottobre 2022 è stato pubblicato il Decreto del MIMS che definisce le linee guida per l'attuazione della sperimentazione dell'uso dell'idrogeno nel trasporto stradale. Le risorse destinate dal PNRR all'Investimento in questione (230 mln€) sono indirizzate alla realizzazione di almeno 40 HRS per veicoli leggeri e pesanti entro il 30 giugno 2026, con l'obiettivo di avvicinarsi ai target posti dal regolamento Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) che prevede la realizzazione di HRS, in grado di servire tutti i nodi urbani e punti posti ogni 200 km lungo la rete centrale TEN-T. A marzo 2023 il MIT ha pubblicato la graduatoria dei progetti per stazioni di rifornimento stradale di idrogeno ammessi ai finanziamenti. Sono 36 progetti con un finanziamento complessivo pari a 103 mln€, a fronte di risorse disponibili per 230 mln€.

▪ **Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario**

Nel marzo del 2023, il MIT ha approvato il Decreto Dirigenziale n. 144 del 31/3/2023, per la ripartizione delle risorse previste dal PNRR per l'investimento in questione (300 mln€). Sono stati assegnati 276 mln€ per la realizzazione di impianti di produzione, stoccaggio e rifornimento di idrogeno rinnovabile e 24 mln€ per l'acquisizione di treni alimentati a idrogeno. Per quanto riguarda gli impianti di produzione e stoccaggio di idrogeno, le risorse saranno suddivise come segue: Regione Lombardia, Ferrovienord S.p.A., linea Brescia-Iseo-Edolo (97,2 mln€); Gestione Governativa Ferrovia Circumetnea, Gestione Governativa Ferrovia Circumetnea, linea Circumetnea (15,4 mln€); Regione Campania, Ente Autonomo Volturno s.r.l., linea SMCV Piedimonte (29 mln€); Regione Puglia, Ferrovie del Sud Est e Servizi Automobilistici s.r.l., linee Lecce-Gallipoli, Novoli-Gagliano e Casarano-Gallipoli (13,4 mln€); Regione Calabria, Ferrovie della Calabria, linea Cosenza-Catanzaro (45,1 mln€); Regione Autonoma della Sardegna, ARST Spa, linee Sassari-Alghero (30 mln€), Macomer-Nuoro (30,3 mln€) e Monserrato-Isili (14,4 mln€). Per quanto riguarda invece l'acquisto di materiale rotabile, i 24 milioni destinati a tal fine sono stati assegnati interamente alla Regione Puglia, e per suo tramite a Ferrovie del Sud Est e Servizi Automobilistici s.r.l., per le linee Lecce-Gallipoli, Novoli-Gagliano e Casarano-Gallipoli.

▪ **Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno**

Si rimanda a quanto indicato nel paragrafo 4.6

▪ **Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno**

La riforma si sviluppa su diverse linee di azione tutte finalizzate a favorire la diffusione dell'idrogeno verde e rinnovabile come nuove vettore energetico. Di seguito sono riportate attività previste.

- emissione di norme tecniche di sicurezza su produzione, trasporto (criteri tecnici e normativi per l'introduzione dell'idrogeno nella rete del gas naturale), stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno tramite decreti dei Ministri dell'Interno e Transizione ecologica. La norma è stata attuata per il tramite dell'aggiornamento del DM 18 maggio 2018;
- semplificazione amministrativa per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde. La misura è stata attuata per il tramite dell'articolo 38 del Dlg 199/2021;
- regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete, emanato da ARERA;
- sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile, in attuazione dell'articolo 46 del Dlg 199/2021. Il decreto è fase di finalizzazione;
- misure per consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc. tramite Accordo tra il MASE e il MIT per definire le aree di rifornimento selezionate lungo il locale della stazione di rifornimento per la realizzazione di corridoi H<sub>2</sub>, partendo dalle regioni del Nord Italia fino alla Pianura Padana e agli hub logistici.

▪ **Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno**

La riforma prevede l'istituzione di:

- incentivi fiscali per sostenere la produzione di idrogeno verde;
- misure per la diffusione del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti attraverso il recepimento della Direttiva Europea RED II.

Rispetto alla prima misura, l'articolo 23 del DL 36/2022 ha previsto che l'energia elettrica impiegata negli impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde non è soggetta al pagamento degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Al fine di attuare la misura, è stato quindi emanato il DM n. 347 del 21 settembre 2021, che ha definito i criteri generale del meccanismo di incentivazione, prevedendo, tra le altre cose, l'emanazione di una delibera dell'ARERA per la definizione delle condizioni tecniche di attuazione e di un successivo decreto che istituisca il regime di aiuto (deliberazione 8 novembre 2022, n. 557/2022/R/EEL). Il decreto di istituzione del regime di aiuto sarà invece realizzato nell'ambito del decreto di istituzione del meccanismo tariffario per l'idrogeno di cui si precedenti paragrafi.

▪ **Investimento 5.2: Idrogeno**

L'Investimento è finalizzato ad incentivare (0,45 mld€) la realizzazione di stabilimenti di produzione per una potenza complessiva di almeno 1 GW/anno. Con il DM n. 168 del 27 aprile 2022 è stato definito il quadro generale di attuazione all'Investimento in questione prevedendo la realizzazione di tre linee di azione:

- realizzazione di progetti afferenti alla realizzazione di impianti industriali per la produzione di elettrolizzatori, nell'ambito del Fondo IPCEI (0,25 mld€);
- realizzazione di ulteriori progetti afferenti alla realizzazione di impianti industriali per la produzione di elettrolizzatori, al fine del raggiungimento del target previsto dall'Investimento di 1 GW/anno di capacità produttiva al 2026 (0,1 mld€);
- programmi di investimento, finalizzati allo sviluppo della filiera produttiva degli elettrolizzatori e/o delle relative componenti (0,1 mld€).

Rispetto alla linea di azione di cui al primo punto, nel mese di giugno 2022 sono stati selezionati dal MASE due progetti finalizzati alla realizzazione di impianti per la produzione di elettrolizzatori per

una potenza complessiva di 800 MW l'anno da raggiungere entro il mese di giugno 2026. Una fabbrica per la produzione di elettrolizzatori con tecnologia PEM e componentistica per celle a combustibile sarà realizzato nel Comune di Cernusco sul Naviglio da una Joint Venture tra Industrie De Nora e Snam. L'altra fabbrica per la produzione di elettrolizzatori con capacità di 300 MW l'anno, sarà realizzata da Ansaldo Energia nel Comune di Genova.

Rispetto alla seconda linea, è stato pubblicato l'Avviso pubblico n. 510 del 13 novembre 2023. Stante le poche proposte progettuali presentate, lo sportello è stato riaperto fino al 13 marzo 2024. A chiusura dello sportello sono pervenute 4 proposte progettuali, ad oggi in corso di valutazione, per una capacità produttiva stimata di oltre 300 MW.

Rispetto alla terza linea, è stato pubblicato l'Avviso pubblico n. 492 del 13 ottobre 2023. Stante le poche proposte progettuali presentate, lo sportello è stato ripartito fino al 13 marzo 2024. A chiusura dello sportello sono pervenute 15 proposte progettuali, ad oggi in corso di valutazione.

*ii. Ove pertinente, misure specifiche per la cooperazione regionale, nonché, facoltativamente, la produzione eccedentaria stimata di energia da fonti rinnovabili che potrebbe essere oggetto di trasferimento verso altri Stati membri al fine di conseguire il contributo nazionale e le traiettorie di cui al punto 2.1.2*

La cooperazione regionale sulle FER con i Paesi confinanti (Malta, Croazia, Austria, Grecia e Francia) potrebbe basarsi sulla condivisione di progetti di sviluppo di impianti in mare (eolico off shore, maree, moto ondoso) e della relativa filiera cantieristica marittima, sull'apertura dei meccanismi di supporto, sulle interconnessioni elettriche, i gasdotti e gli approvvigionamenti di gas naturale. Per quanto concerne il trasferimento statistico su cui si è dibattuto nei confronti intercorsi, tutti gli Stati sono rimasti possibilisti in quanto sarà una necessità da valutare eventualmente solo in itinere.

*iii. Misure specifiche in materia di sostegno finanziario ove applicabile, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, per promuovere la produzione e l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti.*

Come descritto in dettaglio nel punto i, numerose misure previste ai fini del raggiungimento degli obiettivi sono di natura economica, e prevedono pertanto un sostegno finanziario, sia sotto forma di tariffe di incentivazione corrisposte in corso di esercizio dell'impianto/intervento, come accade tipicamente nel settore elettrico, sia sotto forma di contributi in conto capitale. Con particolare riferimento a tale ultima fattispecie, si fa presente che, come riportato dettagliatamente al punto i, alcune misure adottate prevedono il sostegno mediante fondi dell'Unione ed in particolare tramite risorse PNRR. Tra queste figurano ad esempio le misure per l'agrivoltaico, il parco agrisolare, il supporto al biometano, il supporto per la realizzazione di infrastrutture TLR e per l'idrogeno verde.

*iv. Ove applicabile, la valutazione del sostegno a favore dell'energia elettrica da fonti rinnovabili che gli Stati membri sono tenuti a effettuare a norma dell'articolo 6, paragrafo 4, della Direttiva (UE) 2018/2001*



La valutazione dell'efficacia del sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili e i suoi principali effetti distributivi sulle differenti categorie di consumatori e sugli investimenti è eseguita nell'ambito del monitoraggio del Piano.

L'Italia promuove da molti anni la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili con diversi meccanismi. Lo strumento di promozione principale nel settore elettrico è costituito dagli incentivi tariffari gestiti da GSE. Nel 2022 sono state gestite quasi 1,8 milioni di convenzioni con soggetti privati e pubblici. Queste convenzioni supportano l'esercizio di 1,2 milione di impianti rinnovabili, per una potenza complessiva di circa 40 GW. L'energia rinnovabile incentivata relativa a tali impianti ammonta a 60 TWh. L'onere complessivo degli incentivi per la generazione elettrica ammonta a 6,3 mld€ nel 2022, con il maggior contributo ascrivibile alla fonte fotovoltaica, per 5,7 mld€. Le risorse per finanziare tali incentivi sono prelevate dalle bollette elettriche, in particolare dalla componente tariffaria ASOS degli oneri di sistema, che per una famiglia tipo (consumo elettrico assunto pari a 2.700 kWh) nel 2021 ha comportato una spesa annua di circa 60 € a fronte di una bolletta per l'energia elettrica di circa 630 €; in anni precedenti gli oneri di sistema hanno inciso con maggiore entità, fino a circa il 20%, ma nel 2021 sono state attuate misure di mitigazione degli oneri di sistema, come sostegno alle famiglie in un contesto di alti prezzi dell'energia, e tale politica ha previsto il completo annullamento nel 2022, dati i prezzi dell'energia straordinariamente elevati. Ai costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici, tra i quali si segnalano un equivalente risparmio energetico teorico calcolabile in circa 11,2 Mtep di energia primaria fossile e teoriche emissioni evitate di gas a effetto serra stimabili in circa 38 MtCO<sub>2</sub>eq. Vanno inoltre ulteriormente annoverati tra i benefici quelli di tipo economico-occupazionale.

*v. Misure specifiche volte a introdurre uno o più punti di contatto, razionalizzare le procedure amministrative, fornire informazioni e formazione e facilitare l'adozione di accordi a lungo termine di compravendita di energia elettrica. Sintesi delle politiche e delle misure ai sensi del quadro di riferimento che dovranno essere messe in atto dagli Stati membri a norma dell'articolo 21, paragrafo 6, e dell'articolo 22, paragrafo 5, della Direttiva (UE) 2018/2001 per promuovere e agevolare lo sviluppo dell'autoconsumo e le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile*

Nel paragrafo 3.1.2, punto i, sono state approfondite le misure di supporto alla diffusione degli impianti a fonti rinnovabili. Tra queste è stato illustrato anche il percorso in atto di supporto alle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche, che ha previsto dapprima un quadro transitorio di incentivazione e quindi, a partire dal 2024, un aggiornamento del sostegno mediante l'adozione del D.M. 7/12/2023, sia in termini di taglia e perimetro di configurazioni realizzabili, sia in termini di entità del supporto, in parte anche mediante risorse PNRR. Nel medesimo paragrafo sono state altresì descritte le misure di promozione dei contratti di lungo termine (PPA) principalmente attraverso strumenti per promuovere l'incontro tra domanda e offerta, l'aggregazione e la mitigazione dei rischi contrattuali.

In merito alle procedure autorizzative si è intrapreso un progressivo percorso di semplificazione e snellimento delle stesse, atte ad accelerare l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Rispetto ai primi anni 2000 è peraltro significativamente mutata la geografia delle competenze tra gli enti coinvolti, con un ruolo di potestà concorrente tra Stato e Regioni sui temi energetici ed ambientali.

I principali iter procedurali previsti dalla normativa vigente, in attesa del riordino degli stessi mediante l'approvazione definitiva del Testo Unico dell'Energia previsto dal nuovo PNRR del 2023 e dalla Legge n.118/2022, per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, differenziati a seconda della taglia, delle caratteristiche tecnologiche e delle aree di installazione, sono: l'Autorizzazione



Unica, la Procedura Abilitativa Semplificata, la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata, la Comunicazione al Comune. Si rimanda al paragrafo 3.1.2.i per maggiori dettagli in merito alla semplificazione delle procedure autorizzative e all'individuazione di aree idonee.

In merito alla formazione, l'Italia ha già adottato uno standard formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda l'informazione, sono stati già introdotti portali recanti informazioni sugli incentivi nazionali per le fonti rinnovabili, su costi e benefici dei sistemi. Grazie alla condivisione dell'importante patrimonio di conoscenze e dati disponibili presso il GSE, soggetto incaricato della gestione dei principali meccanismi di sostegno per le fonti rinnovabili, e presso l'ENEA (che ricopre il ruolo di agenzia per l'efficienza energetica), sono già disponibili guide informative, tool e simulatori.

#### *vi. Valutazione della necessità di costruire nuove infrastrutture per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento da fonti rinnovabili*

Come risultato dal più recente rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente, previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED e redatto dal GSE nel 2021, il potenziale tecnico di sfruttamento del teleriscaldamento efficiente è stimato pari a circa 57 TWh (circa 6 volte i livelli attuali di sviluppo).

Un contributo importante per lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti sarà garantito dalla citata Componente 3 - Misura 3 della Missione 2 del PNRR, che finanzia progetti relativi alla costruzione di nuove reti o all'estensione di reti esistenti, in termini di clienti riforniti, compresi gli impianti per la loro alimentazione, dando come si è visto priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero basato sulla distribuzione di calore generato da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato in impianti ad alto rendimento.

In generale, l'insieme delle misure di questo Piano (in particolare quelle finalizzate alla decarbonizzazione, allo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica) si ritiene possano portare complessivamente a delineare un quadro favorevole anche per il teleriscaldamento e teleriscaldamento da fonti rinnovabili.

#### *vii. Ove applicabile, misure specifiche per la promozione dell'uso di energia proveniente dalla biomassa, in particolare per la nuova mobilitazione delle biomasse prendendo in considerazione quanto segue:*

*- la disponibilità di biomassa, inclusa la biomassa sostenibile: potenziale nazionale e importazioni da paesi terzi;*

*- altri usi della biomassa in altri settori (agricoltura e settori forestali); nonché misure per la sostenibilità della produzione e dell'uso di biomassa*

### 3.1.3 Altri elementi della dimensione

#### *i. Politiche e misure nazionali con un impatto sul settore ETS e valutazione della complementarità e degli effetti sull'ETS dell'UE, se del caso*

Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS, contribuirà particolarmente il phase-out del carbone, nonché una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione, anche valorizzando il possibile contributo del CSS (Combustibile solido secondario) e puntando sullo sviluppo di combustibili green alternativi quali il biometano e l'idrogeno negli usi finali ed energetici, inclusi i settori industriali "Hard-to-Abate". La riduzione delle emissioni rilasciate in atmosfera dal settore ETS sarà inoltre garantita dall'implementazione della cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

Grazie a quanto sopra descritto, nel settore EU-ETS si raggiunge un target del -62%, in linea con l'obiettivo complessivo dell'Unione europea.

Tra le politiche e misure con impatto, tra le altre cose, sui settori ETS, sono di seguito descritte il *phase out* del carbone e il fondo transizione ecologica, sebbene quest'ultimo sia destinato, in parte minore, anche ad impianti non ricadenti nel campo di applicazione della direttiva ETS.

#### ❖ **PHASE OUT DEL CARBONE**

*Gli obiettivi fissati nel PNIEC 2019*

L'Italia si è assunta l'impegno, già prima del 2019, di programmare la graduale cessazione della produzione elettrica tramite carbone entro il 2025. Nel PNIEC 2019, tale obiettivo è stato definito con maggiore accuratezza, in particolare per quanto riguarda le condizioni indispensabili per poterlo realizzare. L'abbandono del carbone è stato ipotizzato in maniera progressiva attraverso un primo significativo *step* al 2021, compensato, oltre che da un significativo incremento della produzione tramite energia rinnovabile, anche da un piano di interventi infrastrutturali in generazione flessibile, sviluppo delle reti e incremento dei sistemi di accumulo. La realizzazione in parallelo del processo di dismissione dei gruppi a carbone e dello sviluppo delle infrastrutture sopra menzionate è stata ritenuta indispensabile per arrivare al risultato senza generare criticità a carico dell'adeguatezza del sistema elettrico e, di conseguenza, in condizioni di piena sicurezza per il sistema energetico nazionale.

Nonostante l'apporto della generazione termoelettrica da carbone in Italia sia limitato in confronto con altri Paesi europei, si è quindi ritenuto che la dimensione della decarbonizzazione dovesse pertanto andare di pari passo con la dimensione della sicurezza e dell'economicità delle forniture. Oltre a contribuire all'adeguatezza del sistema, peraltro, le centrali a carbone concorrono:

- alla stabilizzazione dei profili di tensione in specifici nodi e porzioni di rete, mantenendoli entro i limiti normativi, ai fini sia della sicurezza che della qualità del servizio;
- alla fornitura di inerzia al sistema, la cui riduzione può determinare un inasprimento delle variazioni della frequenza (in termini di ampiezza e rapidità della perturbazione) che devono essere mitigate tramite servizi caratterizzati da tempi di risposta estremamente rapidi;
- al mantenimento di adeguati livelli della potenza di cortocircuito nei nodi di rete, essenziale per contenere la severità dei buchi di tensione e per garantire il corretto funzionamento dei sistemi di protezione e dei collegamenti HVDC.

Una prima individuazione delle opere infrastrutturali necessarie per poter realizzare il *phase out* dal carbone era stata effettuata da Terna, sulla base di consolidate metodologie di analisi, ed è contenuta nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017. Nel PNIEC 2019, alla luce dei nuovi

scenari energetici a livello internazionale e dei nuovi obiettivi condivisi a livello europeo, l'analisi è stata raffinata e ha portato ad individuare una serie di obiettivi abilitanti declinati con maggior dettaglio, ovvero:

- nuova capacità a gas per circa 3 GW, di cui circa il 50% sostanzialmente connesso al *phase out*, coerentemente con la pianificazione e la regolamentazione (paesaggistica e ambientale) regionale;
- nuovi sistemi di accumulo centralizzato per 3 GW (idroelettrici ed elettrochimici) nelle aree centro-sud, sud e Sicilia;
- rinforzo della rete di trasmissione nel Polo di Brindisi per sicurezza di esercizio (già autorizzata e in corso di realizzazione);
- nuova dorsale adriatica per almeno 1 GW di capacità di trasporto;
- installazione di almeno 3.000 MVAR di nuovi compensatori sincroni, in particolare nelle zone sud e centro-sud, per far fronte a quelle che saranno le conseguenti esigenze sorgenti di regolazione di tensione;
- in correlazione con il *phase out* dal carbone in Sardegna, realizzazione della nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente (tratto Sardegna-Sicilia ancora da autorizzare), insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola, nonché l'installazione di compensatori per almeno 250 MVAR.

La realizzazione della nuova capacità di generazione a gas e dei sistemi di accumulo necessari sarebbero stati agevolati attraverso il *Capacity Market*, dal momento che i segnali di prezzo sui mercati spot non erano tali da sostenere la realizzazione dei nuovi investimenti. Il meccanismo, gestito dal TSO Terna, avrebbe dovuto favorire sia la realizzazione della nuova potenza a gas, sia lo sviluppo dei sistemi di accumulo elettrochimico, mentre ulteriori misure, all'epoca non ancora individuate, avrebbero dovuto agevolare lo sviluppo dei sistemi di accumulo elettrochimico.

#### *Avanzamento delle attività finalizzate al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC 2019*

Gli scenari che hanno portato alla definizione del quadro riportato nel paragrafo precedente sono profondamente mutati negli ultimi 2-3 anni in virtù delle criticità indotte dalla Pandemia Covid 19 e dal conflitto in Ucraina, le quali hanno reso indispensabile l'adozione a livello europeo di nuovi strumenti di finanziamento (PNRR e Repower EU), nonché la condivisione dei nuovi e più sfidanti obiettivi del pacchetto FF55. Questi eventi, unitamente al verificarsi di condizioni climatiche avverse come prolungate ondate di caldo estive e situazioni eccezionali di siccità, hanno costretto a riesaminare le condizioni di sicurezza del sistema energetico nazionale rendendo indispensabile un incremento dei livelli di resilienza del sistema.

Il sistema energetico ha quindi dovuto fare i conti con una pesante emergenza gas, indotta dal conflitto in Ucraina e acuita da improvvisi rialzi dei prezzi della materia prima e, di conseguenza, dell'energia elettrica. Per fronteggiare queste criticità è stato indispensabile procedere con una serie di misure emergenziali, prevalentemente lato gas (si veda paragrafo di riferimento), tra cui, con specifico riferimento al sistema elettrico, un programma di massimizzazione della generazione tramite combustibili alternativi al gas; a tal riguardo, il Ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica ha richiesto a Terna la predisposizione e l'attuazione di un apposito programma, il cui obiettivo era quello di perseguire un risparmio di 1,8 Mld di mc di gas nel periodo settembre 2022-marzo 2023.

Gli accadimenti sopra descritti hanno comportato importanti ripercussioni a carico degli obiettivi fissati nel PNIEC 2019, con particolare riferimento al *phase out* dal carbone. Pertanto, è indispensabile una verifica puntuale di quanto realizzato rispetto agli obiettivi abilitanti fissati nel PNIEC 2019 nonché delle ulteriori misure introdotte per fronteggiare le criticità occorse successivamente, allo scopo di valutare la sostenibilità dell'obiettivo ai fini della sicurezza del sistema.

Per quanto attiene i risultati concreti relativi alle iniziative funzionali al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC 2019, si segnala quanto segue:

- n.56 impianti di accumulo elettrochimico in configurazione “stand alone” autorizzati (il dato comprende gli impianti autorizzati con AU Statale con AU regionale e PAS comunale) per una potenza complessiva di circa 3500 MW;
- n. 4 impianti di pompaggio idroelettrico in fase autorizzativa per una potenza totale di 1.500 MW circa. Tale dato, tuttavia, dovrà essere rivisto al ribasso (stima 1.000-1.200) in quanto due di questi progetti insistono nel medesimo bacino, pertanto, solo uno dei due potrà essere realizzato;
- n. 15 iniziative autorizzate su RTN (upgrade, sostituzione turbine o realizzazione di nuovi gruppi) per un incremento di potenza di 4300 MW (quota che tiene già conto delle dismissioni di Marghera 560 MW e Montanaso Lombardo 300 MW). Di queste, 9 iniziative per 2,12 GW con attività realizzative avviate con entrata in esercizio entro il 2025;
- n. 16 iniziative autorizzate per impianti termoelettrici (upgrade o sostituzione di turbine esistenti o realizzazioni di gruppi termoelettrici a gas), 5 delle quali costituiscono nuove centrali per una potenza complessiva di circa 3.500 MW, 7 costituiscono interventi di upgrade per una potenza aggiuntiva di circa 610 MW e 4 riguardano interventi di ammodernamento o rifacimento senza incrementi di potenza – le attività risultano quasi tutte avviate pertanto la potenza aggiuntiva di circa 4.100 MW autorizzata è prevista entrare in esercizio gradualmente tra il 2023 e il 2026.

Con riferimento alla dismissione delle centrali a carbone, oltre alla messa fuori servizio dell'impianto di Gualdo Cattaneo – Bastardo (PG) (75 MW), la riconversione dell'impianto di La Marmora (70 MW) (BS) e del gruppo BS2 della centrale Federico II di Brindisi (660 MW) si segnala la messa fuori servizio definitiva dei quattro gruppi della centrale ENEL di Fusina (VE), per un totale di 760 MW, e della centrale termoelettrica ENEL di La Spezia, di potenza pari a 600 MW. A queste occorre aggiungere la centrale di Monfalcone (315 MW) che, pur non essendo ancora formalmente dismessa, a partire da maggio 2024 non è più abilitata ai mercati dell'energia.

Il completamento del processo di phase - out richiederà la dismissione degli altri impianti a carbone (Civitavecchia, Brindisi, Sulcis, Fiumesanto), per un totale di circa 4.650 MW di cui 1.000 MW in Sardegna.

Le azioni già messe in atto e pianificate sono adeguate a consentire il phase-out delle centrali a carbone ancora in esercizio sul Continente. Al riguardo, nella tabella seguente si riporta la capacità a carbone che sarà possibile dismettere gradualmente sul Continente nei prossimi anni, entro e antecedente alla data indicata in tabella.

Tabella 37 - Dismissione della capacità a carbone sul Continente

Mese/anno	Capacità abilitata alla dismissione (MW)	Vincoli tecnici alla dismissione
Entro Dicembre 2024	605	Entrata in servizio della capacità di generazione e accumulo contrattualizzata nelle aste CM
Entro Aprile 2025	1.210	
Entro Gennaio 2026	1.865	

Per la Sardegna invece, lo sviluppo di FER, accumuli e nuove interconnessioni con il Continente (Tyrrhenian link, SACOI 3) sono indispensabili per garantire le condizioni tecniche di sicurezza della rete necessarie a completare l'abbandono del carbone nella produzione elettrica (totale circa 1.000

MW) e ad oggi vi sono difficoltà tecniche a conseguire a pieno tale obiettivo entro il 2025. Appare quindi realistica, come già detto, l'ipotesi di avviare il phase-out nell'Isola comunque a partire dal 2025 (data prevista per l'effettiva entrata in esercizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste del CM 2024) e completare il processo nel 2028. Di seguito la tabella per la Sardegna alla luce delle considerazioni fatte.

Tabella 38 - Dismissione della capacità a carbone in Sardegna

Mese/anno	Capacità abilitata alla dismissione (MW)	Vincoli tecnici alla dismissione
Aprile 2025	445	Entrata in servizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste CM 2024
Gennaio 2028	250	Entrata in esercizio del primo cavo ramo Ovest Tyrrhenian Link
Gennaio 2029	265	Completamento del collegamento Tyrrhenian Link

Con riferimento alla raccomandazione della Commissione di garantire l'allineamento tra il calendario di eliminazione graduale del carbone delineato nei Piani Territoriali per una Transizione Giusta e il PNEC, con particolare attenzione al Sulcis Iglesiente (Sardegna) si rappresenta quanto segue:

- il phase out dal carbone nella Centrale termoelettrica del Sulcis, a prescindere dalla riconversione o dalla chiusura, comporterà ricadute negative sugli addetti diretti dell'impianto e sull'indotto (stimati complessivamente tra le 400 e le 1.200 unità secondo il "Programma Nazionale Just Transition Fund Italia 2021-2027") Le relative necessità di riqualificazione professionale (comprese nelle azioni del piano JTF) dovranno accompagnare il processo di progressivo phase out prima delineato con tempistiche antecedenti al phase out definitivo;
- si segnala, inoltre, che le emissioni della Centrale Sulcis, che rientra nel sistema ETS, risultano già in progressiva riduzione in questi anni nonostante il Piano nazionale straordinario attuato a seguito della guerra Russo-Ucraina di contenimento dei consumi di gas naturale tra i cui obiettivi risulta anche quello di incrementare, nell'arco temporale che va dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023 la produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas tra cui anche il carbone

Tabella 39 Emissioni centrale termoelettrica Sulcis in ETS 2021-2023 (ktCO<sub>2</sub>):

Anno	Emissioni (ktCO <sub>2</sub> )
2021	1.571
2022	1.390
2023	1.293

- infine, si evidenzia come il piano per una transizione giusta interessa l'intera area del Sulcis Iglesiente e non si limita alle sole attività della centrale termoelettrica a carbone, ma si estende anche alle attività estrattive delle miniere di carbone da pochi anni dismesse e oggetto di programmi di bonifica e il polo industriale siderurgico di Portovesme, nato anche in connessione alle attività estrattive della zona.

Sul fronte delle nuove misure implementate nel periodo 2019-2023, in considerazione dei tempi medi di progettazione e di autorizzazione delle opere, è stata ritenuta prioritaria un'azione di accelerazione dei procedimenti autorizzativi per poter raggiungere gli obiettivi e stimolare

l'adesione al risultato da parte di tutte le Amministrazioni coinvolte. A tal fine è stato adottato il DL 76/2020 (DL semplificazioni) nel luglio 2020, convertito con L.120 del 2020, il quale ha previsto un iter autorizzativo specifico per gli impianti di accumulo elettrochimico nonché un iter semplificato per la realizzazione di modifiche minori agli impianti termoelettrici esistenti, con particolare riferimento alle modifiche finalizzate a incrementarne l'efficienza e a ridurre l'impatto ambientale.

Le previsioni del DL 76/2020 sono state successivamente modificate dal DL 77/2021 del maggio 2021, convertito con L. 108 del 2021 recante "Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure", il quale ha previsto significative semplificazioni degli iter di valutazione ambientale, prevedendone l'esclusione per gli accumuli stand-alone chiamati a erogare servizi di flessibilità per la rete elettrica nazionale.

Sempre sul fronte dei procedimenti autorizzativi, la legge 34/2022 ha stabilito le modalità di autorizzazione per gli impianti di pompaggio puro (d.lgs. 387/2003) attribuendo la competenza statale e prevedendo l'autorizzazione unica con il parere vincolante del MIT e previa l'acquisizione delle opportune concessioni idriche. Più recentemente, con la conversione in legge del DL PNRR (legge n. 41/2023), è stata introdotta una nuova disciplina per l'autorizzazione degli accumuli elettrochimici, che prevede un iter unico statale di competenza del MASE ai sensi dell'art. 12 del d.lgs. 387/2003, della durata massima di 60 giorni, senza necessità di acquisire l'Intesa Regionale.

Per quanto riguarda gli strumenti finalizzati allo stimolo di nuovi investimenti nel settore, il *capacity market* ha sicuramente favorito lo sviluppo degli interventi per nuova generazione a gas, contribuendo tra l'altro al rinnovamento del parco di generazione verso assetti più sostenibili dal punto di vista ambientale ed efficienti. L'ultima asta del Capacity Market, svolta nel 2022 con anno di consegna 2024, ha permesso a Terna di approvvigionarsi di un totale di nuova capacità<sup>73</sup> pari a circa 4,5 GW, di cui 2,5 GW di nuova capacità a gas.

Complessivamente, il contingente di potenza contrattualizzata in tutte le aste *capacity market* risulta adeguato a garantire la possibilità di procedere con il phase out, su tutto il territorio nazionale, laddove venisse autorizzato e realizzato nei tempi previsti.

Allo stato attuale quindi, rispetto al quadro fatto nel PNIEC 2019, nell'ambito degli interventi complessivi (nuova generazione FER, accumuli, reti, generazione flessibile, altre opere di rete) da realizzare per il target 2030, sarà indispensabile, per poter traguardare in sicurezza lo scenario di phase out dal carbone, che si verifichino le seguenti condizioni abilitanti:

- una crescita della domanda di energia elettrica in linea con le attuali previsioni di Terna e contenute nel documento di scenario congiunto Terna Snam, in assenza quindi di possibili rilevanti incrementi oggi non prevedibili;
- una crescita delle FER in linea con gli obiettivi previsti al 2030 descritti al paragrafo 3.1.2;
- uno sviluppo degli accumuli in linea con gli obiettivi previsti al 2030 descritti al paragrafo 3.2);
- le entrate in esercizio dei gruppi di generazione selezionati nell'ambito del *capacity market* (aste 2022, aste 2023 e aste 2024), inclusi quelli al momento non ancora autorizzati, la cui entrata in esercizio è stata stimata sulla base delle migliori informazioni ad oggi disponibili;
- l'entrata in esercizio degli interventi di adeguamento e rinforzo della rete elettrica così come previsti nei piani di sviluppo e sicurezza della RTN, in particolare con riferimento alle interconnessioni con le isole maggiori;
- l'assenza di dismissioni di impianti di generazione a gas oggi in esercizio (ad esempio per motivi di sostenibilità economica); a tal proposito, si ricorda che il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, mediante Decreto n. 180, del 9 maggio 2024, ha approvato la nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di

<sup>73</sup> La nuova capacità prevede sia la realizzazione di nuovi impianti che il ripotenziamento di impianti esistenti.



- energia elettrica ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028;
- l'assenza di significative riduzioni della disponibilità dell'import, in particolare dalla frontiera Nord (ad esempio problematiche diffuse di indisponibilità della capacità nucleare francese).

La disponibilità alla messa fuori servizio definitiva degli impianti a carbone sarà comunque da confermare in prossimità dei mesi indicati nelle tabelle sulla base dell'effettivo verificarsi delle assunzioni sopra descritte, con particolare riferimento allo stato di adeguatezza del sistema elettrico.

#### ❖ **FONDO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA NEL SETTORE INDUSTRIALE**

Il fondo denominato «Fondo per la transizione energetica nel settore industriale», istituito con decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, così come sostituito dall'articolo 13, comma 2, del decreto-legge 3 settembre 2019, n. 101, convertito con modificazioni dalla legge 2 novembre 2019, n. 128, è alimentato secondo le previsioni dell'articolo 23, comma 8, del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47 nel rispetto della normativa europea in materia di aiuti di Stato e della normativa relativa al sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (ETS).

Nello specifico, la quota annua dei proventi derivanti dalle aste di allocazione delle quote EU ETS, eccedente il valore di 1.000 milioni di euro, è destinata, nella misura massima complessiva di 100 milioni di euro per l'anno 2020, di 150 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2021 al 2024 e di 300 milioni di euro annui a decorrere dall'anno 2025, al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale, con l'assegnazione di una quota fino a 10 milioni di euro al finanziamento di interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale e della restante quota alle finalità di cui al comma 2 dell'articolo 29 del d.lgs. 47/2020, ossia agli aiuti per compensare i costi indiretti connessi alle emissioni di gas a effetto serra trasferiti sui prezzi dell'energia elettrica sostenuti da determinate imprese operanti in settori e sottosettori ritenuti esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

La «rilocalizzazione delle emissioni di anidride carbonica» si riferisce a uno scenario caratterizzato dall'incremento delle emissioni globali di gas a effetto serra nel quale le imprese trasferiscono la produzione al di fuori dell'Unione europea perché non possono trasferire l'aumento dei costi provocato dall'EU-ETS alla propria clientela senza incorrere nella perdita di una quota importante di mercato.

Affrontando il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di anidride carbonica si persegue un obiettivo ambientale, in quanto gli aiuti mirano a evitare un incremento delle emissioni globali di gas a effetto serra a causa del trasferimento della produzione al di fuori dell'Unione, in assenza di un accordo internazionale vincolante in materia di riduzione delle emissioni di gas serra.

Pertanto, con il decreto del Ministro della Transizione Ecologica n. 466 del 12 novembre 2021, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.304 del 23 dicembre 2021, si è dato attuazione all'articolo 29, comma 2, del decreto legislativo 9 giugno 2020 n. 47, definendo criteri, condizioni e procedure per l'utilizzo delle risorse del Fondo per la compensazione dei costi indiretti delle emissioni e perseguendo tre obiettivi specifici: ridurre al minimo il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di anidride carbonica, mantenere l'obiettivo dell' EU-ETS di procedere a una decarbonizzazione efficace in termini di costi e ridurre al minimo le distorsioni della concorrenza nel mercato interno, con un'intensità dell'aiuto che non compensa integralmente i costi delle quote UE trasferiti sui prezzi dell'energia elettrica.



❖ **CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS): MISURE**

Il settore dello stoccaggio di CO<sub>2</sub> è disciplinato in Italia dal DLgs 162/2011 che ha recepito la Direttiva 2009/31/CE e delineato un quadro normativo volto a consentire lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> in formazioni geologiche idonee.

Con il D.L. 76/2020 è stato rinnovato il quadro normativo di recepimento della Direttiva mediante l'introduzione di norme speciali di semplificazione, prevedendo all'art. 60-bis l'idoneità dei giacimenti offshore esauriti di idrocarburi all'utilizzo per programmi sperimentali di stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>. Il DL 77/2021 ha riconosciuto la CCUS come strategica e di pubblico interesse per il raggiungimento degli obiettivi PNIEC e PNRR e quindi soggetta a VIA statale svolta dalla Commissione PNIEC-PNRR. Il DL 181/2023, convertito in legge, con modificazioni dalla L. 02/02/2024, n. 11, ha da ultimo modificato il DLgs 162/2011, intervenendo ulteriormente a completamento del quadro normativo abilitante le autorizzazioni allo stoccaggio di CO<sub>2</sub>. Il DL ha in particolare: chiarito l'iter procedurale per il rilascio di autorizzazioni allo svolgimento di programmi sperimentali di stoccaggio, definiti nella norma; previsto che il MASE possa rilasciare autorizzazioni, non provvisorie, allo svolgimento di progetti di stoccaggio (anche non sperimentali) nei giacimenti di idrocarburi esauriti offshore, in virtù della loro idoneità già sancita per legge; escluso la procedura di concorrenza per il rilascio di autorizzazioni allo stoccaggio ai titolari di autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali, oltre che di licenze esplorative; stabilito in via definitiva i criteri per la valutazione delle istanze autorizzative in concorrenza; previsto che l'entità della garanzia finanziaria sia definita in sede autorizzativa, tenendo conto anche delle capacità e del livello di rating del richiedente; quantificato gli oneri amministrativi posti a carico degli operatori; previsto che il Ministero metta a disposizione del pubblico le informazioni ambientali sullo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>, anche nell'ambito di programmi sperimentali.

Il DL ha inoltre tracciato un percorso per il futuro sviluppo della filiera CCS prevedendo l'elaborazione, da parte del MASE, di uno studio propedeutico, tra le altre cose, a: (i) effettuare la ricognizione della normativa vigente relativa alla filiera CCUS, (ii) elaborare schemi di regolazione tecnico-economica dei servizi di trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, (iii) elaborare schemi di regole tecniche per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto di CO<sub>2</sub>, (iv) definire le modalità per la remunerazione delle diverse fasi della filiera CCUS.

Si prevede, altresì, che entro sei mesi dall'entrata in vigore della Legge di conversione del DL venga adottato un Decreto Ministeriale recante la regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle infrastrutture e dei servizi di trasporto. Inoltre, il DL prevede che entro sei mesi dalla data di predisposizione dello studio propedeutico, sia adottato un Decreto Ministeriale teso a disciplinare le modalità di accesso di terzi alle reti di trasporto e stoccaggio.

Lo stesso DL ha anche disciplinato ulteriori aspetti, tra cui l'inclusione delle opere necessarie allo stoccaggio nell'ambito del programma sperimentale ed al trasporto di CO<sub>2</sub> tra le infrastrutture di pubblica utilità ai sensi e per gli effetti di cui al DPR 327/01.

Lo studio di cui al DL 181/23 è stato avviato nei primi mesi del 2024, sarà finalizzato entro l'estate definendo gli indirizzi strategici per procedere a completare il quadro normativo e il modello di business per avviare la filiera CCUS individuando nel particolare:

- *Il modello di governance della filiera*: ruoli e attività dei diversi soggetti coinvolti nella filiera CCUS. La normativa andrà ad ampliare le competenze dei diversi enti coinvolti nei processi della filiera CCUS e a definire il regime giuridico ed economico delle attività svolte, nonché il passaggio di titolarità della CO<sub>2</sub> lungo la filiera.

- *Regolazione delle attività di trasporto e dello stoccaggio geologico della CO2*: il trasporto tramite rete e lo stoccaggio geologico della CO2 saranno disciplinati come servizi regolati di pubblica utilità. L'accesso di terzi alle infrastrutture di trasporto tramite rete e lo stoccaggio avverrà secondo condizioni trasparenti e non discriminatorie, prevedendo adeguati livelli di unbundling ed un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti applicando un principio di efficienza. I piani di sviluppo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio che rientrano nei servizi regolati di pubblica utilità saranno approvati sulla base di un'analisi costi benefici che ne dimostri l'utilità di sistema e la coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione nazionale. Si prevede inoltre di individuare degli strumenti di garanzia di ultima istanza volti a mitigare i rischi dei gestori, quali quelli derivanti da un temporaneo disallineamento tra livelli di domanda ed offerta dei servizi di trasporto e/o di stoccaggio, tipico delle fasi di avvio delle attività.
- *Schemi di supporto*: saranno definiti appositi meccanismi volti a supportare i processi di cattura della CO2 da parte degli emettitori che terranno conto oltre che dei costi di investimento ed operativi dei processi di cattura, anche dei connessi costi relativi ai servizi di trasporto e stoccaggio; i meccanismi di supporto sottoforma di contratti per differenza terranno altresì conto del costo evitato connesso al sistema EU ETS. L'accesso ai suddetti meccanismi di supporto sarà opportunamente disciplinato tenendo conto, tra l'altro, delle diverse progettualità e delle soluzioni alternative di decarbonizzazione economicamente disponibili.

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica ha inoltre istituito un ulteriore gruppo di lavoro per la definizione della Regola Tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle reti di trasporto di biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), in applicazione del comma 4-bis dell'articolo 7 del DL 181/2023, convertito con modificazioni dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11. La regola tecnica che verrà finalizzata nel corso di quest'anno, fornirà una serie di criteri da rispettare per la realizzazione e gestione delle reti di trasporto della CO<sub>2</sub> in fase gassosa fino ai punti di consegna agli impianti di stoccaggio e alle utenze industriali tra cui: la gestione della sicurezza del sistema di trasporto, criteri per la progettazione delle reti, i materiali, aspetti legati alla costruzione, modalità gestionali della rete, attività di ispezione e manutenzione, opere di collegamento con gli emettitori e criteri per la riconversione di tubazioni gas esistenti.

Per quanto riguarda il sostegno finanziario pubblico disponibile per gli investimenti nella cattura, nel trasporto e nello stoccaggio della CO<sub>2</sub>, l'Europa mette a disposizione della CCUS una serie di fondi a sostegno della decarbonizzazione comprendendo tutte le fasi della progettazione, dalla ricerca nell'ambito di Horizon Europe (prima Horizon 2020) ai progetti pilota e dimostrativi su scala commerciale nell'ambito dell'Innovation Fund, fino alla realizzazione dell'infrastruttura, nel caso dei Progetti di Interesse Comune, con Connecting Europe Facility.

La recente comunicazione della Commissione europea "Industrial Carbon Management Strategy" ha inoltre previsto che, a partire dal 2024, la Commissione collaborerà con gli Stati membri per un possibile importante progetto di comune interesse europeo (IPCEI) sulle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub>. In ambito italiano, il Fondo per la crescita sostenibile (FCS) è destinato al finanziamento di programmi - coerenti con le finalità del Green and Innovation Deal - di ricerca industriale, sviluppo sperimentale per tutte le imprese mentre per le sole PMI è previsto il supporto anche della fase di industrializzazione.

*ii. Politiche e misure volte a conseguire altri obiettivi nazionali, se del caso*

#### ❖ **ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI**

La Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici, adottata nel 2015, ha delineato un quadro nazionale degli impatti dei cambiamenti climatici sulle risorse e processi ambientali e sui sistemi socio-economici del territorio italiano e ha elaborato una visione nazionale dei percorsi da intraprendere per farvi fronte. In attuazione della Strategia, a conclusione del procedimento di Valutazione Ambientale Strategica, è stato approvato, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 434 del 21 dicembre 2023, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 42 del 20 febbraio 2024, il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC).

Il PNACC pone le basi per un'azione di breve e di lungo termine, articolata su due livelli di intervento: uno "sistemico", l'altro di "indirizzo". Sul piano sistemico, il PNACC mira alla costruzione di un contesto organizzativo incentrato sul sistema di governance e sullo sviluppo delle conoscenze. La struttura di governance è rappresentata dall'Osservatorio, composto da:

- un organo collegiale con funzioni di indirizzo e coordinamento (Comitato);
- una struttura di supporto tecnico e amministrativo (Segreteria);
- un organo consultivo-divulgativo (Forum).

La funzione di indirizzo, in particolare verso il livello regionale e locale, è espletata attraverso una cornice di riferimento entro la quale possano svilupparsi la pianificazione e la realizzazione delle azioni di adattamento. In primo luogo, è definito un quadro organico (database delle azioni – Allegato del IV PNACC) di possibili opzioni di adattamento, articolato in misure settoriali, che troveranno applicazione nei Piani settoriali e intersettoriali nelle modalità che saranno individuate dalla struttura di governance. Inoltre, sono allegati al PNACC due documenti di indirizzo per la definizione di strategie/piani regionali e locali di adattamento ai cambiamenti climatici.

La fase attuativa del PNACC, gestita dalla struttura di governance, è finalizzata alla pianificazione ed attuazione delle azioni di adattamento nei diversi settori, attraverso la definizione di priorità, ruoli, responsabilità e fonti/strumenti di finanziamento e, inoltre, attraverso la rimozione degli ostacoli all'adattamento costituiti sia dal mancato accesso a soluzioni praticabili, sia da impedimenti di carattere normativo/regolamentare/procedurale. I risultati di questa attività convergeranno in piani settoriali o intersettoriali, nei quali saranno delineati gli interventi da attuare.

Nel Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici il PNIEC è citato tra gli atti nazionali che assumono rilievo in tema di adattamento ai cambiamenti climatici, altresì sono riportati una serie di ambiti di relazione tra cambiamenti climatici ed energia. Nell'ottica di costruire un sistema energetico resiliente agli scenari climatici di breve e medio termine e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine, sono riportate possibili opzioni di adattamento che rimandano non solo al settore dell'energia ma anche ad altri ambiti. In merito alla gestione della risorsa idrica, ai fini anche della resilienza del sistema energetico ai fenomeni, sempre più frequenti, di scarsità della risorsa, il quadro delle possibili misure individuate nel PNACC include, ad esempio, misure finalizzate alla razionalizzazione dei consumi idrici, alla gestione ottimizzata della domanda, alla riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione, alla riqualificazione dei corsi d'acqua in considerazione del mantenimento dei deflussi vitali e della qualità ecologica in situazioni di variazioni dei regimi termo-pluviometrici futuri. Ulteriori possibili proposte di adattamento, funzionali agli obiettivi di sostenibilità del sistema energetico sono riportate, ad esempio, nei settori: ambienti marini, ecosistemi terrestri, foreste, agricoltura, suolo e territorio, nei quali è presente, in modo trasversale, il tema della tutela della biodiversità.

Parallelamente alle attività previste dal PNACC, in Italia sono in corso iniziative sull'adattamento per contrastare alcuni fenomeni climatici. Già nel 2021 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (allora denominato Ministero della Transizione Ecologica) ha avviato, in collaborazione con l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e l'Associazione nazionale dei comuni italiani (ANCI), il "Programma sperimentale di interventi per l'adattamento ai cambiamenti climatici in ambito urbano", finalizzato ad aumentare la resilienza dei centri urbani ai

rischi generati dai cambiamenti climatici, con particolare riferimento alle ondate di calore e ai fenomeni di precipitazioni estreme e di siccità.

Si tratta della prima iniziativa a porsi questi obiettivi a livello nazionale, destinata ai Comuni con popolazione superiore ai 60.000 abitanti, tesa a favorire la pianificazione a livello locale per l'adattamento ai cambiamenti climatici e la sperimentazione di misure da attuare nelle aree urbane per ridurre la vulnerabilità delle città agli impatti dei cambiamenti climatici in atto e attesi.

In particolare, il Programma, con una dotazione finanziaria di circa 80 milioni di euro, ha ammesso a finanziamento interventi proposti da 80 comuni per la realizzazione di interventi *green*, *blue* e *grey*, oltre che di misure *soft*. Più nello specifico, sono stati finanziati interventi per la realizzazione di:

- spazi verdi in ambito urbano e riforestazione periurbana;
- pavimentazioni o strutture ombreggianti con utilizzo di materiali riflettenti/a basso assorbimento di calore;
- tetti e pareti verdi, boschi verticali, barriere alberate ombreggianti, sistemi di coibentazione e ventilazione naturale degli edifici pubblici;
- sistemi di raccolta e accumulo delle acque meteoriche e delle acque reflue depurate, finalizzati al riciclo per usi non umani;
- aree pedonali, parcheggi, piazze, con rimozione della pavimentazione esistente e il ripristino della permeabilità del suolo;
- soluzioni per il drenaggio urbano sostenibile, come spazi multifunzione o strutture deputate alla raccolta e al deflusso dell'acqua meteorica.

Inoltre, sono finanziate misure finalizzate a migliorare le conoscenze e la capacità di previsione a livello locale, nonché alla redazione di strumenti di pianificazione comunale per l'adattamento, misure di sensibilizzazione, formazione e partecipazione a livello locale.

Alcuni degli interventi strutturali finanziati con il Programma intervengono direttamente sulla dimensione della decarbonizzazione. Altri, invece, andando ad incidere sull'efficientamento energetico degli edifici pubblici e sulla gestione della risorsa idrica, hanno effetti anche sulle dimensioni dell'efficienza e della sicurezza energetica.

Il Programma sperimentale è strutturato in modo tale da privilegiare gli interventi *green*, da realizzare attraverso la messa in campo di *Nature-based solutions* (NBS), ossia di soluzioni basate sulla natura. La conclusione degli interventi è prevista entro la fine del 2024, salvo proroghe, successivamente alla quale potrà essere valutata la loro efficacia attraverso l'uso di opportuni indicatori.

Anche il tema della resilienza delle infrastrutture riveste una importanza rilevante per il raggiungimento degli obiettivi e dei target dell'Unione dell'energia.

Il Regolamento sulle Disposizioni Comuni (Regolamento (UE) 2021/1060 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 24 giugno 2021), definisce all'art. 2, paragrafo 42, l'immunizzazione dagli effetti del clima come *“un processo volto a evitare che le infrastrutture siano vulnerabili ai potenziali impatti climatici a lungo termine, garantendo nel contempo che sia rispettato il principio dell'efficienza energetica al primo posto e che il livello delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dal progetto sia coerente con l'obiettivo della neutralità climatica per il 2050”*.

Per rendere operativi questi principi, il suddetto Regolamento assegna alle Autorità di Gestione, nell'ambito della selezione delle operazioni da ammettere a finanziamento, il compito di garantire l'immunizzazione dagli effetti del clima degli investimenti in infrastrutture la cui durata attesa è di almeno cinque anni.

La metodologia raccomandata per effettuare la verifica climatica degli investimenti infrastrutturali nel periodo 2021-2027 è descritta nella Comunicazione della Commissione europea *“Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027”* (2021/C 373/01), pubblicata a settembre 2021.

Per facilitare il rispetto di questo importante requisito da parte delle Autorità di Gestione italiane, il Dipartimento per le Politiche di Coesione della Presidenza del Consiglio dei Ministri, nel mese di

ottobre del 2023, ha adottato gli “Indirizzi per la verifica climatica dei progetti infrastrutturali finanziati dalla politica di coesione 2021-2027” (di seguito gli Indirizzi), definiti in collaborazione con il Ministero dell’ambiente e la sicurezza energetica, con Iniziativa JASPERS della Banca Europea degli Investimenti (BEI) e della Commissione europea, in dialogo con le Autorità di Gestione dei Programmi nazionali e regionali FESR e le rispettive strutture tecniche.

A seguito dell’adozione degli Indirizzi, il Gruppo di Lavoro DPCoE, MASE, JASPERS ha avviato diverse iniziative volte a fornire ulteriori strumenti operativi e rafforzare le competenze scientifiche e tecniche necessarie all’applicazione degli stessi Indirizzi e degli Orientamenti, al fine di rendere gli investimenti infrastrutturali finanziati con i Fondi europei effettivamente a prova di clima.

### *iii. Politiche e misure volte a conseguire la mobilità a basse emissioni (compresa l’elettrificazione dei trasporti)*

Nel presente paragrafo sono elencate le principali politiche del settore trasporti che contribuiscono alla riduzione delle emissioni GHG e agli altri obiettivi del Piano.

Come indicato nel Cap 2 e nel Cap 4 il settore dei trasporti rimane cruciale per il conseguimento del nuovo e più ambizioso obiettivo ESR. In tale ottica sarà necessario individuare e promuovere, rispetto a quanto già indicato, misure aggiuntive tese a ridurre la domanda di mobilità attraverso lo shift modale di persone e merci e lo sviluppo delle infrastrutture necessarie, nonché favorire una maggiore diffusione di modalità di trasporto alternative. Inoltre, in prospettiva, un ruolo di impulso alla decarbonizzazione del settore, viene dalla revisione della direttiva ETS, che prevede, inter alia, la creazione di un sistema ETS ad hoc che disciplinerà anche il settore dei trasporti: il meccanismo di cap and trade si affiancherà, partendo dal 2027, alle politiche e misure nazionali identificate.

Si segnala che il tema dei “biocarburanti” è trattato nel par. 3.1.2, e che il finanziamento dei veicoli a basse emissioni e lo shift modale merci sono stati trattati in modo più dettagliato nel par. 3.2 nell’ambito della descrizione delle politiche per l’efficienza energetica.

## ❖ **LA MOBILITA’ A BASSE EMISSIONI E IL POTENZIAMENTO DELLE INFRASTRUTTURE**

### ◆ **RINNOVO DEL PARCO AUTO**

#### ▪ ***Ecobonus veicoli***

Il Governo intende promuovere una progressiva riduzione di autoveicoli con motori diesel e benzina, al fine di contenere le emissioni inquinanti e conseguire gli obiettivi dell’accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. A tale scopo sono state previste una serie di misure di finanziamento per favorire i veicoli a basse emissioni (per il dettaglio della misura vedasi il par. 3.2).

#### ▪ **Obbligo di acquisto di veicoli a combustibili alternativi per la Pubblica Amministrazione**

La Legge di Bilancio 2020 ha stabilito che le pubbliche amministrazioni sono tenute, in occasione del rinnovo dei veicoli in dotazione tramite acquisto o noleggio di almeno due veicoli, a procedere, dal 1° gennaio 2020, all’acquisto o al noleggio, in misura non inferiore al 50%, di veicoli adibiti al trasporto su strada alimentati ad energia elettrica, ibrida o a idrogeno, nei limiti delle risorse di bilancio destinate a tale tipologia di spesa.

La misura ha la finalità di accelerare quanto previsto al comma 10 dell’articolo 18 del D.Lgs. 257/2016 (recepimento della Direttiva DAFI) prevedendo che le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM<sub>10</sub>, al

momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, siano obbligati all'acquisto di almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030 di veicoli elettrici e veicoli ibridi con ricarica esterna, a metano e a idrogeno, nonché elettrici o metano nel caso degli autobus.

▪ **Rinnovo dei veicoli adibiti al trasporto merci**

Nell'ottica di favorire lo sviluppo dei veicoli commerciali alimentati con carburanti alternativi, con il D.M. del Ministro delle Infrastrutture 221/2018 sono stati previsti incentivi per l'anno 2018 per l'acquisizione di veicoli industriali con motorizzazione alternativa a gas adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL ed elettrica (full electric).

A tal fine risorse pari a circa 33,6 mln€ sono state destinate a favore di iniziative per la realizzazione di progetti d'investimento in conto capitale per il rinnovo del parco veicolare delle imprese di autotrasporto.

▪ **Misure fiscali**

La Legge di Bilancio 2020 inasprisce, a partire da luglio 2020, la tassazione del beneficio accessorio sulle auto aziendali maggiormente inquinanti e di nuova immatricolazione. Il beneficio accessorio scende al 25% sulle auto aziendali con emissioni di CO<sub>2</sub> inferiori a 60 g/km; resta al 30% per quelle con emissioni superiori a 60 g/km fino a 160 g/km. Per i veicoli con emissioni superiori a 160 g/km fino a 190 g/km, la percentuale passa al 40% (50% dal 2021), mentre per tutte le auto con emissioni superiori a 190 g/km sale al 50% (60% dal 2021).

Il D.L. n. 124 del 2019, convertito con la Legge 19 dicembre 2019, n.157 (c.d. D.L. Fiscale 2020) estende l'applicazione dell'aliquota IVA super ridotta al 4% alla cessione di autoveicoli e motoveicoli ibridi ed elettrici a soggetti con ridotte o impedito capacità motorie permanenti, a soggetti non vedenti, a soggetti sordomuti e ai loro familiari, nonché alle spese per le prestazioni rese dalle officine per adattare tali veicoli alle esigenze dei conducenti. È, inoltre, prevista l'esenzione dall'imposta erariale di trascrizione, dell'addizionale provinciale all'imposta erariale di trascrizione e dell'imposta di registro sugli atti traslativi o dichiarativi.

◆ **POTENZIAMENTO DELLE INFRASTRUTTURE**

Per quanto attiene al potenziamento delle infrastrutture, la direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi ha definito un quadro di misure comuni per la realizzazione di tale infrastruttura nell'UE imponendo agli Stati membri di istituire quadri strategici nazionali per creare mercati per i combustibili alternativi e assicurare la disponibilità di un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento accessibili al pubblico, in particolare anche per consentire la libera circolazione transfrontaliera di veicoli e navi a carburante alternativo sulla rete TEN-T.

Nel 2016, con il D.Lgs. n.257/2016, di recepimento della Direttiva FASl erano state introdotte misure in favore dello sviluppo e della diffusione della mobilità elettrica, in particolare:

- misure atte a favorire la diffusione di infrastrutture di ricarica negli edifici (art. 15, commi 1 e 2);
- misure destinate a favorire la diffusione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici;
- semplificazione delle autorizzazioni edilizie attraverso l'individuazione univoca di dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché elaborati tecnici da presentare per la richiesta di autorizzazione necessaria all'installazione di infrastrutture di ricarica (art. 15, comma 4);



- introduzione dell'obbligo per le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani, dell'acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici (art. 18, comma 10);
- modifica del Codice della Strada sulla regolamentazione delle aree di sosta e fermata dedicate (art. 17, comma 1);
- previsione della stipula di un'intesa per assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica a servizio dei veicoli alimentati a energia elettrica (art. 17, comma 2);
- misure volte a stimolare l'installazione di infrastrutture per combustibili alternativi presso nuovi e rinnovati impianti di distribuzione di carburante (art. 18).

In Italia già da alcuni anni si riscontra un trend di nuove infrastrutture di ricarica in continuo aumento (circa 41.000 a marzo 2023), tuttavia i numeri non sono ancora in grado di soddisfare il fabbisogno di ricarica atteso nei prossimi anni (le auto elettriche pure circolanti in Italia al 31 marzo 2023 sono all'incirca 183.467) con le immatricolazioni "full electric" di cui si prevede una fortissima crescita nei prossimi anni.

In tale contesto, e parallelamente ai lavori di definizione del Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, sono stati implementati gli schemi di decreto previsti dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, al fine di incentivare la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici veloci e ultra-veloci, sostenendo anche la transizione della rete di distribuzione dei carburanti tradizionali, biocarburanti avanzati e sostenibili e con l'obiettivo finale di realizzare una rete di ricarica uniformemente distribuita sull'intero territorio nazionale. I decreti, in attuazione dell'articolo 14, comma 1, lettera g), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, definiscono criteri e modalità per la concessione dei predetti benefici a fondo perduto, al fine di realizzare – in ottemperanza alle milestones previste dal PNRR per la misura in questione - almeno 7.500 stazioni di ricarica super-veloci per veicoli elettrici su strade extraurbane (autostrade escluse) e almeno 13.755 stazioni di ricarica veloci nei centri urbani. Sulle superstrade sono complessivamente stanziati 359.943.750 € ripartiti nel triennio 2023-2025. Per quanto riguarda le installazioni di nuove colonnine nei centri urbani, le risorse stanziare sono pari a 353.159.625 € anch'essi ripartiti nel triennio 2023-2025.

In aggiunta alla misura PNRR, focalizzata sulla creazione di una rete di ricarica pubblica diffusa in modo omogeneo sul territorio nazionale, è stata adottata anche una misura destinata alla ricarica privata al fine di favorire la diffusione di punti di ricarica elettrica per autoveicoli mediante l'erogazione del contributo previsto dalla legge 13 ottobre 2020, n. 126, che istituisce un fondo di 90 mln€ destinato a soggetti privati, individuati dalla legge stessa in imprese di qualunque dimensione e operanti in tutti i settori, e nelle persone fisiche esercenti arti e professioni.

E' stato inoltre dato seguito alla Piattaforma Unica Nazionale (PUN) mediante il decreto n. 106 del 16/03/2023 concernente le modalità per il funzionamento della Piattaforma Unica Nazionale dei punti di ricarica per veicoli ad energia elettrica.

La PUN prevista originariamente dall'art. 8 del D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257, di attuazione della Direttiva 2014/94/UE, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi, la cui dotazione finanziaria è stata disposta dall'art. 45, comma 3, del D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, consente di realizzare il censimento anagrafico delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, dei connessi punti di ricarica, nonché dei relativi gestori (CPO – Charging Point Operators) e fornitori di servizi di mobilità elettrica (E-MPS – E-Mobility Service Providers) garantendo allo stesso tempo



uniformità ed omogeneità delle informazioni in essa contenute. Essa costituisce un elemento necessario per la diffusione dei veicoli elettrici nel Paese e lo sviluppo di un mercato dei servizi di ricarica ad esso collegati, e per l'efficace pianificazione degli interventi e investimenti pubblici e privati.

La PUN definisce un punto "unico" di accesso nazionale tramite cui i dati ivi gestiti sono resi accessibili per l'utilizzo da parte degli utenti finali. La PUN fornisce, in particolare, i seguenti servizi base:

- servizi di info-mobilità a favore degli utenti finali possessori di veicoli elettrici, (quali, a titolo esemplificativo, la geolocalizzazione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, le caratteristiche tecniche dei relativi dispositivi di ricarica, nonché i dati relativi allo stato operativo, alla disponibilità all'erogazione del servizio di ricarica ed ai prezzi ad hoc ivi applicati);
- servizi a supporto degli operatori economici;
- servizi di supporto alla pianificazione e al governo del territorio a favore degli enti territoriali e locali, utili alla programmazione dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica ad accesso pubblico.

#### *Linee evolutive*

La Direttiva UE RED III, attualmente in via di approvazione, prevede, inoltre, di introdurre un meccanismo obbligatorio di crediti per l'energia rinnovabile immessa nei trasporti tramite ricarica pubblica analogo a quello già implementato per biocarburanti e biometano (lasciando la facoltà agli Stati membri di estendere tale meccanismo anche alla ricarica privata, fermo restando la capacità di dimostrare che l'energia viene utilizzata per i veicoli).

La proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, tenta di assicurare la disponibilità e la fruibilità di una rete capillare e diffusa di infrastrutture per i combustibili alternativi in tutta l'UE. Tutti gli utenti di veicoli alimentati con combustibili alternativi (compresi navi e aeromobili) hanno la necessità di potersi muovere nell'UE con facilità, mediante infrastrutture chiave quali autostrade, porti e aeroporti. Essa è coerente con le altre iniziative politiche del pacchetto "Pronti per il 55 %" e integra in particolare:

- i regolamenti che fissano livelli di prestazione in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, nonché dei veicoli pesanti;
- la proposta legislativa per la definizione di nuovi livelli di prestazione in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi dopo il 2020, anch'essa parte del pacchetto "Pronti per il 55 %".

I livelli di prestazione in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> offrono una forte spinta allo sviluppo di veicoli a basse emissioni e a zero emissioni, creando così anche una domanda di infrastrutture per i combustibili alternativi. La presente iniziativa consentirà tale transizione assicurando la disponibilità per il pubblico di un'infrastruttura sufficiente di ricarica e di rifornimento per i veicoli leggeri e pesanti utilizzati per il trasporto su strada.

La suddetta proposta di regolamento è sinergica con la revisione della direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili, con la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio per assicurare la parità di condizioni ai fini di un trasporto aereo sostenibile (iniziativa RefuelEU Aviation) e con la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo (iniziativa FuelEU Maritime); tali strumenti stabiliscono obblighi per l'offerta e la domanda di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio per il trasporto e promuovono un aumento dell'offerta o della domanda di combustibili alternativi sostenibili in uno o più modi di trasporto.

**❖ LE MISURE DI RIDUZIONE DELLA DOMANDA DI MOBILITA'**

Nell'ambito delle attività finalizzate alla riduzione delle emissioni di GHG occorre incentivare misure tese a trasferire gli spostamenti dell'utenza dal trasporto privato a quello pubblico attraverso lo shift modale e quelle volte a favorire la mobilità dolce, oltre a fornire gli strumenti per la pianificazione della mobilità.

**◆ MISURE PER LA PROMOZIONE DELLO SHIFT MODALE****▪ *Rafforzamento del Trasporto Pubblico Locale (TPL)***

La predisposizione del Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile prevista dall'articolo 1, commi da 613 a 615, della legge n° 232/2016 (Legge di bilancio 2017) ha come principale finalità il rinnovo del parco autobus TPL tramite l'acquisto di autobus ad alimentazione alternativa (elettrica, idrogeno, metano) e relativa rete infrastrutturale (ad es. impianti di ricarica dei mezzi) in modo da consentire nel tempo la completa sostituzione dei mezzi attualmente in circolazione, ormai al limite della loro vita utile, con veicoli a basso impatto ambientale.

Per tale finalità è stato previsto uno stanziamento statale complessivo di 3,885 miliardi di euro nel periodo dal 2019 al 2033. Le risorse sono erogate in 3 periodi quinquennali a partire dal 2019, prevedendo graduatorie differenti, rispettivamente per assegnare i contributi.

Sono stati inoltre emanati i 3 decreti direttoriali relativi alle modalità di erogazione, rendicontazione e monitoraggio delle risorse.

Tabella 40 - Sintesi delle misure per le modalità di erogazione, rendicontazione e monitoraggio delle risorse per il rafforzamento del TPL

Ente beneficiario	Periodo	Risorse	Decreto Interministeriale di riparto delle risorse	DD modalità di erogazione, rendicontazione e monitoraggio delle risorse
Regioni	2019-2033	2.200 milioni di euro	DI n° 81 del 14/02/2020	DD n° 134 del 27/05/2021
Città ad alto inquinamento di Pm10 e biossido di Azoto	2019-2023	398 milioni di euro	DI n° 234 del 06/06/2020	DD n° 175 del 22/06/2021
comuni e città metropolitane con più di 100.000 abitanti	2019-2033	1.102+ 185 milioni del fondo investimenti 2019	DI n° 71 del 09/02/2021	DD n° 287 del 16/11/2021

All'interno del Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile è stato previsto, inoltre, un finanziamento, pari a 100 mln€, destinato al sostegno della competitività delle imprese della filiera dei mezzi di trasporto pubblico su gomma, in un'ottica di transizione verso forme produttive più moderne e sostenibili, con particolare riferimento alla ricerca e sviluppo di modalità di alimentazione alternativa al diesel. Con fondi PNRR sono stati aggiunti ulteriori 250 mln€ per nuovi progetti per la trasformazione verde e digitale dell'industria degli autobus. Oltre al Piano Strategico, con DM n° 530 del 23/12/2021 sono state ripartite le risorse previste per l'acquisto di autobus a zero emissioni (elettrici e ad idrogeno) e relative infrastrutture di supporto per un importo complessivo pari a 2.415 mln€, di cui 1.915 mln€ da PNRR e 500 mln€ da legislazione vigente.

▪ **Divieto progressivo di circolazione di autobus più inquinanti**

Il rinnovo del parco bus circolante è stato favorito, inoltre, da quanto previsto dall'art. 1, comma 232, della legge 23.12.2014 n. 190, che ha vietato, su tutto il territorio nazionale a decorrere dal 1.1.2019, la circolazione di veicoli a motore delle categorie M2 e M3 alimentati a benzina o gasolio con caratteristiche antinquinamento Euro 0.

*Linee evolutive*

L'articolo 4, comma 3 bis, del DL 10 settembre 2021 n. 121 (e successiva modifica Decreto Milleproroghe), ha previsto che gli autobus, adibiti a servizi di trasporto pubblico locale, alimentati a benzina o gasolio delle classi di emissioni più vetuste vadano progressivamente dismessi e, pertanto, dal 30 giugno 2022 non possono più circolare gli euro 1 e, dal 1° gennaio 2024, gli autobus a benzina o gasolio Euro 2 e 3. Tale divieto ha prodotto un importante abbassamento dell'età media tra il 2022 e il 2023, passando da 10,41 anni del 2022 a 9,73 anni del 2023.

▪ **Fondo per la mobilità sostenibile**

Istituito con la Legge di Bilancio per il 2022 (per la ripartizione dei finanziamenti si è proceduto con il DI n° 347 del 21/10/2022 e con la con legge di bilancio 2023 per un ammontare a pari a circa 1,9 mld€ per il periodo 2023-2034) il Fondo, destinato a sostenere la transizione ecologica del settore dei trasporti, e così contribuire al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti nel pacchetto della Commissione europea 'Fit for 55', finanzierà il rinnovo degli autobus in senso ecologico, l'acquisto di treni a idrogeno, la realizzazione di piste ciclabili, lo sviluppo dell'intermodalità nel trasporto delle merci, l'adozione di carburanti alternativi per navi e aerei, la

trasformazione degli aeroporti, il rinnovo dei mezzi per l'autotrasporto. Un miliardo di euro è destinato a migliorare la sostenibilità della mobilità urbana e ridurre le emissioni inquinanti in 44 Comuni e aree metropolitane con più di 100.000 abitanti.

▪ **Sistemi di trasporto rapido di massa**

Nella strategia di sostegno al trasporto pubblico locale un ruolo di primo piano è rivestito dal "trasporto rapido di massa", che riguarda sistemi ad alimentazione elettrica di grande capacità (metropolitane, tranvie, filovie e sistemi similari). Alla luce di tali esigenze è stato attivato un significativo programma di finanziamento a partire dall'anno 2017 (la Legge di Bilancio per il 2017 ha previsto l'istituzione del fondo di investimento). Il MIT sta gestendo risorse nel settore per circa 14 mld€, ai quali vanno aggiunti ulteriori fondi PNRR pari a 2,2 mld€ che prevedono la realizzazione di 240 km di rete attrezzata per le infrastrutture del trasporto rapido di massa.

*Linee evolutive*

Nel 2022, al fine di promuovere ulteriormente il trasporto rapido di massa sono state destinate ulteriori risorse statali (DI MIT-MEF 97/2022 e il D.M. MIT 409/2022) da destinare all'estensione e al potenziamento della rete metropolitana e del trasporto rapido di massa, per un ammontare di 4,8 mld€. Con gli interventi finanziati nel 2022 (per il tramite dei decreti sopra citati) si realizzeranno infrastrutture di trasporto rapido di massa per circa 50 km, di cui 40 di metropolitana e 10 di linea tranviaria, cui si aggiungono due impianti funiviari per una lunghezza di circa 4 km.

❖ **TRASPORTO FERROVIARIO**

Nell'ambito del Trasporto ferroviario il MIT, nel corso degli ultimi anni, ha previsto finanziamenti per un ammontare di 1,75 mld€ così ripartiti:

- D.M. 408/2017: 2015-2016: per il rinnovo del materiale rotabile ferroviario, la legge di stabilità per il 2016 (art. 1, comma 866, della Legge 28 dicembre 2015, n.208) ha stanziato 640 mln€ ripartiti tra il 2019 e il 2022. Con il cofinanziamento regionale minimo del 40% si raggiunge una somma complessiva pari ad 1 mld€.
- FONDI FSC 2014-2020 Piano Sviluppo E Coesione (PSC)- MIMS -Asse F: 775 mln€ di finanziamento statale. Anche in questo caso è previsto un cofinanziamento da parte delle Regioni pari ad almeno il 40% del costo complessivo delle forniture (assicurato dalle Regioni che non vi abbiano rinunciato in applicazione delle disposizioni del comma 7, art. 200 del D.L. 19 maggio 2020, n. 34) e le risorse sono destinate per l'80% alle Regioni del Mezzogiorno (Tabella 2.B).
- FONDI FSC 2014-2020 Piano Sviluppo E Coesione (PSC)- MIMS-Asse C: 158,70 mln€ di investimento per il potenziamento del trasporto rapido di massa nel trasporto nelle aree urbane e metropolitane.
- DM 164 del 21/04/2021: 169,5 mln€ di finanziamento statale dal 2021 al 2033.

All'interno del Piano Complementare al PNRR è stato, inoltre, finanziato un programma di intervento per il potenziamento delle linee ferroviarie e il contestuale potenziamento e/o rinnovo del parco rotabile per un importo pari a 1.550 mln€ di cui 278,41 destinati al rinnovo del parco rotabile su ferro. Le risorse sono state ripartite con DM n° 363 del 23/09/2021.

Infine, con il DM n° 319 del 09/08/2021, tramite Fondi PNRR, sono state ripartite, tra le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, le risorse destinate all'acquisto di treni ad alimentazione elettrica o ad idrogeno per un totale pari a 500 mln€ di cui il 50% destinato alle regioni del Sud. La misura prevede l'acquisto di 50 nuovi treni per sostituire un numero equivalente di treni entro il II semestre 2026. Il decreto in questione prevede che i beneficiari dovranno acquistare almeno 1 treno entro il 31/12/2024 e completare il programma delle forniture entro il 30/06/2026.

### ❖ **SHIFT MODALE NELL'AMBITO DEL TRASPORTO DELLE MERCI**

Aumentare la quota parte del trasporto merci attraverso le vie marittime e la ferrovia limitando l'utilizzo del mezzo stradale all'"ultimo miglio" è una misura necessaria per il raggiungimento degli obiettivi emissivi relativi al target ESR. Ad oggi le misure che intervengono sullo shift modale sono rappresentate dal "Marebonus" e "Ferrobonus" Si segnala che tali misure sono affrontate in modo dettagliato nel paragrafo 3.2.

### ❖ **MISURE DI MOBILITÀ DOLCE**

Al fine di ridurre le emissioni legate alla mobilità privata, visti gli ambiziosi e sfidanti obiettivi ESR, e l'importante contributo in termini emissivi del settore trasporti, per il raggiungimento del target ESR sarà necessario individuare una serie di misure aggiuntive di promozione della mobilità dolce. Sarà necessario promuovere investimenti finalizzati a:

- sviluppo della mobilità ciclistica tramite piste ciclabili;
- promozione della mobilità condivisa (bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni);
- integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (es. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio;
- promozione degli strumenti di smart working e riduzione delle giornate lavorative a parità di ore lavorate;
- promozione del car pooling;
- sviluppo dell'ITS (gestione traffico, infomobilità, smart roads).

A tal proposito si segnala che tramite le Leggi di Bilancio 2016 e 2017 è stato finanziato il sistema nazionale delle ciclovie turistiche con risorse nazionali per complessivi 372 mln€ dal 2016 al 2024 e che la Legge di Bilancio 2019 ha istituito il Fondo per le ciclovie interurbane con uno stanziamento di 2 mln€ per l'anno 2019.

Il DM 12 agosto 2020 n. 344, pubblicato su G.U. del 10 ottobre 2020, si pone come obiettivo l'ampliamento della rete ciclabile urbana e metropolitana, in modo da rispondere alle esigenze di mobilità favorendo al contempo la limitazione dell'utilizzo dei mezzi privati a motore e il sovrappollamento dei mezzi pubblici. Per tali finalità è previsto un finanziamento pari a circa 137 mln€ per la progettazione e la realizzazione di ciclostazioni e di interventi concernenti la sicurezza della circolazione ciclistica cittadina. In via sperimentale, circa 4 mln€ sono stati destinati all'immediata realizzazione di piste ciclabili di collegamento tra le Università e le principali stazioni ferroviarie, al fine di favorire gli spostamenti di ultimo miglio con modalità di trasporto "dolce" (DM n° 73 del 16/03/2021.)

Con i fondi PNRR è stato emanato il decreto n° 509 del 15/12/2021 con cui sono state ripartite le risorse destinate ai comuni superiori ai 50.000 abitanti che siano sedi universitarie, per un importo complessivo pari a 200 mln€ di cui 150 mln da fondi PNRR e 50 mln da progetti a legislazione vigente, per il rafforzamento della mobilità ciclistica in ambito urbano e metropolitano. La misura prevede la realizzazione di circa 565 km di piste ciclabili urbane e metropolitane entro il II semestre 2026.

Inoltre, si segnalano le seguenti misure in capo al MASE:

- Programma sperimentale casa-scuola casa-lavoro

Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 208 del 20 luglio 2016 è stato istituito il Programma sperimentale nazionale di mobilità sostenibile casa-scuola e casa-lavoro, che cofinanzia la realizzazione di progetti predisposti da enti locali, anche in forma associata, e riferiti a un ambito territoriale con popolazione superiore a 100.000 abitanti, diretti a

incentivare iniziative di mobilità urbana alternative all'autovettura privata, al fine di ridurre il traffico, l'inquinamento e la sosta degli autoveicoli in prossimità degli istituti scolastici e delle sedi di lavoro. I progetti ammessi a cofinanziamento sono in totale 80, hanno un valore complessivo di circa 164 mln€.

- Programma Incentivazione Mobilità Urbana Sostenibile

È in corso di attuazione il Programma di Incentivazione della Mobilità Urbana Sostenibile (PRIMUS), istituito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con decreto n. 417 del 21 dicembre 2018, successivamente modificato con Decreto della Direzione Generale per il Clima, l'Energia e l'Aria n. 4 del 19 febbraio 2020. Il programma, rivolto ai Comuni con popolazione non inferiore a 50.000 abitanti, è finalizzato alla riduzione del traffico veicolare stradale attraverso la realizzazione di nuove piste ciclabili per gli spostamenti urbani casa-scuola e casa-lavoro, lo sviluppo della sharing mobility in ambito urbano e la promozione delle attività di mobility management. Con una dotazione di oltre 16 mln€, il programma prevede il cofinanziamento di 46 progetti, per un costo complessivo di oltre 26 mln€.

- Trasporto Scolastico Sostenibile

Con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 222 del 28 ottobre 2020 è stato approvato il Programma di finanziamento per la promozione del trasporto scolastico sostenibile, rivolto ai Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti interessati dalle procedure di infrazione comunitaria n. 2014/2147 e/o n. 2015/2043 per la non ottemperanza dell'Italia agli obblighi previsti dalla direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria. Nel novembre 2021 sono stati ammessi a finanziamento 19 progetti, per un importo di oltre 18 mln€.

- Cargo Bike

L'art. 1, comma 698 della Legge 30 dicembre 2020, n. 178 riconosce alle microimprese e piccole imprese che svolgono attività di trasporto merci urbano di ultimo miglio, un credito d'imposta annuo, nel limite massimo complessivo di 2 mln€ per l'anno 2021, nella misura massima del 30% delle spese sostenute per l'acquisto di cargo bike e cargo bike a pedalata assistita fino ad un importo massimo annuale di 2.000 euro per ciascuna impresa beneficiaria.

*Linee evolutive*

Con Decreto MIT MEF n° 417 del 28/12/2022 è stata prevista la misura "Promozione dello Shift modale e intermodalità". Le risorse sono destinate alle regioni per il finanziamento dei progetti relativi ai servizi di sharing mobility. Le risorse sono pari a circa 45,5 mln€ per il triennio 2022-2024 così suddivisi.

Tabella 41 - Allocazione delle risorse

Anno	Risorse (€)
2022	14.923.662
2023	15.223.662
2024	15.223.662

I progetti candidabili sono esclusivamente servizi di sharing mobility, prevalentemente ad alimentazione elettrica o muscolare, complementari ai servizi di trasporto pubblico locale e regionale, e in particolare l'attuazione e la promozione, la messa a disposizione, il rafforzamento e il potenziamento di:

- servizi di vehicle sharing, sia con modello operativo station-based che free-floating, compresa l'estensione geografica e/o oraria dell'area di copertura di servizi di vehicle sharing già attivati;
- servizi di carpooling quale misura di mobility management aziendale o di ente;
- servizi di Demand Responsive Transit;
- altri servizi complementari e incentivanti rispetto ai servizi di mobilità condivisa e innovativa.

## ❖ **LA PIANIFICAZIONE DELLA MOBILITÀ**

### ◆ **PUMS: PIANI URBANI PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE**

Con DM 444/21 l'adozione dei PUMS è diventato requisito indispensabile da gennaio 2023 per l'accesso ai finanziamenti sia del Trasporto Rapido di Massa che della Ciclabilità. Per tutto il 2022 l'adozione dei PUMS è stato elemento premiale nell'eventuale ripartizione delle risorse relative al Trasporto Rapido di Massa e alle ciclovie. La piattaforma dell'osservatorio per le politiche del TPL è diventato il sistema di monitoraggio e verifica dell'adozione dei PUMS da parte degli enti locali.

Nell'ambito del Tavolo Tecnico interministeriale di monitoraggio, previsto dall'art. 4, comma 4, del DM 397/2017, di cui fanno parte, oltre al MIT, il MITE, il MEF, il MISE, il Ministero del Turismo, l'ANCI e le Regioni, si sta procedendo al monitoraggio della redazione dei PUMS e alla valutazione degli stessi.

#### *Linee evolutive*

Per aiutare gli enti nella redazione/aggiornamento dei PUMS è stato predisposto un Vademecum dei PUMS. Tale documento, che descrive in maniera più approfondita i passi procedurali necessari per la redazione dei PUMS, in conformità alle linee guida italiane ed europee, è stato inviato a tutti i componenti del tavolo già nel mese di luglio 2022 per recepire eventuali osservazioni e/o integrazioni, nel mese di settembre 2022 il Vademecum è stato condiviso con il Tavolo Tecnico PUMS nella riunione del 27/09/2022 e poi pubblicato sul sito istituzionale del Ministero.

### ◆ **LE LINEE GUIDA SUI BICI PLAN**

In accordo con quanto previsto dall'art. 6 della legge 11 gennaio 2018, n. 2 "Disposizioni per lo sviluppo della mobilità in bicicletta e la realizzazione della rete nazionale di percorribilità ciclistica", i comuni con popolazione superiore ai 100.000 abitanti (non facenti parte delle città metropolitane) e le città metropolitane predispongono e adottano i piani urbani della mobilità ciclistica, denominati 'Biciplan', quali piani di settore PUMS. Le linee guida, redatte dal gruppo di lavoro composto dai rappresentanti della DG per i Sistemi di trasporto ad impianti fissi e il Trasporto Pubblico Locale, della Struttura Tecnica di Missione, dell' ANCI e dell' AIIT (Associazione Italiana per l'Ingegneria del Traffico e dei Trasporti ), pubblicate a ottobre 2020 sul sito del MIT, si pongono come obiettivo quello di fornire utili indicazioni e orientamenti per la redazione dei Biciplan anche alle amministrazioni locali di qualsiasi dimensione che intendano dotarsi di tale strumento.

Tali linee guida sono state recepite, almeno in parte, nel piano generale della mobilità ciclistica approvato nel mese di agosto 2022.

### ◆ **LE LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE E L'IMPLEMENTAZIONE DEL PIANO PER GLI SPOSTAMENTI CASA-LAVORO (PSCL)**



Con Decreto direttoriale n° 209 del 04/08/2021 del Ministero della transizione ecologica sono state approvate le linee guida per la redazione e l'implementazione dei Piani di spostamento casa-lavoro previsti dall'articolo 3 comma 5 del Decreto interministeriale n. 179 del 12 maggio 2021.

La predisposizione dei PSCL è un elemento essenziale verso l'adozione sempre più diffusa di iniziative di mobilità sostenibile volte, in particolare, alla razionalizzazione degli spostamenti sistematici casa-lavoro con conseguente riduzione degli spostamenti individuali con veicoli privati.

I PSCL sono finalizzati, altresì, a una più efficace distribuzione degli utenti del trasporto pubblico locale, a realizzare un coordinamento tra gli orari di inizio e termine delle attività economiche, lavorative e gli orari dei servizi di trasporto pubblico locale, urbano ed extraurbano.

#### ◆ **TAVOLO TECNICO SUL MOBILITY MANAGEMENT**

Il tavolo tecnico sul mobility management, istituito presso il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibile con Decreto n. 231 del 22 luglio 2022, di cui fanno parte, oltre al MIT, il MITE, l'ANCI, i rappresentanti di città metropolitane e di città di grandi e medie dimensioni, ha tra i suoi compiti:

- consolidare la rete dei mobility manager d'area;
- proporre eventuali modifiche al decreto interministeriale n.179/2021 o indicazioni per nuove proposte normative;
- proporre analisi e studi relativi alle attività di mobility management a livello urbano e metropolitano;
- supportare il ruolo del mobility manager d'area nella definizione e implementazione delle politiche di mobilità locale sostenibile.

#### ❖ **IL SETTORE MARITTIMO**

Il settore marittimo, vitale per la circolazione delle merci nel globo, è stato stimato incidere per circa il 3% delle emissioni totali di GHG. Su questo tema è stata approvata a luglio del 2023 la revisione della strategia di riduzione dei gas climalteranti derivanti dal settore marittimo adottata nel 2018 da parte dell'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO), l'Agenzia specializzata delle Nazioni Unite per il trasporto marittimo. Rispetto alla precedente formulazione, è stato fissato attorno al 2050 l'obiettivo di azzeramento (*net zero*) delle emissioni nette di gas serra delle navi. Si tratta di un notevole aumento del livello di ambizione rispetto alla precedente strategia del 2018, che mirava a ridurre le emissioni delle navi del 50% nello stesso orizzonte temporale.

Per il raggiungimento di questo obiettivo, è stato poi fissato un importante traguardo intermedio che prevede di raggiungere, nel 2030, che almeno il 5% della produzione della energia totale del settore marittimo avvenga mediante l'utilizzo di tecnologie a basse/nulle emissioni di GHG, prevedendo comunque un impegno volto a cercar e di incrementare queste percentuali sino al 10%.

Questo obiettivo consentirà di avviare la transizione del settore fornendo un chiaro scenario alle industrie marittime e dei carburanti che possa quindi promuovere e incentivare gli investimenti su nuove tecnologie e nuovi carburanti. Per garantire che il settore raggiunga tali obiettivi, è stato stabilito di realizzare dei controlli intermedi nel 2030 e nel 2040, per il quale si dovrà aver raggiunto una percentuale di riduzione, rispetto alle emissioni del 2008, pari al 20% nel 2030 ed al 70% al 2040, sforzandosi comunque di accrescere tali valori al 30% ed all'80% rispettivamente. Va sottolineato che i livelli di ambizione tengono conto delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante l'intero ciclo di vita dei combustibili per uso marittimo (*well-to-wake*) evitando in tal modo uno "spostamento" delle emissioni verso altri settori (*well-to-tank*).

Questa revisione complessiva della strategia dovrà appoggiarsi su un insieme di strumenti, inclusa la possibilità di meccanismi collegati alla creazione di un sistema per il settore navale simile all'emission trading, che penalizzi le emissioni di gas serra e i cui proventi dovranno essere indirizzati a supportare i paesi meno tecnologicamente avanzati per consentire loro il raggiungimento degli obiettivi.

In ambito europeo, invece, all'estensione degli obblighi relativi all'emission trading per il settore navale si affiancano anche quelli di riduzione di GHG fissati attraverso il Regolamento 2023/1805, sull'uso di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo, c.d. regolamento Fuel EU, che abroga la Direttiva 2009/16 CE relativa al controllo da parte dello Stato di approdo.

Sono state fissate le seguenti percentuali di riduzione dei GHG: 2% dal primo gennaio 2025, 6% dal primo gennaio 2030, 14,5% dal primo gennaio 2035, 31% dal primo gennaio 2040, 62% dal primo gennaio 2045, 80% dal primo gennaio 2050.

Inoltre, a seguito della revisione del sistema ETS, il settore navale è stato inserito tra quelli soggetti agli obblighi di monitoraggio, rendicontazione e restituzione delle emissioni annuali dei gas serra rilasciate da ogni singola nave, calcolati come CO<sub>2</sub> equivalente.

Tutte le azioni sopra indicate, come già specificato, mirano a ridurre le emissioni di GHG attraverso obiettivi di riduzione che puntano a rendere economicamente sostenibile l'utilizzo di tecnologie verdi rispetto all'uso di combustibili convenzionali che, invece, vengono indirettamente penalizzati.

Sempre all'interno del regolamento di cui sopra, è fatto obbligo di collegarsi alla rete elettrica del porto alle navi che attraccano in porti soggetti all'art.9 del regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi, a partire dal primo gennaio 2030.

Per le navi portacontainer e passeggeri, tale obbligo è poi esteso, dal primo gennaio 2035, anche nei porti non rientranti nel citato articolo 9 ma comunque dotati dell'infrastruttura necessaria.

Questa tempistica però potrà essere anche anticipata al 2030 qualora, a seguito di una consultazione con tutti gli stakeholder direttamente interessati, si verifichi la sussistenza delle condizioni necessarie per consentire alla nave il corretto allaccio alla rete elettrica del porto.

Per far fronte agli impegni di riduzione indicati sopra, si rende quindi necessario attuare azioni che consentano la riduzione dei GHG, che potrà essere ottenuta attraverso:

- incremento dell'efficienza energetica delle navi;
- utilizzo di nuovi combustibili a basse – nulle emissioni di GHG;
- utilizzo di nuovi sistemi tecnologici per la cattura ed il sequestro delle emissioni di GHG, attualmente in fase sperimentale.

Per accompagnare questa complessa fase di transizione sarà fondamentale, oltre che promuovere lo sviluppo tecnologico in questo settore, garantire la disponibilità di carburanti alternativi a quelli di origine fossile attraverso il potenziamento dei sistemi di produzione e la realizzazione delle infrastrutture di stoccaggio e di rifornimento che si renderanno necessarie per la loro diffusione. Tale necessità appare impellente, in considerazione del fatto che le navi a emissioni zero nel 2050 dovranno essere costruite a breve se non oggi. È importante dare quindi velocemente un chiaro segnale ai settori coinvolti e garantire un quadro operativo certo agli investimenti che dovranno essere realizzati per il rinnovamento della flotta; richiesta che peraltro giunge dagli stessi stakeholder, preoccupati dall'incertezza attuale sulla disponibilità futura di carburante e di infrastrutture, che mette a rischio le ambizioni di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

Per raggiungerli, il trasporto marittimo dovrà nel prossimo futuro, vivere una profonda trasformazione che richiede scelte precise di pianificazione da parte del governo, non solo relativamente alle misure di riduzione, ma soprattutto con riguardo all'intera filiera di

approvvigionamento e distribuzione, a possibili misure incentivanti ed alla gestione dell'ETS applicato al settore marittimo.

*iv. Ove applicabile, politiche nazionali, tempistiche e misure previste per eliminare gradualmente le sovvenzioni energetiche, in particolare per i combustibili fossili*

L'importanza di un intervento volto a razionalizzare ed eliminare gli inefficienti sussidi ai combustibili fossili è stata più volte sottolineata nei vari vertici del G20, tenutisi a partire dal 2009. Nel Summit G20 di Pittsburgh del 2009, i Paesi si sono impegnati a razionalizzare ed eliminare nel medio termine gli inefficienti sussidi ai combustibili fossili che ne incoraggiano lo spreco. Nel 2018 l'Italia si è volontariamente sottoposta alla peer review del G20, elaborando e discutendo un rapporto nazionale sui sussidi ai combustibili fossili, in parallelo con l'Indonesia.

Un impegno politico analogo ribadito, nel settembre 2023, con la Dichiarazione dei Leaders del G20 a Nuova Delhi:

*Aumenteremo gli sforzi per attuare l'impegno preso nel 2009 a Pittsburgh di eliminare gradualmente e razionalizzare, nel medio periodo, le inefficienti sovvenzioni ai combustibili fossili che incoraggiano gli sprechi e ci impegniamo a raggiungere questo obiettivo, fornendo al tempo stesso un fornire un sostegno mirato ai più poveri e ai più vulnerabili.* Un secondo passo è rappresentato dalla costituzione di un meccanismo di governo finalizzato alla necessaria valutazione e prioritizzazione degli interventi di rimozione dei sussidi dannosi per l'ambiente. Nel 2021, con l'art. 4 del decreto-legge del 1° marzo 2021 n. 22, è stato istituito, presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE) con il compito di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione (ferme restando le competenze del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile). Il CITE è presieduto dal Presidente del Consiglio dei Ministri (o in sua vece dal ministro del Mase) e si avvale del supporto di un Comitato tecnico di supporto: si occupa dell'approvazione, dell'attuazione, del monitoraggio e dell'aggiornamento del Piano per la Transizione Ecologica (PTE) in funzione degli obiettivi e delle priorità indicate anche in sede europea, adottando le iniziative idonee a superare eventuali ostacoli e ritardi.

Secondo l'art. 4, infine, il CITE delibera sulla rimodulazione dei sussidi ambientalmente dannosi, di cui all'art. 68 della legge 28 dicembre 2015, n. 221, e, in tale ambito, il Comitato tecnico di supporto svolge i compiti della ex-Commissione per lo studio e l'elaborazione di proposte per la transizione ecologica e per la riduzione dei SAD (art. 1 c. 98 della Legge 27 dicembre 2019, n. 160).

Relativamente ai sussidi dannosi, il MASE invia alle Camere e al CITE, entro il 15 luglio di ogni anno, una relazione concernente gli esiti dell'aggiornamento del Catalogo e le proposte per la progressiva eliminazione dei sussidi ambientalmente dannosi e per la promozione dei sussidi ambientalmente favorevoli, anche al fine di contribuire alla realizzazione del PTE.

L'Italia, attraverso la mappatura del Catalogo e la creazione di un meccanismo governativo, che permetta una valutazione ponderata delle opzioni di intervento e la predisposizione di eventuali misure compensative di fiscalità e finanza pubblica, è ora nella condizione migliore per rispettare l'impegno della progressiva eliminazione dei sussidi inefficienti.

Allo studio dell'Amministrazione Pubblica vi sono diverse strade da poter percorrere. Alcuni sussidi sono relativamente facili da riformare; alcuni hanno bisogno di approfondimenti; altri richiedono accordi a livello europeo (ad es. le quote gratuite dell'ETS) o globale (ad es. esenzioni dei carburanti per il trasporto aereo e marittimo internazionali, legati alle convenzioni ICAO e IMO).

Il gettito – la cui quantificazione, come detto, è condizionata dalle variabili economiche e concorrenziali – derivante dagli interventi di riforma o di eliminazione delle sovvenzioni inefficienti nel settore energetico dovrà compensare i soggetti economici che ne usufruiscono, per una maggiore accettabilità sociale della loro riduzione/eliminazione, incoraggiando la ricerca di soluzioni innovative nazionali e massimizzando le opportunità della transizione energetica-ecologica nei settori direttamente coinvolti. Più in generale, l'ottimizzazione delle opportunità associate all'eliminazione dei sussidi dannosi per l'ambiente va ricercata nel quadro di una riforma fiscale più ampia, che sposti il carico fiscale dal lavoro e dalle imprese alle attività inquinanti e allo sfruttamento delle risorse naturali, così come auspicato dalle principali istituzioni internazionali.

Nel 2021, il CITE ha avviato il processo di riforma partendo dall'eliminazione di cinque sussidi alle fonti fossili (presenti nella lista prioritaria individuata dal PNIEC 2019), così come sancito dall'art. 18 del decreto-legge del 27 gennaio 2022 n. 4, con un effetto finanziario annuo evitato di 105,9 mln€. Questo provvedimento rappresenta un primo segnale politico in attuazione degli impegni di Governo assunti in sede comunitaria e internazionale.

Nel 2022, in seguito alla crisi energetica e a sostegno di tutti gli utenti elettrici, sono state annullate, le componenti tariffarie  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  e il mancato gettito è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dal Governo, come riportato nella Relazione 352/2023/I dell'Arera:

- per l'annullamento delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 e il decreto Sostegni-ter hanno messo a disposizione, rispettivamente, 1.800 e 1.200 milioni di euro, per un totale di 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  nel II trimestre 2022, il decreto-legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  nel III trimestre 2022, il decreto-legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.915 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  nel IV trimestre 2022, il decreto-legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.100 milioni di euro.

Poiché a seguito delle suddette disposizioni di annullamento, il sussidio energetico su *Provvedimento 6/92 del Comitato Interministeriale dei Prezzi ("CIP6")* è stato trasferito dall'utente privato alla spesa pubblica, l'effetto finanziario per l'anno 2022 risulta nel contesto del monitoraggio degli incentivi energetici.

Nel corso del 2023, si è costituito, all'interno del Mase, un Tavolo inter-direzionale con il duplice obiettivo di confrontarsi sui temi di relativa competenza che rientrano tra i sussidi monitorati dal Catalogo e per favorire il coordinamento per il supporto tecnico da fornire alle attività politiche in tema di riforma fiscale ambientale. Tra gli *output* del Tavolo, vi è l'avvio di una collaborazione con il Mef per la ridefinizione dei sussidi dal punto di vista degli impatti generati sul clima; l'obiettivo è di fornire una stima in termini di tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse per milioni di euro spesi di misura fiscale.

I dati e le valutazioni contenuti nel Catalogo sono stati presi a riferimento nell'ambito della revisione delle accise dei combustibili fossili in base alla Legge delega sulla riforma fiscale, richiamata nella Nota di aggiornamento al Documento di Economia e Finanza del 2023. Di particolare rilievo per la riforma fiscale ambientale è l'articolo 12 della legge delega fiscale (Legge 9 agosto 2023, n. 111) che fa esplicito riferimento alla rimodulazione delle aliquote di accisa sui prodotti energetici e sull'energia elettrica, tenendo conto dell'impatto ambientale di ciascun prodotto.

Sempre nel corso del 2023, le *Raccomandazioni del Consiglio europeo del semestre relative al programma nazionale di riforma dell'Italia* hanno richiesto un'integrazione del Piano nazionale per la Ripresa e la Resilienza con gli obiettivi e le misure del RePower EU per l'indipendenza e l'efficienza energetica, la cui modifica è consentita dal Regolamento (UE) 2023/435. Il processo di revisione avviato dal Governo per dare seguito alle raccomandazioni, si è concluso alla fine del 2023 con

l'aggiunta della Missione 7, che prevede la Riforma 2 di richiesta della Riduzione dei sussidi dannosi per l'ambiente sulla base del Catalogo annuale dei sussidi dannosi per l'ambiente - pubblicato dal Mase – entro il 2025 (M7-5), con un primo obiettivo volto a ridurre i SAD e a definire un percorso di ulteriore graduale riduzione.

In questa sede, il processo di riforma continuerà nel breve e medio termine, sottoponendo a valutazioni per revisioni 18 sussidi (Tab. 42) con impatto ambientale rilevante per il Piano energia e clima e individuati come inefficienti. Tale processo dovrà coinvolgere le Amministrazioni competenti e i rappresentanti dei cittadini e delle imprese interessati, al fine di individuare eventuali compensazioni.

Tabella 42 - Elenco delle sovvenzioni/sussidi per l'energia da valutare per riforme

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)				
			2018	2019	2020	2021	2022
1	Agevolazioni fiscali sui fringe benefit a favore del lavoratore che utilizza in maniera promiscua l'auto aziendale (company car lavoratore dipendente)	Art. 51 c. 4 lett. a) TUIR; Art. 1 c. 632 e 633 L. 27 dicembre 2019 n. 160	1.231,0	1.231,0	1.231,0	1.231,0	1.231,0
2	Accisa sull'energia elettrica impiegata nelle abitazioni	Art. 52 comma 3 lett. e) D.lgs. 26 ottobre 1995 n. 504 (Testo Unico Accise); art. 17 comma 6 Decreto-legge 23 febbraio 1995 n. 41	591,8	578,7	582,3	591,8	554,2
3	Gasolio e GPL impiegati per riscaldamento in aree geograficamente o climaticamente svantaggiate (zone montane Sardegna isole minori)	Art. 8 c. 10 lett. c) L. n. 448/98; Art. 2 c. 12 L. n. 203/08; Art. 1 c. 242 L. n. 190/2014; DPCM 15/01/1999	152,8	152,8	152,8	60,6	60,6
4	Esenzione dall'imposta di consumo per gli oli lubrificanti impiegati nella produzione e nella lavorazione della gomma naturale e sintetica	Art. 62 c. 2 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8
5	Franchigia sulle aliquote di prodotto della coltivazione di gas naturale e petrolio (royalties)	Art. 19 D.Lgs. 25 novembre 1996 n. 625; Art. 45 L. 23 luglio 2009 n. 99 e s.m.i ex art. 736 e 737; L. 27 dicembre 2019 n. 160	52,0	52,0	5,0	5,0	5,0
6	Deduzione forfetaria dal reddito di impresa a favore degli esercenti impianti di distribuzione carburante	Art. 21 c. 1 L. 448/1998; Art. 6 c. 3 L. n. 388/2000; Art. 1 c. 129 L. 266/2005; Art. 1 c. 393 L. 296/2006; Art.1 c. 168 L. 244/2007; Art.1 c. 8 D.L. 194/2009; Art. 2 c. 5 D.L. 225/2010; Art. 34 co. 1-3 L. 183/2011	41,1	42,5	39,3	42,5	45,0

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)				
			2018	2019	2020	2021	2022
7	Riduzione dell'accisa sul gas naturale impiegato per usi industriali termoelettrici esclusi da soggetti che registrano consumi superiori a 1.200.000 mc annui	Art. 4 D.L. 1 ottobre 2001 n. 356 convertito con modifica in L. 30 novembre 2001 n. 418 e divenuta agevolazione strutturale ai sensi dell'art. 2 c. 11 della L. 22 dicembre 2008 n. 203	29,1	29,0	7,4	29,1	28,7
8	Riduzione dei costi per le Forze armate nazionali	Tab. A punto 16-bis TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	15,7	12,6	4,7	5,6	3,9
9	Riduzione dell'accisa sul GPL utilizzato negli impianti centralizzati per usi industriali	Tab. A punto 15 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	11,3	11,8	13,0	11,8	15,7
10	Riduzione dell'aliquota normale dell'accisa sui carburanti per i Taxi	Tab. A punto 12 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	10,6	11,8	8,5	11,4	12,0
11	Riduzione dell'accisa sui carburanti per le autoambulanze	Tab. A punto 13 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
12	Esenzione dall'accisa sui carburanti per il prosciugamento e la sistemazione dei terreni allagati nelle zone colpite da alluvione	Tab. A punto 6 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
13	Esenzione dall'accisa sui carburanti per il sollevamento delle acque allo scopo di agevolare la coltivazione dei fondi rustici sui terreni bonificati	Tab. A punto 7 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
14	Riduzione dell'accisa sui carburanti per le prove sperimentali e collaudo di motori di aviazione e marina	Tab. A punto 8 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
15	Riduzione dell'accisa sul gas naturale impiegato negli usi di cantiere nei motori fissi e nelle operazioni di campo per l'estrazione di idrocarburi	Tab. A punto 10 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
16	Esenzione dall'accisa su prodotti energetici iniettati negli altiforni per la realizzazione dei processi produttivi	Tab. A punto 16 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	d.q.	d.q.	1,0	d.q.	1,0
17	IVA agevolata per l'energia elettrica e gas per uso di imprese	Tab. A parte III D.P.R. n. 633/1972 (IVA agevolata 10%)	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)				
			2018	2019	2020	2021	2022
	estrattive agricole e manifatturiere						
18	IVA agevolata per oli minerali greggi oli combustibili	Tab. A parte III D.P.R. n. 633/1972 (IVA agevolata 10%)	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.
	<b>Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili) da riformare prioritariamente</b>		2.218,3	2.205,1	2.128	2.071,7	1.979,4

Punti qualificanti della riforma dovranno, quindi, essere il “principio della gradualità” per dar tempo ai settori produttivi di sviluppare, sperimentare ed implementare soluzioni tecnologiche ed energetiche meno inquinanti, e il “principio della compensazione”, almeno nei casi in cui l’eliminazione del sussidio potrebbe portare ad una perdita di competitività per i comparti più dipendenti dai combustibili fossili, per evitare di compromettere le opportunità economiche ed occupazionali associate alla graduale decarbonizzazione dell’economia.



## 3.2 Dimensione dell'efficienza energetica

*Politiche, misure e programmi previsti volti a conseguire i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica al 2030, nonché altri obiettivi di cui al punto 2.2 tra cui misure e strumenti (anche di natura finanziaria) previsti per migliorare la prestazione energetica degli edifici, in particolare per quanto riguarda gli aspetti seguenti:*

*i. regimi obbligatori di efficienza energetica e misure programmatiche alternative ai sensi degli articoli 7 bis e 7 ter e dell'articolo 20, paragrafo 6, della direttiva 2012/27/UE ed elaborati conformemente all'allegato II*

L'Italia, al fine di raggiungere il risparmio di energia finale cumulato da conseguire nel periodo 2021-2030 per rispettare l'obiettivo della direttiva efficienza energetica per i regimi obbligatori si avvarrà dello schema d'obbligo basato sui Certificati Bianchi e di un set di misure alternative perlopiù già attuate, che saranno oggetto di revisione e potenziamento nei prossimi anni al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Al fine di conseguire un miglioramento dell'efficacia nei regimi di sostegno vigenti si è orientati a promuovere una maggiore specializzazione degli strumenti per settori e per interventi, con l'obiettivo di eliminare sovrapposizioni e concorrenzialità tra misure, concentrare le risorse, facilitare l'accesso, e massimizzare i risparmi.

In particolare, gli strumenti dedicati alla promozione dell'efficienza energetica in vigore e monitorati ai fini del conseguimento del target di risparmio di cui all'articolo 8 della EED III (ex articolo 7 della direttiva EED II) sono i seguenti:

- lo schema d'obbligo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico;
- il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE);
- il Piano Transizione 4.0 e 5.0 (ex Piano Impresa 4.0);
- il Programma per la Riquilificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC);
- il Piano nazionale di Informazione e Formazione per l'efficienza energetica (PIF);
- il Fondo Kyoto;
- alcune misure PNRR;
- le politiche di coesione;
- l'obiettivo di risparmio energetico per la pubblica amministrazione;
- l'applicazione dei requisiti minimi di prestazione energetica in ambito edilizio e gestione degli impianti termici;
- un pacchetto di misure per la mobilità sostenibile che comprende:
  - o il rinnovo del parco veicoli del trasporto pubblico locale;
  - o gli interventi di shift modale nel trasporto merci (Marebonus, Ferrobonus);
  - o l'ecobonus veicoli;
  - o l'elettrificazione delle banchine portuali (Cold ironing).

Tutte le misure suddette, già operative a livello nazionale o in fase di avvio, saranno sinteticamente descritte nei seguenti paragrafi, includendo per ciascuna di esse una stima dei risparmi attesi tali da soddisfare nel loro insieme gli obiettivi di risparmio illustrati al capitolo 2.2.

La stima del risparmio derivante dalle misure sopra elencate, e contenuta nel presente capitolo, è svolta considerando gli stanziamenti programmati nei prossimi anni e, laddove non disponibili, ipotizzando il loro funzionamento e finanziamento fino al 2030.

In Italia sono state poi attuate e pianificate numerose misure di promozione dell'efficienza energetica, in particolare nel settore dei trasporti, che potranno essere sottoposte a monitoraggio e rendicontazione a seguito degli approfondimenti a oggi in corso.

Si rimanda inoltre alla relazione trasmessa in allegato al PNIEC 2020, redatta in base all'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia (in cui vengono notificati le misure e i metodi adottati dagli stati membri per l'applicazione dell'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE) per maggiori approfondimenti e una trattazione dettagliata di molte delle singole misure qui a seguito descritte (soggetti beneficiari, coinvolti e responsabili dell'attuazione, interventi ammissibili, metodi di calcolo del risparmio, monitoraggio, verifica e audit).

### ❖ **CERTIFICATI BIANCHI**

Il meccanismo dei "Certificati Bianchi", disciplinato da ultimo dal decreto ministeriale del 21 maggio 2021, si fonda sull'obbligo imposto ai distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti di conseguire una quantità di risparmio minima su base annuale: in particolare, i soggetti obbligati dimostrano di ottemperare all'obbligo attraverso titoli negoziabili (appunto i CB), che certificano risparmi negli usi finali di energia realizzati da soggetti terzi qualificati (un certificato equivale al risparmio di una Tonnellata Equivalente di Petrolio-TEP). L'obbligo è determinato sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica e gas naturale distribuita dai singoli distributori e la quantità complessivamente distribuita sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati. I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica per i quali vengono riconosciuti i CB dal GSE oppure, in alternativa, acquistando i titoli attraverso le negoziazioni sul mercato dei CB gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o attraverso transazioni bilaterali. Recentemente il meccanismo è stato innovato ed implementato dai seguenti provvedimenti:

- il decreto direttoriale DGCEE, del 3 maggio 2022, concernente aggiornamento e integrazione dei progetti standardizzati. Tra le principali modifiche introdotte vi sono: chiarimenti sul consumo di baseline, nuove modalità di presentazione dei progetti, introduzione dei progetti di efficientamento energetico integrato, premialità per interventi realizzati in attuazione di sistemi di gestione aziendale e di studi LCA. Il decreto, inoltre, ha introdotto nuove schede di progetto a consuntivo aventi ad oggetto: sostituzione di una pompa con una più efficiente; installazione di gruppi frigoriferi elettrici a compressione condensati ad aria e ad acqua, sostituzione di caldaie alimentate a combustibile fossile per la produzione di energia termica con pompe di calore; sostituzione di pompe di calore per la produzione di energia termica con pompe di calore; nuova installazione di impianti per la produzione di aria compressa; sostituzione di sistemi per l'illuminazione pubblica; sostituzione degli apparecchi di illuminazione con lampade a led; allaccio di nuove utenze a reti di teleriscaldamento; sostituzione di una caldaia con una a più alta efficienza. Il decreto direttoriale, infine, aggiorna la tabella degli interventi ammissibili nell'ambito del meccanismo CB;
- il decreto direttoriale DGCEE, del 4 maggio 2023, concernente aggiornamento e integrazione dei progetti standardizzati, che ha introdotto un nuovo progetto standardizzato denominato "Adozione di sistemi di segnalazione e gestione efficienti", e modificato due progetti già approvati con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 maggio 2018, rispettivamente "Acquisto flotte di veicoli ibridi" e "Acquisto flotte di veicoli elettrici alimentati da energia rinnovabile".

Dal momento in cui il meccanismo dei Certificati Bianchi è divenuto operativo (anno 2006) al 2023, sono stati certificati complessivamente risparmi addizionali di energia primaria pari a circa 29,3 Mtep e riconosciuti circa 58,5 milioni di titoli di efficienza energetica.

L'andamento del tasso di presentazione dei nuovi progetti ha subito una riduzione nel corso del triennio 2019-2022. In particolare, dal 2019 al 2020 la riduzione è stata pari al 17,51%, dal 2020 al 2021 una lieve riduzione pari al 2,97%, la riduzione del tasso di presentazione, invece, torna a crescere tra il 2021 ed il 2022 in misura pari al 31,51%. Mentre tra il 2019 ed il 2022, si registra il tasso di riduzione più elevato pari al 45,18% in meno di progetti presentati.

Per quanto riguarda invece la distribuzione settoriale degli interventi presentati e accolti nel triennio 2019-2022, si registra una netta prevalenza di interventi nel settore industriale, delle reti, servizi e trasporti.

Tuttavia, nel corso dell'anno 2023, il GSE ha riconosciuto complessivamente 1.029.558 TEE. L'andamento dei titoli riconosciuti complessivamente nel 2023 registra un incremento di circa il 33% dei titoli riconosciuti rispetto al 2022, in cui sono stati riconosciuti circa 774.000 titoli.

Nel primo semestre 2023 le nuove richieste presentate sono state circa 900. Nel periodo luglio 2021 – giugno 2023 l'andamento del numero delle richieste evidenzia volumi che oscillano intorno ad una media di 131 richieste mensili.

Nel primo semestre 2023 sono stati emessi 447 mila TEE. In termini settoriali, prevalgono i TEE riconosciuti a progetti realizzati nel settore industriale, pari al 51% nel primo semestre 2023.

In termini di nuovi risparmi annuali, validi ai fini del conseguimento dell'obiettivo di risparmio da politiche attive fissato dalla direttiva EED, i risparmi di energia primaria certificati nel 2023 sono pari a 462.801 tep.

#### *Linee evolutive previste*

È in atto il processo di aggiornamento del meccanismo dei Certificati Bianchi nell'ottica, in primo luogo, del potenziamento della misura. In secondo luogo, sono allo studio misure volte a garantire la semplificazione, l'ottimizzazione delle metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico, la riduzione dei tempi per l'approvazione, l'emissione e l'offerta dei titoli sul mercato. Tali aspetti di miglioramento sono ritenuti fondamentali per il prosieguo efficace della misura nel periodo 2021-2030 e per superare la crisi derivante dalla progressiva riduzione degli interventi attivati nell'ambito del meccanismo dei CB, determinata sia dalla complessità del funzionamento del meccanismo (fase di accesso/rendicontazione/riconoscimento degli incentivi), sia dall'introduzione nel 2018 di un tetto al ristoro economico riconosciuto a ogni singolo Certificato Bianco prodotto, fissato a 250 €/TEP.

La misura di potenziamento del meccanismo prevedrà un nuovo sistema di incentivazione dei risparmi, secondo i seguenti criteri:

- aste al ribasso con oggetto il valore economico del TEP risparmiato [€/TEP];
- criterio del *pay as bid* con valore costante per il periodo di incentivazione specificato nel bando d'asta gestito dal GSE;
- aste su specifiche tecnologie, tipologie progettuali, ambiti di intervento o settori economici;
- valore posto a base d'asta legato all'andamento dei prezzi dei CB, alle specificità della tecnologia o della tipologia progettuale, alle esternalità ambientali positive generate;
- accesso alle aste riservato ai soggetti che sostengono l'investimento in linea con il meccanismo dei CB;
- copertura dei costi del meccanismo a valere sulle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale.

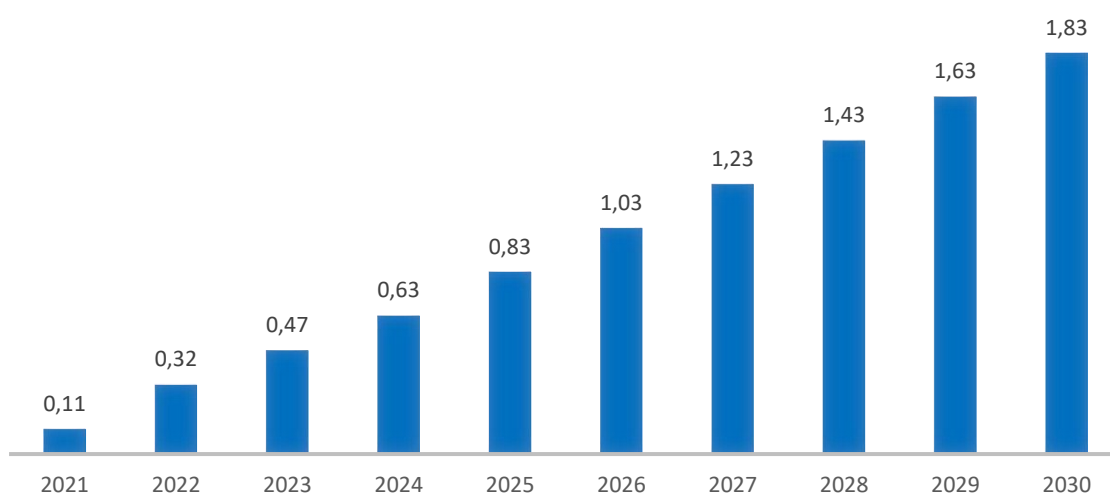
Sul lato degli interventi ammissibili sarà fondamentale la più efficace promozione di quelli ricadenti nei settori civile e trasporti, anche tramite lo sviluppo delle misure comportamentali. Inoltre, sarà dedicata maggiore attenzione al supporto nei confronti degli operatori. Aspetti, questi ultimi, rilevanti al fine del necessario miglioramento della qualità dei progetti presentati, a beneficio anche del carico amministrativo sostenuto dal GSE.

Infine, un importante contributo alla riduzione dei consumi è quello che può derivare da interventi che hanno ad oggetto l'efficientamento dei Data Center. Al riguardo, è in corso di valutazione l'avvio di uno studio volto a verificare la possibilità di estendere il meccanismo dei CB anche a tali fattispecie.

#### *Stima degli indicatori energetici*

Al fine di stimare l'apporto del meccanismo dei Certificati Bianchi agli obiettivi di risparmio si valutano i risparmi di energia finale degli interventi già realizzati e promossi dal meccanismo dal 1° gennaio 2021 e quelli nuovi che si stima verranno generati negli anni seguenti e continueranno a generare benefici fino almeno al 31 dicembre 2030. Nella Figura seguente si riporta una stima della generazione annuale di tali risparmi pari a circa 9,5 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 39 - Risparmi annui di energia finale attesi da nuovi interventi promossi con il meccanismo dei Certificati Bianchi (Mtep)



#### ❖ DETRAZIONI FISCALI PER LA RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA E IL RECUPERO DEL PATRIMONIO EDILIZIO

Ai fini dell'agevolazione degli interventi di riqualificazione degli edifici residenziali, sono ad oggi attive diverse misure di incentivazione che adottano il meccanismo delle detrazioni fiscali. Tra queste:

- **Superbonus:** riconosce, fino al 2025, una detrazione dilazionata in 4 anni e con aliquote decrescenti (110%, 90%, 70%, 65%) in funzione del tipo di soggetto beneficiario, per interventi di riqualificazione profonda sotto il profilo energetico e sismico. La misura è finanziata per circa 14MLD€ con risorse PNRR (M2C2-I.2.1), per circa 4,5MLD€ con risorse del Piano nazionale complementare al PNRR e con risorse nazionali da pianificazione di bilancio 2021-2026.

A maggio 2024, il numero totale delle asseverazioni è pari a circa 496.000 unità, per un totale di circa 117 miliardi di euro di investimenti ammessi a finanziamento (112 miliardi per lavori già conclusi);

- Ecobonus: riconosce, fino al 2024, una detrazione dilazionata in 10 anni e con aliquote variabili (50-75%) in funzione della singola tipologia di intervento di efficienza energetica realizzato. La misura è finanziata con risorse nazionali da pianificazione di bilancio. Dal 2007 al 31 dicembre 2022 sono stati realizzati oltre 4,6 milioni di interventi ed attivati circa 38 miliardi di € di investimenti; dal 2014 al 2020 il tasso investimenti mobilitati è stato costante e di poco superiore ai 3MLD€, nel solo 2021 e 2022, anche grazie agli strumenti della cessione del credito e sconto in fattura, sono stati realizzati oltre 2milione di interventi, ovvero circa 14,4 miliardi di € di investimenti;
- Bonus casa: riconosce, fino al 2024, una detrazione dilazionata in 10 anni del 50% per singoli interventi di riqualificazione degli edifici, compresi interventi di efficienza energetica;
- Bonus elettrodomestici: riconosce, fino al 2024, una detrazione dilazionata in 10 anni del 50% per acquisto di elettrodomestici ad alta efficienza;
- Sismabonus: riconosce, fino al 2024, una detrazione dilazionata in 10 anni e con aliquote variabili (50-85%) per interventi di riduzione del rischio sismico degli edifici, anche congiuntamente ad intervento di efficienza energetica;
- Altri bonus: riconoscono detrazioni in misura variabile (50-75%) in 5-10 anni per singoli interventi non di natura energetica come Bonus verde e Bonus per abbattimento delle barriere architettoniche. Fino al 2021 erano inoltre attivi il Bonus idrico ed il Bonus ricariche elettriche e fino al 2022 il bonus facciate.

Alle citate detrazioni, sono inoltre affiancati strumenti finanziari di supporto, ovvero la cessione del credito e lo sconto in fattura di cui all'art. 121 del DL 34/2020.

#### *Linee evolutive previste*

Al fine di rispondere agli sfidanti obiettivi per il settore residenziale al 2030 e al 2050 previsti dalle nuove direttive EED e EPBD (c.d. Case green) e dal presente Piano, si prevede l'attuazione di una riforma generale delle detrazioni, che affronti con un approccio integrato ed efficiente le opere di riqualificazione degli edifici residenziali esistenti e superi l'attuale frammentazione delle varie detrazioni ad oggi attive.

Un approccio integrato, infatti, consentirebbe di ottimizzare le tempistiche ed i costi di riqualificazione di un edificio, favorendo gli interventi di riqualificazione profonda in un'ottica di sostenibilità che interessi vari ambiti: quello energetico, sotto il profilo dell'efficienza, della produzione di energia da fonti rinnovabili e dell'elettrificazione dei consumi; quello della digitalizzazione degli edifici e del dialogo con le altre infrastrutture quali quella dei trasporti; quello della sicurezza con riferimento agli aspetti sismici e all'antincendio; quello di tutela ambientale con riferimento alla riduzione dei consumi idrici e all'uso del verde.

La riforma del quadro normativo, pertanto, riguarderà congiuntamente tutti gli aspetti citati, prevedendo una modulazione dei benefici in funzione delle performance generali raggiunte dall'edificio, da ottenere attraverso interventi con vari livelli di priorità. La riforma dovrà avere una durata almeno decennale per rispondere agli sfidanti obiettivi previsti per il settore residenziale. In particolare, essa dovrà:

- essere indirizzata prevalentemente alle unità immobiliari soggette all'obbligo della direttiva 1275/2024 cosiddetta Case green (prime case, unità immobiliari con classe energetica bassa, situazioni di povertà energetica, etc.);
- garantire benefici distribuiti in un massimo di 10 anni;
- ammettere interventi sia singoli, sia di riqualificazione energetica profonda (combinazione di più interventi);

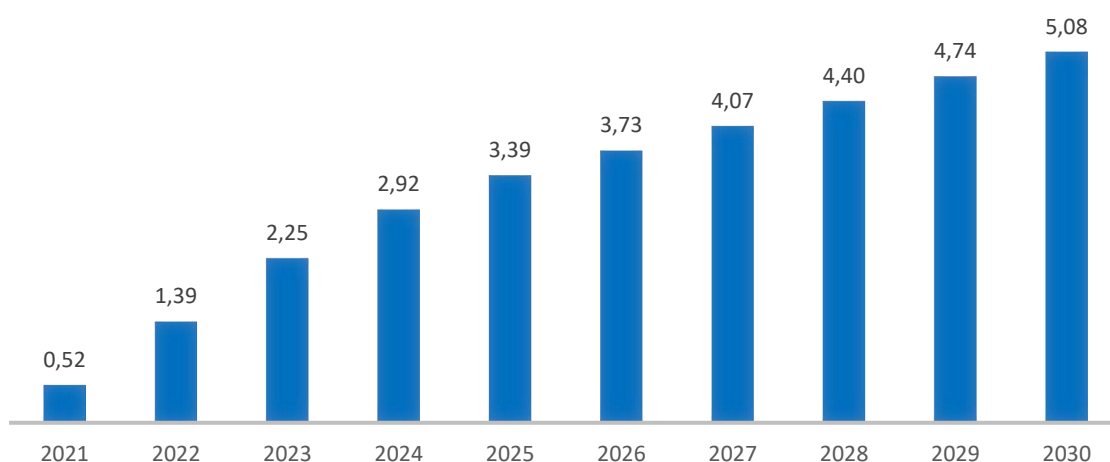
- garantire i benefici ridotti per gli interventi singoli e, per gli interventi di riqualificazione energetica profonda, benefici crescenti in funzione della performance energetica raggiunta, tenendo anche conto delle performance sismiche per le aree ad alto rischio. Gli interventi energetici saranno “trainanti” rispetto a tutti gli altri interventi;
- garantire costi massimi specifici omnicomprensivi sia per singoli interventi, sia per interventi di riqualificazione energetica profonda, di semplice verifica e univoci per l'intero territorio nazionale;
- essere affiancata da strumenti finanziari di supporto, ad esempio finanziamenti a tasso agevolato, anche a copertura totale dei costi di investimento, con condizioni di favore per le persone in condizioni di povertà energetica. In tale ambito, sono in previsione anche l'individuazione di sinergie con la riforma del Fondo nazionale efficienza energetica.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

I risultati ottenuti dall'attivazione dello strumento a oggi sono stati notevoli e permettono di effettuare una stima del potenziale di risparmio del meccanismo negli anni futuri e fino al 2030. Nella Figura seguente si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030, considerando gli apporti connessi alle misure vigenti, ovvero quelli derivanti da nuovi investimenti stimolati dalla citata riforma.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 32,5 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 40 - Risparmi di energia finale previsti per le detrazioni fiscali (Mtep)



#### ❖ **CONTO TERMICO**

Il Conto Termico è lo strumento messo a disposizione dei privati e della PA per incentivare la realizzazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Il meccanismo è disciplinato dal D.M 16 febbraio 2016, recante aggiornamenti al D.M. 28 dicembre 2012, che concorre al raggiungimento degli obiettivi nazionali per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica.

Gli interventi incentivabili mediante il Conto Termico sono volti alla riqualificazione del patrimonio edilizio grazie a un processo di trasformazione dell'assetto edificio–impianto mediante la sostituzione degli elementi preesistenti e operano per il raggiungimento dell'efficienza stimolando la riduzione del fabbisogno di energia termica, la produzione di energia necessaria attraverso

apparecchi più performanti e, infine, l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione dell'energia termica necessaria agli usi finali.

Dall'avvio del meccanismo (2013) al 31 dicembre 2023 sono pervenute circa 683 mila richieste di incentivi e impegnati 2 miliardi e 245 milioni di euro di cui:

- 821 milioni di euro per interventi realizzati dalla PA;
- 1 miliardo e 424 milioni di euro per interventi realizzati da privati.

Nel 2023 sono stati riconosciuti in accesso diretto, mediante il Conto Termico, oltre 326 milioni di euro di incentivi, di cui oltre 212 milioni di euro a soggetti privati per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili termiche e oltre 114 milioni di euro per interventi di efficientamento energetico e produzione termica da fonti rinnovabili termiche negli edifici della Pubblica Amministrazione.

Gli incentivi prenotati dalla PA nel 2023 ammontano a circa 136 mln€, in particolare per edifici nZEB (circa 105 mln€).

Tra il 2013 e il 2023 risultano contrattualizzate in accesso diretto circa 631 mila richieste di incentivazione con il Conto Termico per impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili termiche, in particolare generatori a biomasse (circa 376 mila interventi), impianti solari termici (oltre 169 mila interventi) e pompe di calore (circa 82 mila interventi).

Nel 2023 si assiste a una crescita del 22% nel numero di impianti a fonti rinnovabili termiche contrattualizzati nell'ambito del meccanismo del Conto Termico, rispetto al 2022; tale andamento è trainato in particolare dalle pompe di calore (+116%) e dal solare termico (+31%). L'evoluzione del settore degli impianti a biomassa si mantiene pressoché costante sui livelli sostenuti del passato.

I risparmi di energia finale riconducibili agli interventi realizzati su base cumulata 2021- 2022 ammontano a 0,483 Mtep.

#### *Linee evolutive previste*

Il Conto Termico, seppur partito con volumi di richieste ridotti, ha mostrato una importante tendenza di crescita dei risultati, in modo particolare per gli interventi di riqualificazione degli edifici della Pubblica Amministrazione attraverso l'impiego dello strumento della prenotazione. Il meccanismo del Conto Termico è uno strumento di incentivazione adatto a favorire la realizzazione di interventi di efficientamento degli immobili della pubblica amministrazione sia in quanto a esse è precluso l'accesso alle detrazioni fiscali sia in virtù della possibilità di accedere agli incentivi mediante la prenotazione, utile non solo per la possibilità che offre di riconoscere gli incentivi in anticipo rispetto alla realizzazione degli interventi, ma anche perché in grado di facilitare l'accesso a ulteriori fonti di finanziamento complementari. Per tale ragione si prevede di rimodulare il plafond a disposizione della PA.

È in atto ora il processo di aggiornamento della disciplina del Conto Termico, che tiene conto delle linee evolutive indicate dalla normativa nazionale e dal protocollo di intesa che istituisce il "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria" firmato dalle amministrazioni competenti dello Stato centrale e dalle regioni e province autonome coinvolte nel problema di superamento dei limiti di inquinanti nell'aria. Ha contribuito alla revisione della disciplina anche l'evoluzione del quadro normativo di riferimento in materia di efficienza energetica. In particolare, rileva l'aggiornamento delle direttive sul rendimento energetico nell'edilizia (c.d. EPBD), sull'efficienza energetica (c.d. EED), nonché sulla promozione delle fonti rinnovabili (c.d. RED).

Dal 28 marzo 2024 al 10 maggio 2024 si è svolta la consultazione pubblica sullo schema di decreto Conto Termico 3.0, con l'obiettivo di condividere i principali contenuti dell'aggiornamento e raccogliere osservazioni e spunti dalle parti interessate, anche in relazione all'impatto sulla



concorrenza e alla proporzionalità della misura, per la conclusione del processo di definizione del decreto.

Nello schema di decreto Conto Termico 3.0 la platea di soggetti si amplia e si diversifica. Si prevede, infatti, che al meccanismo incentivante possano partecipare anche le comunità energetiche rinnovabili, le configurazioni di autoconsumo e gli enti del terzo settore. Per i soggetti privati, ivi inclusi gli enti del terzo settore, si prevede: in ambito civile residenziale, la possibilità di incentivare unicamente interventi di piccole dimensioni per la produzione termica da FER e per l'installazione di sistemi ad alta efficienza; in ambito civile non residenziale, tutti gli interventi ammessi al beneficio dal Conto Termico 3.0.

In merito agli interventi ammissibili, lato efficienza energetica, si aggiungono i seguenti interventi:

- installazione di elementi infrastrutturali per la ricarica privata di veicoli elettrici, anche aperta al pubblico;
- installazione di impianti solari fotovoltaici e relativi sistemi di accumulo, presso l'edificio o nelle relative pertinenze.

Per questi interventi è prevista una condizione vincolante: che siano effettuati parallelamente alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti a pompe di calore elettriche.

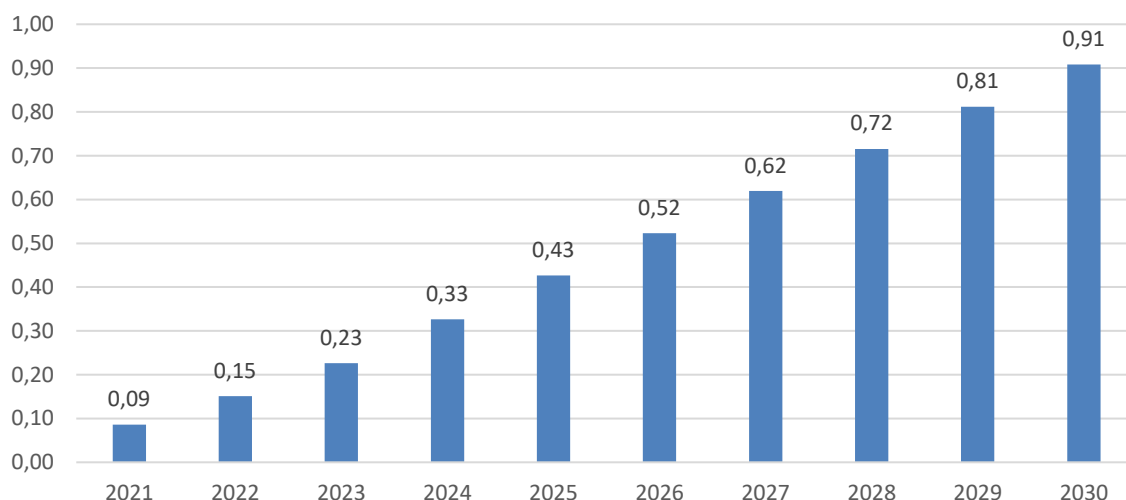
Sul fronte degli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza l'elenco si fa più articolato, vedendo la scomparsa dell'incentivazione delle caldaie a condensazione e aggiungendo a quanto già previsto dalla norma l'installazione di unità di microgenerazione a fonti rinnovabili e l'allaccio al teleriscaldamento. Per ogni intervento, sono poi dettagliate le condizioni specifiche di ammissibilità, oltre al fatto che sono predisposti massimali di spesa e modalità di accesso al contributo.

Sempre nell'ambito del Conto Termico, al fine di promuovere l'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 10 del decreto legislativo 199/2021, è in corso lo studio per la definizione di un meccanismo ad aste per l'incentivazione di impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

I risultati ottenuti dall'attivazione dello strumento a oggi permettono di effettuare una stima sul potenziale di risparmio del meccanismo negli anni futuri e fino al 2030. Nella Figura seguente si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030. L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 4,8 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 41 - Risparmi di energia finale previsti per il Conto Termico (Mtep)



#### ❖ **FONDO NAZIONALE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA**

Il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE), istituito dall'articolo 15 del D.Lgs. 102/2014, è un fondo a natura mista destinato al finanziamento di interventi di efficienza energetica. Attivo dal maggio 2019, è disciplinato dal DM 22 dicembre 2017 e gestito da Invitalia, con una dotazione finanziaria di circa 350M€. Il FNEE è articolato in due sezioni: il 30% delle risorse è destinato alla concessione delle garanzie ed il 70% all'erogazione dei finanziamenti agevolati, con un tasso del 0,25%.

Dall'avvio del meccanismo al 31 dicembre 2023 sono stati ammessi a finanziamento 24 progetti di efficienza energetica, per un valore complessivo di circa 19 milioni di euro, che corrispondono a oltre 34M€ investimenti attivati, per un risparmio atteso di circa 4 ktep.

#### *Linee evolutive previste*

Nell'ambito del PNRR (M2C3), tra le misure previste dalla Riforma 1.1 "Semplificazione e accelerazione delle procedure per gli interventi di efficientamento energetico" è stato inserito l'aggiornamento ed il potenziamento del FNEE (sotto riforma 1.1c).

Detta riforma è stata attuata per il tramite del comma 514, articolo 1, della legge 30 dicembre 2021, n. 234, che ha introdotto una quota di fondo perduto, quale ulteriore strumento in affiancamento a quelli già attivi.

Inoltre, è in fase di finalizzazione una riforma più profonda della misura che insiste sui seguenti punti:

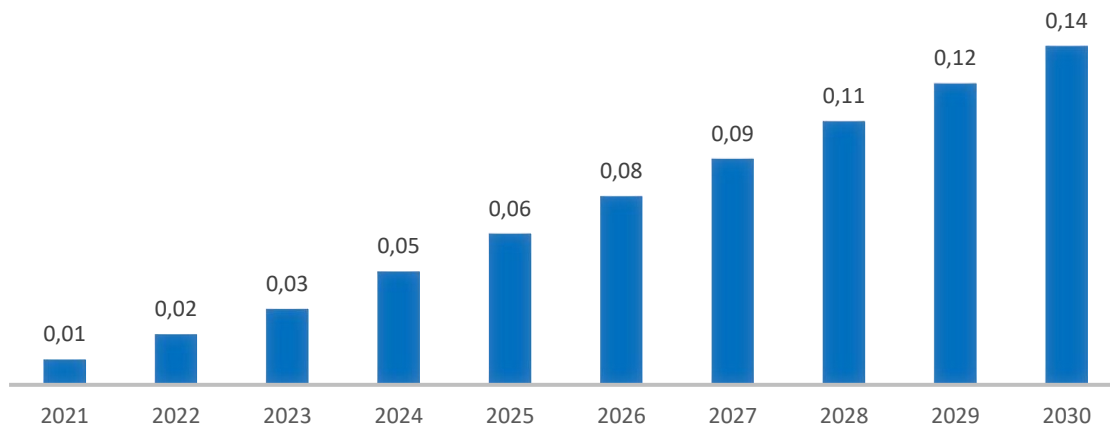
1. migliorare l'efficacia dello strumento del finanziamento agevolato, grazie all'attivazione della sezione in conto capitale di cui alla citata L. 234/2021. La previsione è quella di indirizzare il contributo esclusivamente a interventi riferiti al settore civile non residenziale pubblico e a qualunque intervento effettuato tramite contratti EPC;
2. attivare la sezione garanzie, ivi inclusa quella per il settore residenziale civile. La previsione è infatti quella di finalizzare il decreto di attivazione della predetta sezione e, nell'ambito della stessa, introdurre una sub-sezione dedicata agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici nell'ambito dell'Ecobonus, secondo quanto previsto dalla L. 205/2017;

3. migliorare la promozione dello strumento. Si prevede l'introduzione di una campagna di comunicazione che veda Invitalia parte attiva del processo, congiuntamente a GSE ed ENEA, quali soggetti gestori di altre misure cumulabili con le agevolazioni del FNEE (certificati bianchi, conto termico, detrazioni fiscali), in grado di creare un "prodotto" finanziario appetibile per il mercato;
4. ridurre la complessità del meccanismo tramite l'applicazione esclusiva del GBER, semplificare l'ambito oggettivo della misura in relazione all'ambito soggettivo, eliminare la cabina di regia quale organismo che rilascia l'esito definitivo delle singole istruttorie, semplificare l'iter istruttorio tramite il coordinamento con altri strumenti agevolativi;
5. introdurre altre misure di potenziamento e adeguamento al nuovo GBER, finalizzate anche ad un maggior coordinamento con altri strumenti agevolativi nei casi ammissibili di cumulabilità con quest'ultimi.
6. migliorare l'efficacia della misura attivando forme di collaborazione con la BEI, con la previsione di costituzione di un Fondo dei Fondi.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Il Fondo è pienamente operativo dal maggio 2019. Nella Figura successiva si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030, sulla base delle performance della misura al 2021. L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 0,7 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 42 - Risparmi di energia finale previsti per il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (Mtep)



#### ❖ **PIANO TRANSIZIONE 4.0 E 5.0 (EX PIANO IMPRESA 4.0)**

È una misura che raccoglie diversi interventi legislativi volti a fornire crediti d'imposta per stimolare gli investimenti da parte delle imprese nell'innovazione e nella sostenibilità che comprendono:

- credito d'imposta per investimenti in beni strumentali: volto a supportare e incentivare le imprese che investono in beni strumentali nuovi, materiali e immateriali, funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi;
- credito d'imposta ricerca e sviluppo, innovazione tecnologica, design e ideazione estetica: volto a stimolare gli investimenti in ricerca e sviluppo, Innovazione tecnologica, anche nell'ambito del paradigma 4.0 e dell'economia circolare, Design e ideazione estetica;

- credito d'imposta formazione 4.0: volto a sostenere le imprese nel processo di trasformazione tecnologica e digitale creando o consolidando le competenze nelle tecnologie abilitanti necessarie a realizzare il paradigma 4.0.

#### *Linee evolutive previste*

Con l'articolo 38 del Decreto-legge 2 marzo 2024, n. 19 (cosiddetto decreto PNRR) è stata lanciata la misura denominata Transizione 5.0, quale parte integrante della Missione 7 "REPowerEU". Il budget è di 6,3 miliardi di euro destinati agli anni 2024 e 2025. L'entrata in vigore di tale misura è subordinata all'emanazione del decreto attuativo interministeriale in via di pubblicazione.

La misura rappresenta un'evoluzione del concetto di Piano 4.0 e promuove gli investimenti in nuove tecnologie digitali volte alla razionalizzazione dei consumi energetici. Si delineano due percorsi distinti per gli investimenti in nuovi beni strumentali sul territorio italiano: la transizione digitale 4.0 e la più ambiziosa transizione digitale ed energetica 5.0. Non è consentito cumulare i benefici offerti da entrambe le transizioni per lo stesso investimento.

La Transizione 5.0 richiede il raggiungimento di specifici obiettivi di efficienza energetica attraverso l'adozione di beni 4.0 e offre incentivi per diverse categorie di investimenti, compresi gli asset digitali 4.0, l'installazione di dispositivi per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili e programmi di formazione del personale.

La procedura per accedere al credito d'imposta coinvolge il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e comprende varie fasi, dalla prenotazione alla certificazione finale. È necessario fornire comunicazioni periodiche e certificazioni tecniche attestanti il risparmio energetico conseguito, oltre a una verifica da parte del revisore legale dei conti e una conferma dell'integrazione dei beni nell'ambito aziendale.

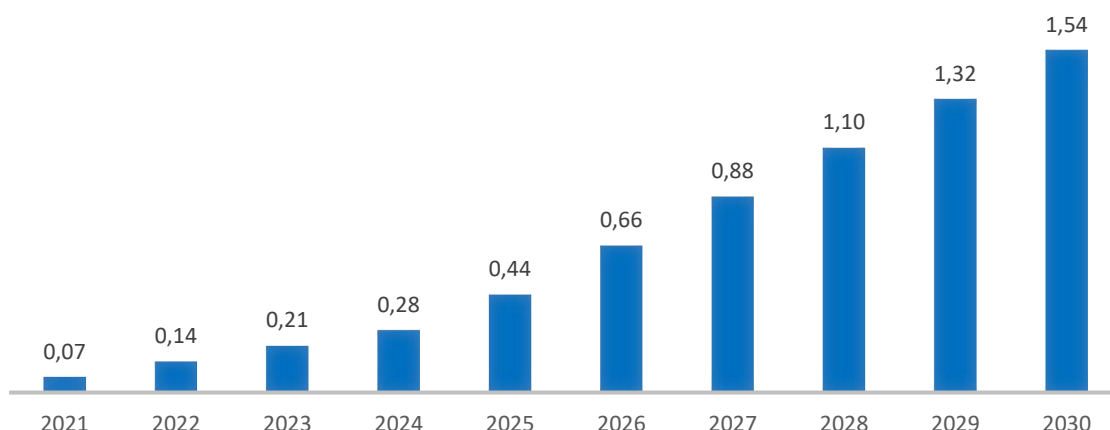
L'ammontare del credito d'imposta è correlato alle spese sostenute e può raggiungere fino al 45% in base alla riduzione effettiva dei consumi energetici ottenuta. Per le PMI, sono previsti ulteriori incentivi riguardanti i costi delle certificazioni relative al risparmio energetico. Le modalità di utilizzo prevedono la compensazione tramite F24 entro il 31 dicembre 2025, con la possibilità di estinguere eventuali residue quote in 5 rate annuali di pari importo.

In sintesi, la Transizione 5.0 costituisce un incentivo articolato e mirato a favorire investimenti che coniughino digitalizzazione e risparmio energetico, con regole di utilizzo e monitoraggio più avanzate rispetto al precedente Piano Transizione 4.0.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati in conformità al Piano Transizione 4.0 e 5.0 si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 6,6 Mtep di energia finale, ipotizzando che le misure sopra descritte del Piano Industria 4.0, o similari, rimangano attive fino al 2030.

Figura 43 - Risparmi di energia finale previsti per Piano Transizione 4.0 e 5.0 (Mtep)



#### ❖ **PROGRAMMA DI RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE (PREPA) (EX PREPAC)**

Il Programma ha l'obiettivo di efficientare annualmente almeno il 3% della superficie utile climatizzata del patrimonio edilizio dello Stato, attraverso erogazione di finanziamenti in conto capitale nella misura del 100% dei costi ammissibili, così come previsto dall'art. 5 del D.Lgs. 102/2014. La valutazione dei progetti avviene con il supporto tecnico del GSE ed ENEA, mentre la concessione dei finanziamenti avviene ad opera del MASE. Le fasi realizzative sono invece gestite direttamente dal Ministero della Difesa per gli edifici di competenza, ovvero dai Provveditorati per le Opere Pubbliche, anche con il supporto dell'Agenzia del Demanio. Le proposte progettuali approvate nel periodo 2014-2018 ha sempre garantito il raggiungimento dell'obiettivo di riqualificazione, performance inferiori si sono registrate dal 2019 ad oggi. Su circa 310 progetti approvati al 30 aprile 2024 (circa 428M€ di investimento), 86 sono in fase di esecuzione lavori e/o conclusi.

#### *Linee evolutive previste*

Al fine di accelerare la fase realizzativa dei progetti, nell'ambito del PNRR (M2C3), tra le misure previste dalla Riforma 1.1 "Semplificazione e accelerazione delle procedure per gli interventi di efficientamento energetico" è stato inserito il potenziamento del PREPAC (sotto riforma 1.1d). A tal fine, con l'articolo 19 del DL 17/2022 è stata introdotta una disposizione in base alla quale l'Agenzia del Demanio può affiancare i Provveditorati interregionali delle opere pubbliche nella realizzazione degli interventi, anche avvalendosi di strumenti di acquisto e negoziazione telematici.

Considerando tuttavia che, in attuazione del Dlgs 102/2014, la misura sarà attiva fino al 2030, si ritiene opportuno una profonda riforma della stessa, anche in considerazione dell'obbligo minimo di riqualificazione energetica degli edifici di tutte le pubbliche amministrazioni locali e di risparmio energetico minimo annuale, imposto dalla direttiva EED in fase di pubblicazione. Conseguentemente, si prevede di creare un meccanismo di allocazione del predetto obbligo a livello regionale, mantenendo una governance centrale presso il MASE. Il sistema dovrà pertanto prevedere:

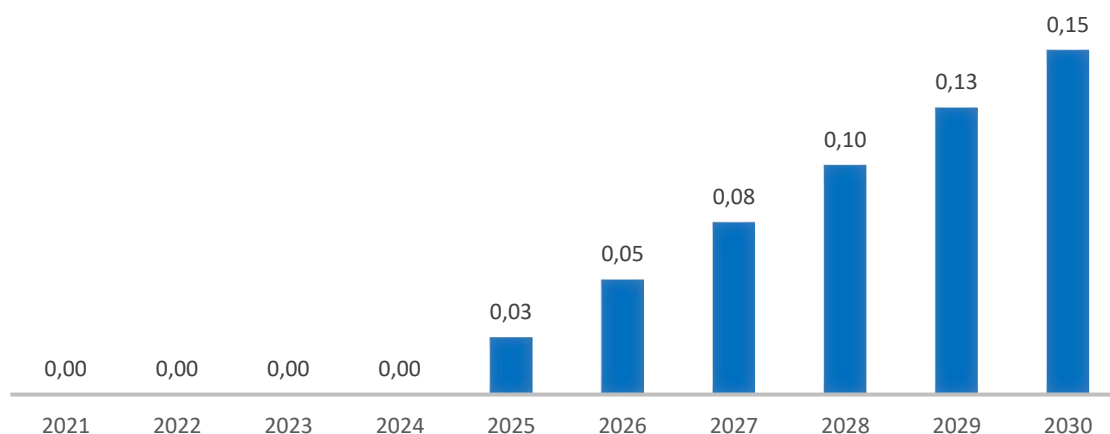
- una quantificazione degli obblighi (centrali e regionali), sulla base di una puntuale identificazione del patrimonio immobiliare interessato, valorizzando anche le informazioni del Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici;

- la definizione di un quadro normativo di raccordo tra tutti i meccanismi nazionali (Conto termico, FNEE, Fondo Kyoto, certificati bianchi) attualmente vigenti che interessano gli edifici della pubblica amministrazione, al fine di massimizzare l'impiego delle risorse;
- la previsione che tutte le programmazioni di settore regionale debbano concorrere al raggiungimento del predetto obiettivo;
- l'introduzione di misure di semplificazione per la realizzazione degli interventi di efficienza energetica, sia con riferimento al codice degli appalti pubblici, sia con riferimento all'impiego di strumenti di negoziazione CONSIP;
- la definizione di un meccanismo incentivante per interventi o tipologia di edifici non già coperti da altre misure nazionali, prevedendo agevolazioni fino al 100% dei costi ammissibili ricorrendo in prevalenza al contributo in conto capitale, eventualmente supportato per la quota mancante da finanziamenti a tasso agevolato;
- la definizione di un puntuale sistema di monitoraggio di tutti i meccanismi attualmente vigenti (sia nazionali, che regionali) che interessano gli edifici della pubblica amministrazione.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati in conformità al PREPA si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 0,54 Mtep di energia finale, derivanti da nuovi progetti realizzati a partire dal 2025 e stimato in base al conseguimento dell'obiettivo di riqualificazione previsto dall'articolo 6 della EED III.

Figura 44 - Risparmi di energia finale previsti dalla misura PREPA (Mtep)



#### ❖ **PROGRAMMI D'INFORMAZIONE E FORMAZIONE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA**

L'art. 13 del D.lgs. 102/2014, ha previsto che l'ENEA, a partire dal 2021 e fino al 2030, attui un programma di informazione e formazione (PIF) triennale finalizzato a promuovere e facilitare l'uso efficiente dell'energia. I cardini del primo PIF 2021-2023 risiedono nella valorizzazione degli strumenti incentivanti attivi e sulla promozione di una cultura indirizzata alla riqualificazione degli edifici. Il PIF costituisce la cornice di riferimento per le attività di comunicazione e disseminazione dell'iniziativa: Italia in classe A, campagna nazionale realizzata da ENEA.

*Linee evolutive previste*

Il D.lgs. 102/2014 prevede un importo di 3 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2021 al 2030, a valere sulla quota spettante al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) dei proventi annui delle aste delle quote di emissione di CO<sub>2</sub>.

Nel periodo 2021-2030 sarà attribuita ulteriore importanza alle attività di informazione e formazione e si valuterà pertanto l'avvio di un nuovo programma sulla scorta dell'esperienza maturata con il PIF in corso di attuazione. Sarà ad ogni modo garantita:

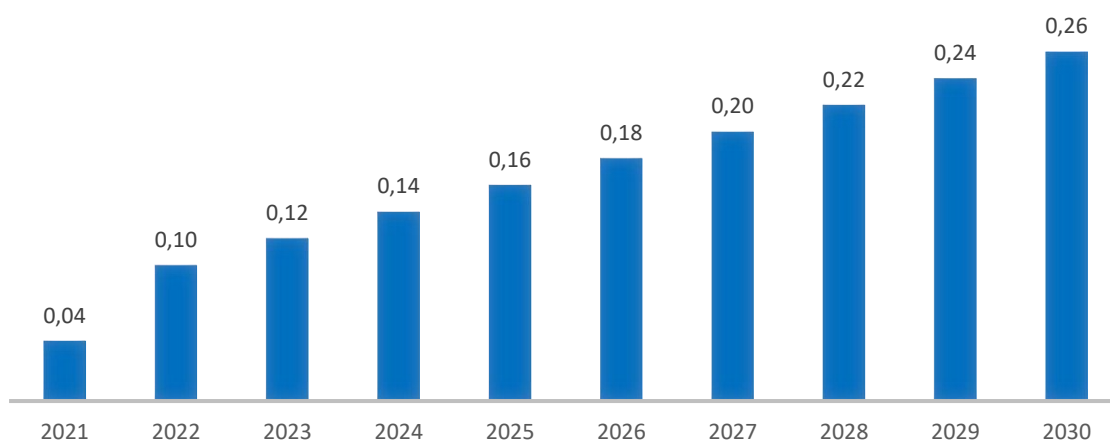
- la valorizzazione degli strumenti incentivanti attivi;
- la promozione dell'efficienza energetica nel settore civile (residenziale e terziario);
- la promozione della decarbonizzazione del settore industriale attraverso l'efficienza degli usi finali, l'elettificazione dei consumi e i gas rinnovabili nei settori hard-to-abate, anche valorizzando le attività svolte nell'ambito delle diagnosi energetiche.

Infine, sarà approfondito il tema del monitoraggio dei risparmi generati con le politiche di sensibilizzazione, al fine di offrire un supporto sempre più solido alle decisioni in tale ambito, oltre che ai fini del conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati grazie ai Programmi d'informazione e formazione dei consumatori, si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 1,7 Mtep di energia finale.

Figura 45- Risparmi annui di energia finale attesi dal programma di informazione e formazione (Mtep)



#### ❖ **FONDO KYOTO**

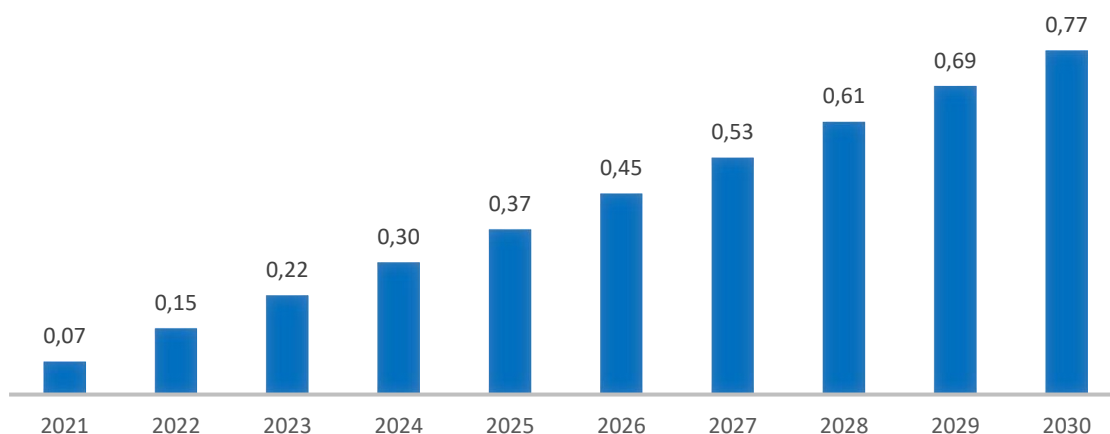
Per la descrizione della misura e delle sue principali linee evolutive si rimanda alla parte VIII del presente paragrafo.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati grazie al Fondo Kyoto, si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 4,2 Mtep di energia finale.



Figura 46- Risparmi annui di energia finale attesi da Fondo Kyoto (Mtep)

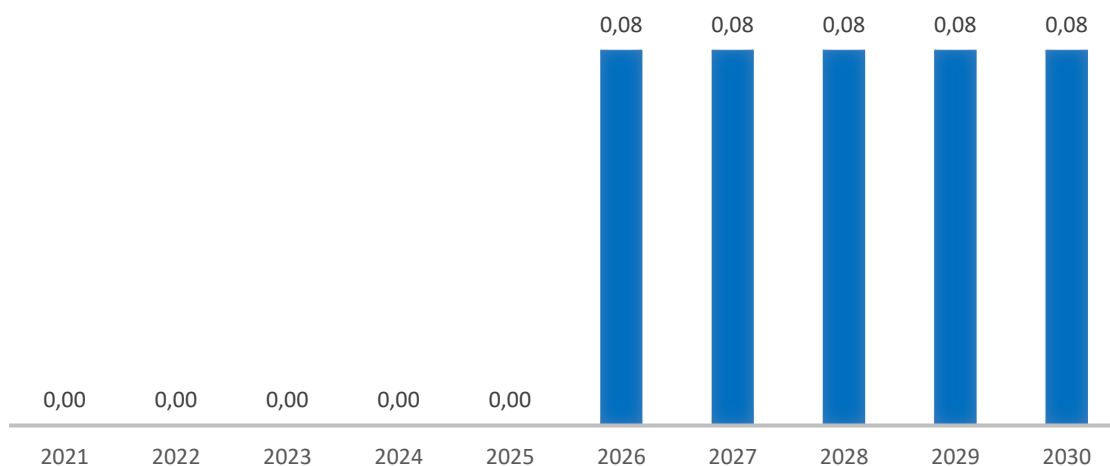
❖ **MISURE PNRR**

Per la descrizione delle misure si rimanda alla parte VIII del presente paragrafo.

*Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati grazie alle misure PNRR, si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 0,4 Mtep di energia finale.

Figura 47- Risparmi annui di energia finale attesi da Misure PNRR (Mtep)

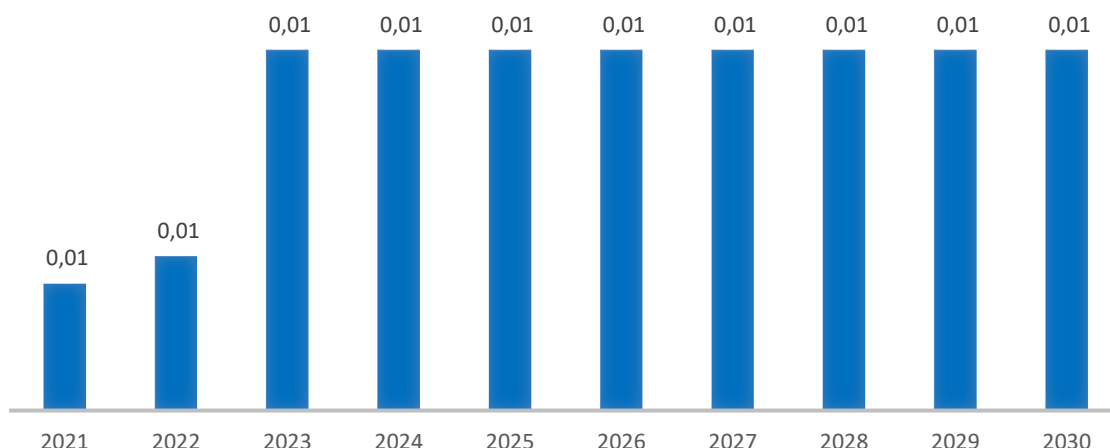
❖ **POLITICHE DI COESIONE**

Per la descrizione delle misure si rimanda alla parte VIII del presente paragrafo.

*Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati grazie alle politiche di coesione, si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 0,07 Mtep di energia finale.

Figura 48 - Risparmi annui di energia finale attesi da politiche di coesione (Mtep)



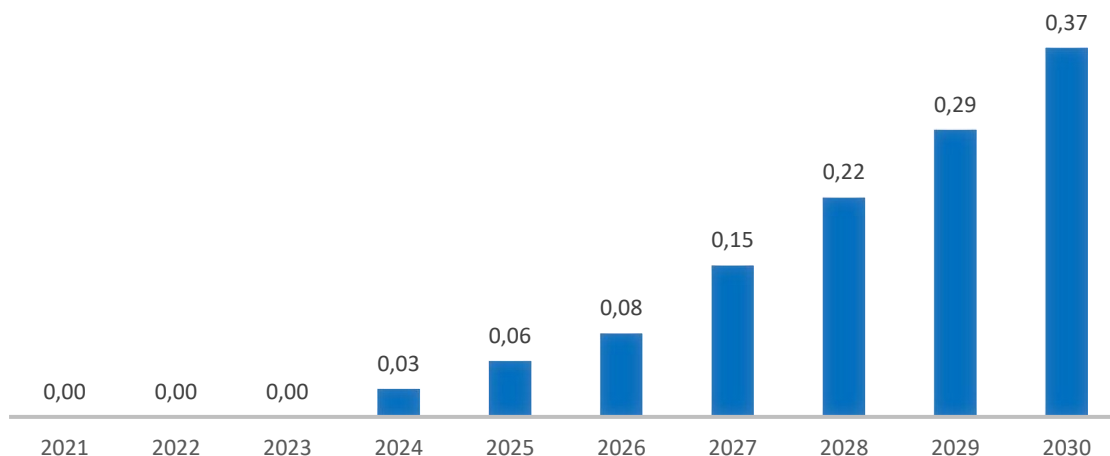
#### ❖ **OBIETTIVO DI RISPARMIO ENERGETICO PER LA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE**

Per la descrizione dell'obiettivo di risparmio energetico relativo alla pubblica amministrazione si rimanda al Par. 2.2 (4) dove è effettuato il calcolo dell'obiettivo ai sensi dell'articolo 6 della EED III.

##### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Assumendo il conseguimento dell'obiettivo menzionato, si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 1,19 Mtep di energia finale.

Figura 49 - Risparmi annui di energia finale attesi dall'obiettivo risparmio per la pubblica amministrazione (Mtep)

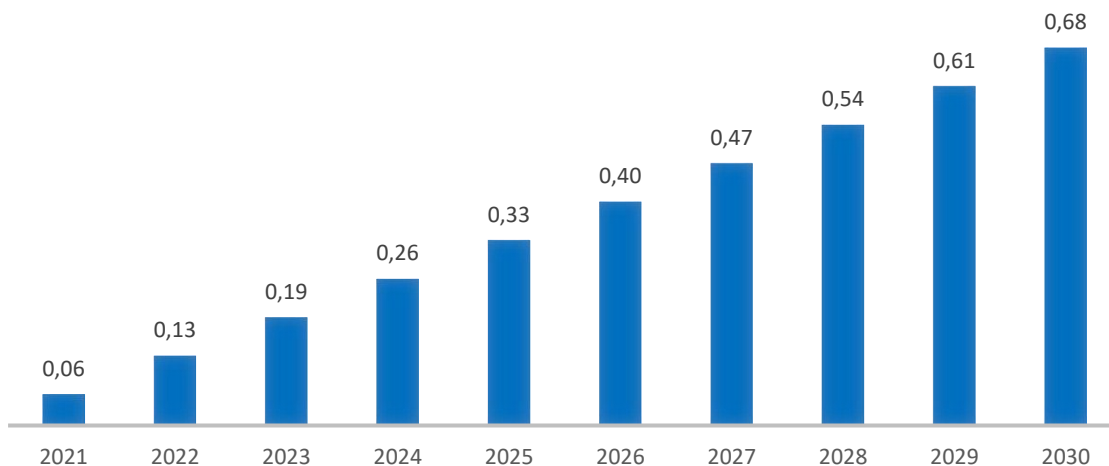


#### † **REQUISITI MINIMI PER GLI EDIFICI E GESTIONE DEGLI IMPIANTI TERMICI**

La stima del risparmio energetico derivante dall'applicazione dei requisiti minimi di efficienza previsti dalla Direttiva EPBD per gli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione, depurati dai risparmi degli interventi che accedono ai meccanismi di incentivazione descritti nel presente paragrafo, nonché degli effetti dell'applicazione dell'aggiornamento del DPR 74/2013 sulla gestione

degli impianti termici (cfr. descrizione delle misure al capitolo 2.2) ammonta in termini di risparmio cumulato al 2030 pari a 3,7 Mtep di energia finale.

Figura 50 - Risparmi annui di energia finale attesi da requisiti minimi (Mtep)



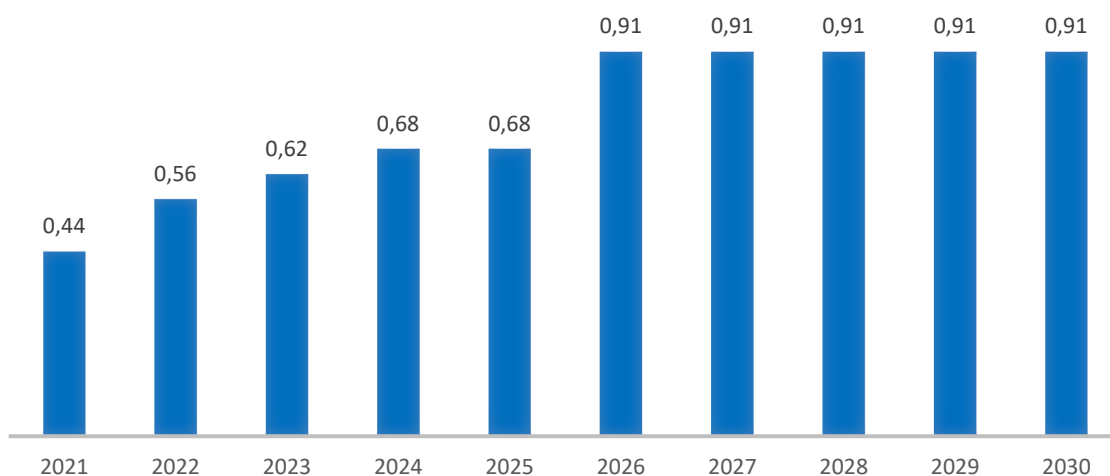
#### ❖ **PACCHETTO MISURE MOBILITÀ SOSTENIBILE**

Diverse sono le misure nazionali e locali attive nel settore dei trasporti e finalizzate alla riduzione dei consumi e delle emissioni. La rassegna delle principali misure nel settore trasporti è contenuta nel paragrafo 3.1.3 riguardante, tra le altre cose, la mobilità a basse emissioni. Nel presente paragrafo sono trattate due tipologie di misure che si ritiene possano apportare un contributo significativo per il raggiungimento del target minimo di risparmio energetico fissato per i regimi obbligatori. Si tratta:

- del rinnovo del parco veicoli del trasporto pubblico locale;
- delle misure per promuovere lo shift modale nel trasporto merci;
- dell'ecobonus veicoli;
- dell'elettrificazione delle banchine, o "cold ironing".

Si è stimato che, per effetto dell'insieme delle misure previste per favorire l'efficienza energetica nel settore trasporti, si otterrà un risparmio cumulato al 2030 pari a circa 8,3 Mtep di energia finale.

Figura 51 - Risparmi annui di energia finale attesi da misure mobilità sostenibile (Mtep)



A seguire si riporta una breve disamina delle principali misure comprese nel pacchetto misure mobilità sostenibile.

#### ❖ **RINNOVO DEL PARCO VEICOLI ADIBITI AL TRASPORTO PUBBLICO LOCALE**

Per la descrizione della misura e delle sue principali linee evolutive si rimanda al Paragrafo 3.1.3.

##### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Si è stimato che, per effetto delle misure previste per il rinnovo dei veicoli pubblici adibiti al trasporto persone, si otterrà un risparmio cumulato al 2030 pari a 0,02 Mtep di energia finale.

#### ❖ **SHIFT MODALE NELL'AMBITO DEL TRASPORTO DELLE MERCI (MAREBONUS, FERROBONUS)**

Per favorire lo shift modale nelle merci verso modalità di trasporto (navale, ferroviario) caratterizzate da minori consumi energetici per tonnellata kilometro trasportata sono attive due misure: Marebonus e Ferrobonus.

Il Marebonus prevede ai sensi di quanto previsto dall'articolo 1, comma 649, della legge 28 dicembre 2015, n. 208, l'erogazione di contributi destinati all'attuazione di scelte modali finalizzate a migliorare e ottimizzare la catena intermodale con conseguente decongestione della rete viaria e riduzione delle esternalità negative del trasporto merci mediante un maggior utilizzo di servizi marittimi Ro-Ro e Ro-Pax in arrivo e/o in partenza da porti situati in Italia verso porti situati in Italia o negli Stati membri dell'Unione Europea o dello Spazio Economico Europeo.

Il Ferrobonus è una misura incentivante a favore degli operatori economici che operano scelte di trasporto a favore del trasporto combinato o intermodale su ferrovia in alternativa al tutto strada. La base giuridica della misura è costituita dall'art. 1, comma 648-649 della legge n. 208/2015 con cui il Governo italiano ha previsto lo stanziamento di risorse statali a favore delle imprese che utilizzano la ferrovia per il trasporto combinato di merci, con origine o destinazione nei nodi logistici del territorio nazionale o degli Stati membri dell'Unione Europea o dello Spazio economico europeo.

##### *Linee evolutive previste*

La misura Ferrobonus è stata finanziata dalla legge di Bilancio 2021 (Legge 30 dicembre 2020, n. 178) fino al 2026 e da ulteriori fondi previsti fino al 2030 nel Decreto Interministeriale N. 347/2022 tra le categorie di intervento del "Fondo per la strategia di mobilità sostenibile".

La misura Marebonus è stata finanziata dalla legge di Bilancio 2021 (Legge 30 dicembre 2020, n. 178) fino al 2026. Ai fini del presente calcolo si ipotizza una sua proroga fino al 2030.

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Si è stimato che, per effetto delle misure previste per favorire lo shift modale nell'abito del trasporto delle merci (Ferrobonus e Marebonus), si otterrà un risparmio cumulato al 2030 pari a circa 3,9 Mtep di energia finale.

#### ❖ **ECOBONUS VEICOLI**

La misura consiste in un contributo all'acquisto, con o senza rottamazione, di veicoli più efficienti e a ridotte emissioni di CO<sub>2</sub>. Il contributo viene riconosciuto come minor prezzo praticato dal concessionario in fattura al momento dell'acquisto. Lo sconto sul prezzo di acquisto viene poi recuperato sotto forma di credito d'imposta per i costruttori ed importatori.

Le categorie di veicoli promossi comprendono:

- Auto elettriche, ibride e a motore termico con un livello di emissioni fino a 135 gr/km di CO<sub>2</sub>;
- Motocicli e ciclomotori elettrici e non elettrici di classe di omologazione uguale o superiore a Euro 5;
- Veicoli commerciali elettrici.

#### *Linee evolutive previste*

La misura prevede stanziamenti al momento fino al 2024 per i seguenti importi:

- Anno 2021: 1.148 milioni di euro;
- Anno 2022: 630 milioni di euro;
- Anno 2023: 630 milioni di euro;
- Anno 2024 640 milioni di euro.

A giugno 2024 sono state riaperte le prenotazioni per l'incentivo Ecobonus, a seguito dell'entrata in vigore del nuovo DPCM 20 maggio 2024, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 25 maggio 2024.

A partire da tale data è stato possibile inserire sulla piattaforma Ecobonus, gestita da Invitalia, le prenotazioni per i contributi per l'acquisto di veicoli non inquinanti di categoria M1 (autoveicoli), L1e - L7e (motocicli e ciclomotori), N1 e N2 (veicoli commerciali).

Con il nuovo decreto è possibile prenotare anche contributi per l'acquisto di veicoli di categoria M1 usati e veicoli commerciali N1 e N2 anche ad alimentazione non elettrica.

Con avviso successivo saranno rese note anche le date e le modalità per la prenotazione dei contributi per l'acquisto di veicoli di categoria M1 da adibire al servizio taxi o noleggio con conducente e dei contributi per l'installazione di impianti GPL e Metano su veicoli di categoria M1.

Di seguito una tabellina di sintesi della misura per le auto elettriche.

Tabella 43 – Misura Ecobonus auto: contributi auto nuove, categoria M1 (valori in €)

Platea	Elettriche		Ibride Plug-in		Fascia 61-135 gr. CO2/km
	<i>Persone fisiche e giuridiche</i>	<i>Persone fisiche con ISEE&lt;30.000 €</i>	<i>Persone fisiche e giuridiche</i>	<i>Persone fisiche con ISEE&lt;30.000 €</i>	<i>Persone fisiche</i>
<b>Senza Rottamazione</b>	6.000	7.500	4.000	5.000	0
<b>Rottamazione euro 0, 1, 2</b>	11.000	13.750	8.000	10.000	3.000
<b>Rottamazione euro 3</b>	10.000	12.500	6.000	7.500	2.000
<b>Rottamazione euro 4</b>	9.000	11.250	5.500	6.875	1.500
<b>Rottamazione euro 5</b>	0	8.000	0	5.000	0
<b>Soglia massima di prezzo incentivabile, IVA esclusa</b>	35.000		45.000		35.000

I 200 milioni di euro stanziati per la fascia di emissioni tra 0 e 20 g/km sono terminati in meno di dieci ore dall'apertura delle prenotazioni.

#### ❖ **ELETRIFICAZIONE BANCHINE COLD IRONING**

Si tratta di un programma di interventi infrastrutturali in ambito portuale sinergici e complementari al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) di cui al Decreto Ministeriale numero 330 del 13 agosto 2021 – MIT. La misura si pone l'obiettivo di elettrificare le banchine al fine di aumentare l'efficienza energetica, ridurre la dipendenza dai prodotti petroliferi e diminuire l'impatto emissivo nell'ambito dei porti spesso localizzati all'interno dei centri abitati. La misura è in linea con la Direttiva 2014/94/UE (Direttiva DAFI) che stabilisce un quadro comune di misure per la realizzazione di un'infrastruttura per combustibili alternativi nell'Unione Europea. Tale direttiva richiede la realizzazione di una rete di fornitura di energia elettrica lungo le coste con l'obiettivo di completarla entro il 31 dicembre 2025, con preferenza per i porti della rete centrale TEN-T nonché per gli altri porti a meno che non ci sia domanda e/o i costi siano sproporzionati rispetto ai benefici, compresi i benefici ambientali. L'investimento proposto, in linea con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione in termini di efficienza energetica nei trasporti, si propone la realizzazione di una rete di energia elettrica con potenza elettrica installata pari a 682 MW ripartita in 34 porti, di cui 32 appartenenti alla rete TEN-T. Esso consiste nella realizzazione di una rete di sistemi per la fornitura di energia elettrica dalla riva alle navi durante la fase di ormeggio, in modo da ridurre al minimo l'utilizzo dei motori ausiliari di bordo per l'autoproduzione dell'energia elettrica necessaria, riducendo sensibilmente emissioni di CO<sub>2</sub>, ossidi di azoto e polveri sottili. Le risorse destinate alla Misura "Cold Ironing" (PNC- Inv.11) assommano a complessivi euro 675,63 milioni, di cui 326,43 milioni di euro sono stati destinati ad interventi delle Regioni del Sud (circa 48,32%) e 349,20 milioni di euro per interventi delle Regioni del Centro – Nord (circa 51,68%).

#### *Stima dei risparmi energetici conseguibili*

Si è stimato che, per effetto della misura di cold ironing, si otterrà un risparmio cumulato al 2030 pari a circa 1,2 Mtep di energia finale.

❖ **SINTESI DELLE MISURE**

L'Italia, come descritto nei precedenti paragrafi, si propone di raggiungere i risparmi di energia finale calcolati in base a quanto previsto nell'articolo 8, paragrafo 1 della EED per mezzo di diversi meccanismi fondamentali, già attivati o da attivare a livello nazionale.

Si riporta di seguito una tabella di sintesi dei principali elementi degli strumenti descritti.

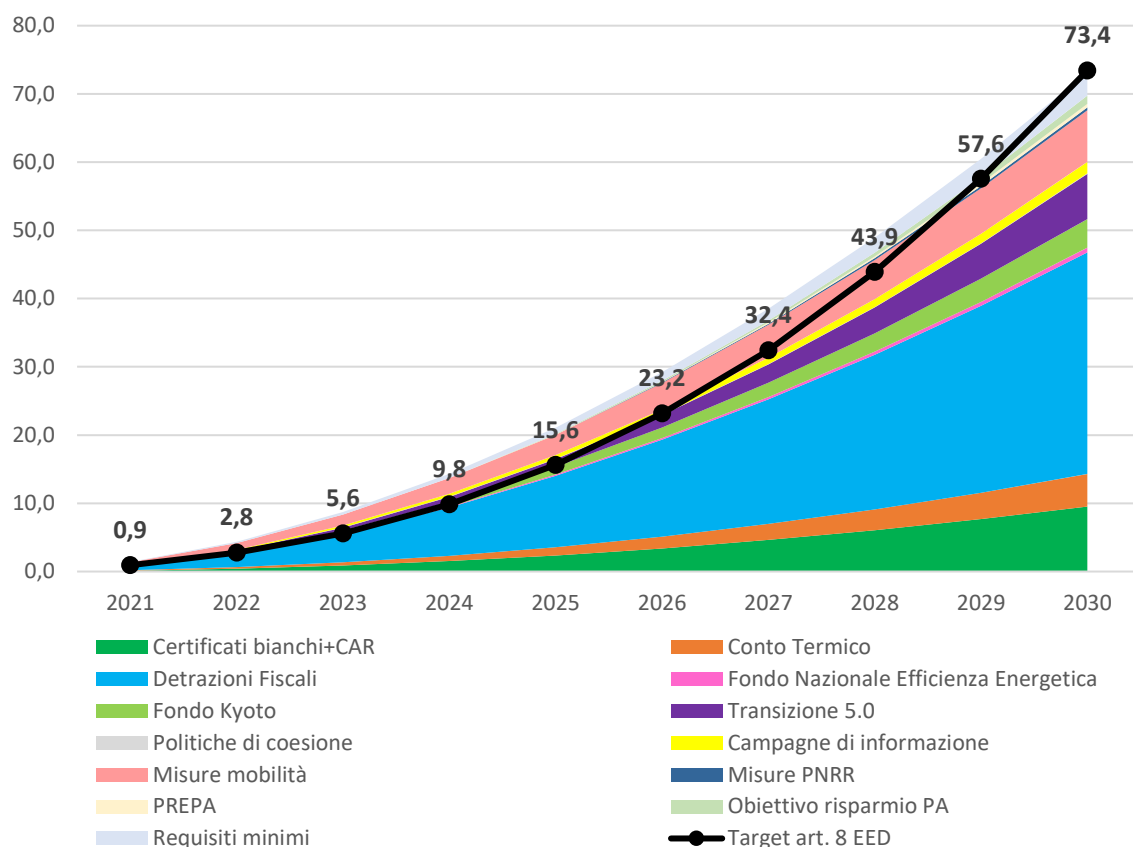


Tabella 44 - riepilogo misure per conseguire i target art.8 EED e i principali settori a cui si rivolgono

Tipologia Misura	Denominazione misura	Settori				Povertà energetica
		Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	
Schema d'obbligo	Certificati Bianchi	X	X	X	X	
	Detrazioni fiscali	X	X			X
	Conto Termico	X	X			X
	Fondo Nazionale Efficienza Energetica	X	X		X	X
	Piano Transizione 4.0/5.0		X	X	X	
	PREPA		X			
	Politiche di coesione	X	X	X	X	X
Misure alternative	Piano informazione e formazione	X	X	X	X	
	Misure PNRR		X	X	X	
	Fondo Kyoto		X		X	
	Risparmio Enti Pubblici		X		X	
	Requisiti Minimi e gestione impianti termici	X	X		X	
	Misure trasporti				X	

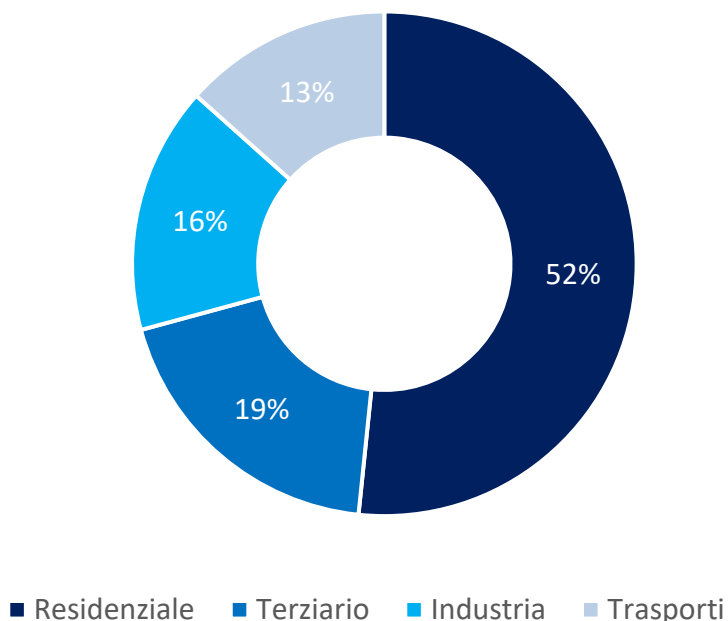
Nella figura seguente si riporta un quadro di sintesi degli obiettivi di risparmio cumulati assegnati ai meccanismi proposti. A fronte di un obiettivo minimo di risparmio di energia finale ai sensi dell'articolo 8 EED pari a 73,4 Mtep, stime preliminari dell'impatto dei meccanismi proposti conducono a un risparmio cumulato sufficiente al conseguimento dell'obbligo. Per mezzo dei risultati annuali forniti dai collaudati strumenti di monitoraggio già impiegati nel periodo 2014-2020, sarà possibile agire qualora si rilevasse una progressione dei risparmi insufficiente al raggiungimento degli obiettivi e proporre opportuni aggiornamenti laddove si osservassero discostamenti tra obiettivi e risultati.

Figura 52 - Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale)



Nel grafico seguente si riporta una valutazione indicativa della ripartizione a livello settoriale dei risparmi cumulati che si stima ottenere al 2030 dalle misure descritte.

Figura 53 - Quadro di sintesi dei risparmi attesi 2021-2030 dalle misure di promozione dell'efficienza energetica, per settore (percentuale)



Come evidente dal grafico sopra riportato, sarà necessario valutare le misure necessarie a incrementare i risparmi nel settore dei trasporti, anche al fine di contribuire al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni nel settore Effort Sharing. Sarà pertanto importante promuovere interventi di riduzione della domanda di trasporto privato (shift modale, mobilità dolce), di realizzazione ed efficientamento delle infrastrutture pubbliche, ivi compresi gli interventi di ampliamento e ammodernamento delle reti di trasporto su ferro e di ottimizzazione logistica e digitalizzazione della gestione autostradale.

Al fine di potenziare il sistema di monitoraggio di tutte le misure attive e di promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, sarà valutata l'opportunità di predisporre in affiancamento al *Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici* descritto nei paragrafi seguenti, ulteriori portali nazionali anche per il settore industriale e dei trasporti. Detti portali, potrebbero infatti fornire informazioni e supporto tecnico utili al MASE e alle altre amministrazioni pubbliche, per il monitoraggio degli obiettivi nazionali in materia di efficienza energetica e integrazione delle energie rinnovabili, nonché per l'elaborazione di strategie, programmi e misure di promozione dell'efficienza energetica. In quest'ottica, potranno svolgere anche funzione di informazione e promozione dell'efficienza energetica raccogliendo le best practice di settore.

Nell'ambito industriale sarà valutato di mettere a sistema tutte le informazioni derivanti dal meccanismo ETS, dai Certificati bianchi, dalla Cogenerazione ad alto rendimento, dalle Diagnosi energetiche e dalle altre misure di incentivazione delle fonti rinnovabili, compreso l'idrogeno.

Analogamente nell'ambito dei trasporti, lo strumento potrà mettere a sistema le politiche di settore attuate ai vari ministeri (MASE, MIMIT e MIT) creando nuove sinergie.

*ii. Strategia di ristrutturazione a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati<sup>74</sup>, comprese*

<sup>74</sup> Conformemente all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE.

*politiche, misure e azioni volte a stimolare ristrutturazioni degli edifici profonde ed efficaci in termini di costi e politiche e azioni volte ad affrontare i segmenti del parco nazionale di edifici caratterizzati dalle prestazioni peggiori, conformemente all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE*

A fine novembre 2020, è stata adottata, ai sensi dell'articolo 2-bis della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici, come modificata dalla direttiva 2018/844/UE, la "Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale".

In attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo 10 giugno 2020, n. 48, di recepimento della direttiva (UE) 2018/844, sulla prestazione energetica degli edifici, l'aggiornamento del DM requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici (decreto MiSE 26 giugno 2015).

Per la trattazione di tali provvedimenti si rimanda a quanto contenuto nel paragrafo 2.2 ii.

Si prevede inoltre:

- L'introduzione di misure per migliorare la qualità degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) nonché di modalità per favorire l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica.
- La promozione dell'adozione di tecnologie di demand response, sistemi di ICT e domotica che consentano il monitoraggio e il controllo della performance degli edifici, come evidenziato anche nella consultazione pubblica.
- Il rafforzamento delle verifiche sul rispetto di normative e standard.
- Il miglioramento dell'integrazione tra le regole per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili negli edifici. Al riguardo, si richiama la disciplina relativa obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, prevista dall'Allegato 3 del decreto legislativo n.199/2021. In particolare, per quanto riguarda gli obblighi di utilizzo di impianti a fonti rinnovabili, si prevede che gli edifici nuovi, o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti ai sensi del decreto legislativo n. 28/2011, siano progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto della copertura del 60% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva.
- La possibilità di introdurre obblighi di efficientamento energetico in occasione delle ristrutturazioni, laddove giustificato in termini di rapporto tra costi e benefici e l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento.
- La promozione di sinergie con le fonti rinnovabili in regime di autoconsumo e comunità energetiche, come evidenziato anche nella consultazione pubblica.

Particolare attenzione sarà posta all'aggiornamento e integrazione degli strumenti di promozione, per i quali si prevede di mettere in campo azioni per incrementare l'efficacia in termini di costi per i beneficiari e per il sistema Paese e per stimolare le ristrutturazioni profonde. Saranno, inoltre, rafforzati i meccanismi di promozione degli interventi negli edifici della Pubblica Amministrazione, che dovranno svolgere un ruolo di esempio e guida per l'intero comparto economico.

Fattori fondamentali per il successo delle misure menzionate sono, inoltre, la semplificazione delle procedure amministrative, l'azione di controllo e di enforcement delle misure implementate, il rafforzamento e la qualificazione del modello ESCo, le azioni di comunicazione e sensibilizzazione, il miglioramento del sistema di monitoraggio e contabilizzazione dei risultati e il supporto alla ricerca e all'innovazione.

Si valuterà la sistematizzazione, a livello nazionale, di tutti i dati meteorologici detenuti a vario titolo da enti pubblici e/o di ricerca e da campagne di rilevamento e certificazione di dati meteorologici in regime continuo, con il fine di costruire una base dati solida per

l'implementazione di modelli di simulazione e certificazione energetica degli edifici in regime dinamico.

Sarà infine valutato sia l'adeguamento della durata della stagione termica di riscaldamento in base a dati meteorologici aggiornati, che l'introduzione di una stagione termica per il raffrescamento estivo.

*iii. Descrizione di politiche e misure volte a promuovere i servizi energetici nel settore pubblico e delle misure per eliminare gli ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che impediscono l'introduzione di contratti di rendimento energetico e altri modelli di servizi di efficienza energetica<sup>75</sup>*

L'articolo 14, comma 4, del D.Lgs. 102/2014 di recepimento della EED, ha previsto il miglioramento del modello contrattuale EPC - già previsto dal D.Lgs. 192/2005 di recepimento della EPBD - tramite gli elementi minimi che devono figurare nei contratti di rendimento energetico sottoscritti con il settore pubblico, elencati all'allegato 8 dello stesso Decreto.

Le recenti modifiche al Codice dei contratti per effetto dell'art. 8, comma 5, lettera c-quater), della legge n. 120 del 2020 hanno introdotto la tipologia del contratto di efficientamento energetico nell'ambito della più ampia categoria delle operazioni di partenariato pubblico privato. In tal modo il Legislatore ha riconosciuto che l'interesse pubblico all'efficientamento energetico, oltre a produrre effetti benefici sotto il profilo ambientale con la riduzione delle emissioni climalteranti e a ridurre la dipendenza energetica, costituisce un volano per la crescita economica. Tuttavia, benché il modello proposto sia indirizzato alle pubbliche amministrazioni per agevolare nella stipula di contratti per promuovere l'efficienza energetica negli edifici da esse occupati; esso è finalizzato a favorire il coinvolgimento degli operatori privati (ESCo, Istituti di credito, ecc.), al fine di generare economie di scala, rendere trasparenti e certi i risultati da conseguire, ancora oggi si registra una scarsa diffusione di tale strumento contrattuale.

Per fare fronte alle difficoltà di implementazione e favorirne la diffusione, su iniziativa del Ministero dell'economia e delle finanze- Dipartimento della Ragioneria Generale dello Stato è stato costituito un apposito Gruppo di lavoro nell'ambito del Tavolo inter-istituzionale sulle operazioni di partenariato pubblico privato, che vede impegnate primarie istituzioni quali l'Anac, l'Istat, l'Anci, il MASE, MIMIT nonché il Dipartimento per programmazione e il coordinamento della politica economica della Presidenza del Consiglio dei Ministri per la definizione delle condizioni minime tecniche, economiche e giuridiche che possano garantire una facilitazione all'uso da parte delle Pubbliche Amministrazioni di questa tipologia di contratto. Al riguardo, si prevede la pubblicazione di un format di "Contratto tipo di rendimento energetico per gli edifici pubblici", in grado indirizzare e supportare le amministrazioni pubbliche nell'utilizzo di questo strumento contrattuale, in grado di incidere oltre che sull'esecuzione dei servizi tecnici richiesti anche sulla gestione economico-finanziaria dell'amministrazione coinvolta. A conferma del ruolo fondamentale dell'EPC, si fa presente che è stata pubblicata la nuova norma UNI CEI EN 17669 "Contratti di prestazione energetica – Requisiti minimi". Per quanto di interesse, la già menzionata norma rappresenta un parametro di riferimento per effettuare valutazioni economiche sugli investimenti necessari per attuare le azioni di miglioramento della prestazione energetica oggetto del contratto a garanzia di prestazione.

*Linee evolutive EPC*

<sup>75</sup> Conformemente all'articolo 18 della Direttiva 2012/27/UE.

È in corso uno studio per verificare se sia opportuno prevedere un obbligo per la PA di adozione del modello contrattuale EPC quale requisito necessario ed ineliminabile per accedere alle misure di incentivazione. A tal riguardo, infatti, le Pubbliche Amministrazioni che si avvalgono di tale tipologia contrattuale, minimizzando o addirittura azzerando i costi di investimento e trasferendo il rischio sul partner privato, non dovranno iscrivere i costi degli interventi a bilancio (off balance). L'effetto leva dell'EPC, pertanto, è in grado di stimolare, con particolare riferimento alla PA, un notevole numero di interventi capaci di generare ingenti risparmi (si pensi alla vetustà degli immobili della PA) riducendo notevolmente i costi a carico della finanza pubblica.

In aggiunta a quanto sopra detto, in considerazione del potenziale di riduzione dei consumi nella PA e del ruolo esemplare che dovrebbe avere il sistema pubblico, sarà definito l'inserimento di clausole di risparmio obbligatorio nei contratti di servizi energetici sottoscritti dalla PA.

Inoltre, con riferimento agli obblighi di legge in materia di efficienza energetica, saranno previsti meccanismi di penalità e premialità ai dirigenti/funzionari preposti alla gestione dell'edificio.

Si ritiene, inoltre, opportuno rafforzare alcuni fattori abilitanti, fondamentali per attivare gli investimenti privati ai fini del raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica:

- strutturare e monitorare il processo di qualificazione degli operatori di settore, con particolare riferimento alle ESCo;
- semplificare il processo autorizzativo per l'accesso ai meccanismi di incentivazione;
- rafforzare le attività di controllo del rispetto di standard e normative.

Infine, è attualmente in discussione in Parlamento il D.D.L. cosiddetto "CantierAmbiente", che prevede che tutte le amministrazioni pubbliche individuino un green manager, con lo scopo di assicurare la corretta attuazione della normativa ambientale nell'ambito dell'amministrazione di appartenenza, nonché di promuovere attività di efficientamento energetico.

*iv. Altre politiche, misure e programmi previsti volti a conseguire i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica al 2030, nonché altri obiettivi di cui al punto 2.2 (ad esempio misure per promuovere il ruolo esemplare degli edifici pubblici e degli appalti pubblici soggetti a criteri di efficienza energetica, misure per promuovere audit energetici e sistemi di gestione dell'energia<sup>76</sup>, misure di informazione e formazione rivolte ai consumatori<sup>77</sup>, altre misure per promuovere l'efficienza energetica<sup>78</sup>)*

#### ❖ **PUBLIC PROCUREMENT**

Il Public Procurement svolge un ruolo di primo piano nel processo attraverso il quale le amministrazioni pubbliche provvedono all'acquisizione di beni, servizi e lavori. La sua corretta implementazione, tramite ad esempio l'utilizzo del Green public procurement (GPP), l'utilizzo dei contratti di rendimento energetico (EPC) ed attraverso la digitalizzazione delle procedure di acquisto (e-procurement), può contribuire in modo determinante alla sostenibilità e all'adozione di scelte efficienti nell'ambito della contrattualistica pubblica. Esiste, infatti, uno stretto collegamento tra gli appalti della Pubblica amministrazione e l'ambiente, la sostenibilità e l'efficienza energetica.

<sup>76</sup> Conformemente all'articolo 8 della Direttiva 2012/27/UE

<sup>77</sup> Conformemente agli articoli 12 e 17 della Direttiva 2012/27/UE

<sup>78</sup> Conformemente all'articolo 19 della Direttiva 2012/27/UE

Al riguardo, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza ha previsto come obiettivo essenziale la riforma del codice dei contratti; tale revisione si è concretizzata nell'approvazione di un nuovo codice dei contratti, il decreto legislativo del 31 marzo 2023, n.36.

Le novità principali del nuovo codice riguardano: 1) la definizione di una serie di principi generali che esprimono valori e criteri di valutazione, tra i quali emergono il principio del risultato, il principio della fiducia e dell'accesso al mercato, che rappresentano, inoltre, i criteri interpretativi delle singole disposizioni normative; 2) la digitalizzazione dell'intero ciclo di vita dei contratti pubblici ovvero delle fasi che riguardano la programmazione, la progettazione, la pubblicazione, l'affidamento e l'esecuzione dei contratti pubblici.

Nell'ambito specifico dell'efficienza energetica la legislazione nazionale dispone, per gli acquisti delle pubbliche amministrazioni centrali, il rispetto di specifici requisiti minimi, mentre più in generale per tutte le stazioni appaltanti e gli enti concedenti, stabilisce l'integrazione nella documentazione progettuale e di gara almeno delle specifiche tecniche e delle clausole contrattuali contenute nei criteri ambientali minimi (CAM), adottati con decreto del ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica, al fine di contribuire al conseguimento gli obiettivi del Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della pubblica amministrazione, (ovvero Piano Nazionale d'Azione sul Green Public Procurement - PAN GPP).

L'implementazione del Green Public Procurement (GPP), che consiste nella possibilità di inserire criteri di qualificazione ambientale nella domanda che le Pubbliche Amministrazioni esprimono in sede di acquisto di beni e servizi, potrà favorire la crescita di un mercato verde ed efficiente, attraverso:

- l'inserimento di criteri di preferibilità ambientale nelle procedure di acquisto della Pubblica Amministrazione nell'ambito dell'offerta economicamente più vantaggiosa;
- la possibilità di considerare i sistemi di etichettatura ambientale come mezzi di prova per la verifica di requisiti ambientali richiesti;
- la possibilità di considerare le certificazioni dei sistemi di gestione ambientale come mezzi di prova per la verifica delle capacità tecniche dei fornitori per la corretta esecuzione dell'appalto pubblico.

Il Public Procurement, inoltre, attraverso la propria domanda di beni, servizi e lavori ha la capacità di influenzare il mercato, favorendo lo sviluppo e la diffusione di prodotti e servizi a ridotto impatto ambientale e ad elevata efficienza energetica, tali obiettivi possono essere raggiunti aggiornando ed incrementando il numero dei CAM ad oggi esistenti con evidenti vantaggi in termini di efficienza e risparmio energetico.

Infine, il Public Procurement, tramite lo strumento del "Partenariato per l'innovazione" previsto dall'articolo 75 del nuovo codice dei contratti, può svolgere un ruolo determinante sulla promozione dell'innovazione tecnologica, incentivando l'attività di ricerca e sviluppo per la realizzazione e la commercializzazione di prodotti e servizi nuovi, che presentano elevate caratteristiche di sostenibilità ambientale. Ad esempio, un suo utilizzo potrebbe essere legato all'individuazione di soluzioni tecniche standardizzate per l'efficientamento energetico degli edifici.

Inoltre, l'applicazione del Partenariato per l'innovazione consentirebbe alle PA di sviluppare prodotti e servizi innovativi non ancora disponibili sul mercato, consentendo alle stesse di procedere successivamente agli acquisti e alle attrezzature/servizi che ne risultano. I vantaggi derivanti dall'utilizzo del partenariato per l'innovazione consentirebbero, quindi, alle pubbliche amministrazioni di scegliere in maniera competitiva uno o più partner per lo sviluppo di un prodotto, un servizio o una soluzione innovativa adatta alle loro specifiche esigenze di risparmio energetico e di efficienza nei consumi.



### ❖ **PORTALE NAZIONALE SULLA PRESTAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI**

Con le modifiche apportate al Dlgs 192/2005, dal Dlgs 48/2020, è stato introdotto il Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici quale strumento volto sia a favorire la conoscenza del parco immobiliare nazionale, in termini di consistenza, consumi energetici e prestazione energetica, sia a offrire attività di supporto ai cittadini, alle imprese e alla Pubblica Amministrazione, al fine di stimolare l'esecuzione di interventi di riqualificazione energetica dei propri edifici. Il portale si propone inoltre come strumento a supporto dei principali stakeholders della filiera dell'edilizia per rispondere agli sfidanti obiettivi previsti al 2030 del presente Piano, nonché dalla Long Term Strategy e dalla Renovation wave che prevedono la totale decarbonizzazione del settore civile al 2050.

Il DM n. 304 del 4 agosto 2022 ha previsto che il portale sia sviluppato e gestito da ENEA ed ha definito le modalità di funzionamento dello stesso sia in termini di erogazione del servizio, che di gestione dei flussi informativi, definendo al contempo forme di collaborazione e raccordo tra le amministrazioni o enti detentori di banche dati, i cui dati devono confluire nel portale per l'adeguata fornitura dei servizi disciplinati dal medesimo decreto.

Tra i servizi che il Portale dovrà fornire, vi è quello di sportello unico nazionale, o "one-stop-shop", nonché i servizi di elaborazioni dati sia personalizzati sul proprio immobile, che in forma aggregata per finalità statistiche e di studio. In particolare, il citato decreto ha previsto che il Portale fornisca informazioni e supporto tecnico, utili al MASE e alla Conferenza Unificata, per il monitoraggio degli obiettivi nazionali in materia di efficienza energetica e integrazione delle energie rinnovabili negli edifici nonché per l'elaborazione delle strategie e dei programmi di promozione in materia di efficienza energetica negli edifici.

L'entrata in esercizio delle prime funzionalità del portale è stata inoltre inserita tra le sotto riforme (sotto riforma 1.1a) della Riforma 1.1 "Semplificazione e accelerazione delle procedure per gli interventi di efficientamento energetico" del PNRR M2C3 ed è avvenuta ad aprile 2022 (<https://pnpe2.enea.it>); il completo sviluppo del portale è previsto nell'arco di un periodo di 4 anni.

### ❖ **AUDIT ENERGETICI E SISTEMI DI GESTIONE DELL'ENERGIA**

L'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014 individua quali soggetti obbligati a eseguire una diagnosi energetica periodica, a partire dal 2015, le grandi imprese e le imprese a forte consumo di energia, cosiddette "energivore", in conformità all'Allegato 2 al citato decreto.

L'ENEA istituisce e gestisce una banca dati delle imprese soggette a diagnosi energetica e svolge i controlli che dovranno accertare la conformità delle diagnosi alle prescrizioni del decreto, tramite la selezione di un campione pari almeno al 3% del totale, oltre al controllo di tutte le diagnosi svolte da auditor interni all'impresa.

Nel 2021, terzo anno di obbligo del secondo ciclo di diagnosi obbligatorie, così come avvenuto per il 2020, il numero di diagnosi pervenute ad ENEA è stato nettamente inferiore al 2019, primo anno di obbligo del secondo ciclo, in quanto la gran parte delle imprese aveva già realizzato la diagnosi nel 2019. Complessivamente, difatti, sono state caricate sul portale ENEA 629 diagnosi energetiche, da parte di 469 imprese. Delle 469 imprese, 174 si sono dichiarate "Grandi Imprese", 271 "Imprese Energivore", 24 imprese sia "Grandi Imprese", che "Imprese Energivore".

Gli interventi potenziali da realizzare presso i soggetti obbligati censiti con le diagnosi energetiche trasmesse ad ENEA a dicembre 2021 sono oltre 1.800 e si riferiscono a 448 imprese, di cui 290 energivore; quelli realizzati sono 317 (130 imprese).

Gli interventi effettuati hanno generato un risparmio di energia finale di 2,8 ktep/anno e di un risparmio di energia primaria di 19,3 ktep/anno.

❖ **BANDO PARCHI**

Il Programma “Parchi per il Clima”, istituito, coinvolge i 23 parchi nazionali d'Italia. Scopo del Programma è raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, di mitigazione e adattamento e di tutela e valorizzazione della biodiversità in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, con la Strategia europea sulla biodiversità 2030 e con le politiche di sviluppo sostenibile. Le misure previste dal Programma prevedono progetti per il miglioramento dell'efficienza energetica del patrimonio immobiliare pubblico, la realizzazione di impianti di piccola dimensione di produzione di energia da fonti rinnovabili, servizi e infrastrutture di mobilità a basso impatto ecologico e interventi di gestione forestale sostenibile.

Il Programma è articolato in tre annualità e, relativamente agli interventi di efficientamento energetico del patrimonio immobiliare pubblico nella disponibilità degli Enti Parco (Tipologia II), è stata prevista una dotazione pari a 27 Milioni di euro per l'annualità 2019; ulteriori risorse sono state allocate per le annualità 2020 e 2021.

❖ **BANDO “PROGETTI INTEGRATI INNOVATIVI PER LE ISOLE MINORI NON INTERCONNESSE”**

Con Decreto Direttoriale n. 340 del 14 luglio 2017 è stato istituito il Programma “Isole Minori”, finalizzato alla realizzazione di interventi integrati diretti a ridurre le emissioni di gas a effetto serra, favorire modalità di trasporto a basse emissioni e attivare misure di adattamento agli impatti dei cambiamenti climatici nelle isole minori italiane non interconnesse.

All'attuazione del programma sono stati destinati 15 milioni di euro, di cui 4,5 per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico di edifici pubblici.

Ad oggi la previsione è che i primi interventi saranno completati nel 2023.

❖ **OBBLIGO INTEGRAZIONE RINNOVABILI NEGLI EDIFICI NUOVI O RISTRUTTURATI**

L'argomento, che risulta trasversale alle tematiche dell'efficienza e delle fonti rinnovabili, è trattato nelle sezioni di questo capitolo dedicate alle rinnovabili elettriche e termiche.

❖ **RISCALDAMENTO E RAFFRESCAMENTO**

Nel settore del riscaldamento e del raffrescamento saranno aggiornate le disposizioni relative agli impianti di condizionamento con lo specifico intento di sostituire progressivamente gli impianti altamente emissivi (quali caldaie a gasolio e impianti a biomasse non efficienti) con tecnologie a bassa emissione e alta efficienza.

Saranno, quindi, potenziate le misure per assicurare il rispetto di normative e standard, incrementando l'attività di monitoraggio delle ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento al fine di verificare che non ci siano anomalie rispetto ai limiti di utilizzo.

Sarà poi valutata l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento, attraverso la definizione di vincoli (e.g. giorni di utilizzo, orari, temperature minime) da disporre in relazione alla zona climatica di riferimento (aggiornamento del DPR 74/2013, già sopra citato).

In questo ambito, sarà inoltre promosso lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente al fine di sfruttare il potenziale economico residuo evidenziato al capitolo 2. A tal fine, saranno messi in campo strumenti per aggiornare il quadro di agevolazione nel settore. È ad esempio già previsto un provvedimento attuativo della Legge 172/2017, che prevede agevolazioni per gli interventi sugli impianti di cogenerazione che comportino un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento

efficiente ai sensi del D.Lgs. 4 luglio 2014, n.102, e che si abbinino a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

Sarà, infine, fondamentale accrescere la consapevolezza e il ruolo attivo dei consumatori, sfruttando, ad esempio, le tecnologie della domotica, della digitalizzazione delle reti e dello smart metering, di cui si valuterà la promozione con opportuni strumenti. Sarà completata e, se del caso, potenziata l'attuazione delle disposizioni già previste dal D.Lgs. 102/2014 in materia di sistemi di misurazione e fatturazione dei consumi energetici nel settore residenziale, al fine di fornire una corretta e tempestiva informazione del consumatore sul proprio consumo di energia, condizione necessaria per promuovere comportamenti correttivi o comunque più efficienti. A tale scopo si sfrutterà al meglio la crescente connettività digitale (banda ultralarga) e lo sviluppo di applicazioni per il controllo remoto delle abitazioni, favorendo anche un diverso ruolo dei venditori di energia elettrica e gas, i quali potranno sviluppare proposizioni commerciali finalizzate non solo alla vendita della commodity, ma all'offerta di servizi di gestione dei consumi.

In ultimo, in attuazione dell'articolo 27 del D.Lgs. 199/2021, a decorrere dal 1° gennaio 2024 sarà introdotto un obbligo di incrementare la quota rinnovabile dell'energia venduta sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento per le società che vendono quantità superiori a 500 TEP annui.

#### ❖ ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Nel contesto della PA si intende strutturare un programma di efficienza energetica a partire in primo luogo dall'illuminazione pubblica. In tale settore, il programma prevedrà un set di misure indirizzate alle amministrazioni locali, finalizzate all'accelerazione di un processo già in corso di sostituzione delle sorgenti luminose e all'installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi, contestualmente a una riprogrammazione più efficiente delle ore di utilizzo.

In proposito, la Legge di Bilancio 2018 ha stabilito che le pubbliche amministrazioni sono obbligate a riqualificare le reti di illuminazione pubblica entro 31 dicembre 2023, garantendo una riduzione dei consumi elettrici pari almeno al 50% rispetto al consumo medio 2015-2016. Le imprese coinvolte nella realizzazione degli interventi possono fruire delle agevolazioni erogate a valere sul Fondo rotativo per il sostegno alle imprese e gli investimenti in ricerca, ove sono stati stanziati 300 mln€ per la concessione di finanziamenti a tasso agevolato.

#### ❖ COLLABORAZIONE TRA AMMINISTRAZIONE CENTRALE ED ENTI LOCALI IN TEMA DI EFFICIENZA ENERGETICA

Si attiverà un modello di governance specifico che, ferma restando la centralità dello Stato, favorisca il contributo attivo di tutte le amministrazioni pubbliche centrali, delle Regioni e delle Municipalità al raggiungimento dei target di efficienza energetica nazionali, attraverso:

- il miglioramento continuo degli strumenti di efficienza energetica attivati in ambito nazionale e locale, riorganizzando, ad esempio, le misure dedicate all'efficienza energetica al fine di conseguire un maggiore coordinamento, eliminando le sovrapposizioni e la concorrenzialità (strumenti POR FESR - FNEE - Conto Termico);
- il monitoraggio, la valorizzazione e il sostegno alle iniziative disposte a livello centrale e locale e dei risultati ottenuti.

Uno strumento particolarmente utile in tal senso è stato il già citato burden sharing dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili, espresso in quota dei consumi, in modo da stimolare anche gli interventi regionali e locali sull'efficienza energetica. Il nuovo Osservatorio PNIEC si occuperà più esplicitamente di efficienza energetica.

*v. Ove applicabile, descrizione delle politiche e delle misure volte a promuovere il ruolo delle comunità locali produttrici/consumatrici di energia nel contribuire all'attuazione delle politiche e delle misure di cui ai punti i, ii, iii e iv*

Si rimanda al paragrafo 3.1.2.

*vi. Descrizione delle misure per sviluppare il potenziale di efficienza energetica dell'infrastruttura per il gas e l'elettricità<sup>79</sup>*

La regolazione tariffaria delle infrastrutture includerà il parametro efficienza energetica ai fini della remunerazione dei gestori.

*vii. Cooperazione regionale in questo settore, se del caso*

Con i Paesi con cui l'Italia ha avviato il processo di cooperazione regionale, il confronto si baserà prevalentemente sullo scambio di best practices in merito alle politiche già adottate in Italia che hanno suscitato interesse negli altri Paesi.

*viii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale*

Nella programmazione unitaria dei Fondi strutturali destinati all'Italia per il periodo 2021-2027, con particolare riferimento al Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (FESR) e al Fondo di coesione attualmente in discussione, e per il successivo periodo 2028-2034, la priorità di indirizzo sarà rivolta all'attuazione del PNIEC.

Compatibilmente con gli altri obiettivi del ciclo di programmazione, particolare attenzione sarà dedicata all'allocazione di risorse significative a livello locale e nazionale per iniziative rivolte alla decarbonizzazione del parco immobiliare pubblico e privato e alle misure per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Si ricorda, infatti, che tra le cinque priorità di investimento dell'UE si annoverano quelle mirate alla realizzazione di un'Europa più verde e priva di emissioni di carbonio.

Alcune tra le principali misure di finanziamento, anche con risorse messe a disposizione dall'Unione, dedicate anche alla promozione dell'efficienza energetica sono di seguito descritte.

#### ❖ **POLITICHE DI COESIONE**

Al fine di incrementare lo sviluppo economico e sociale, nonché di ridurre i divari e le disparità tra territori, gli Stati Membri dell'Unione Europea e la Commissione europea promuovono una politica di coesione, strutturata per cicli di programmazione settennali definiti nell'ambito del documento di orientamento generale (Accordo di Partenariato). Detta politica è attuata per il tramite di 5 Fondi strutturali e d'investimento europei (SIE), gestiti congiuntamente dalla Commissione europea e dagli Stati Membri (il cofinanziamento nazionale avviene per la maggior parte con il Fondo nazionale di rotazione per l'attuazione delle politiche comunitarie) e per il tramite del Fondo

<sup>79</sup> Conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, della Direttiva 2012/27/UE

nazionale di Sviluppo e Coesione (FSC). Nel caso vi siano risorse disponibili a valere sul Fondo di rotazione, dette risorse vengono impegnate con Programmi Operativi Complementari (POC), che hanno la funzione di rafforzare le azioni ricomprese nei Programmi finanziati dai fondi strutturali. Al fine di portare a unitarietà la programmazione delle risorse nazionali del FSC per le Amministrazioni Centrali, per le Regioni e Province Autonome e per le Città Metropolitane sono stati introdotti i Piani di sviluppo e coesione (PSC).

Tutti i citati Piani e Programma sia a livello nazionale, che regionale, nell'ambito della programmazione 2014-2020 prevedono specifiche linee di azione per la promozione dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e per la trasformazione intelligente delle reti di trasmissione e distribuzione di elettricità.

#### *Linee evolutive previste*

Nell'ambito dei Fondi SIE 2014-2020, a seguito dell'assegnazione delle risorse comunitarie del Programma REACT EU, con riferimento all'obiettivo specifico RA 4.1. "Riduzione dei consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali e integrazioni delle fonti rinnovabili" dell'Accordo di partenariato 2014-2020, sono state attribuiti 320M€ al Programma Operativo Nazionale Impresa e Competitività 2014-2020. Conseguentemente è stato quindi pubblicato l'Avviso pubblico C.S.E. 2022 "Comuni per la Sostenibilità e l'Efficienza energetica" che prevede il finanziamento al 100% in conto capitale di interventi di efficienza energetica in edifici di amministrazioni comunali, mediante lo strumento M.E.P.A. di Consip. Con l'Avviso sono stati realizzati 1.876 interventi per un contributo complessivo pari a €311 milioni. Il risparmio energetico stimato è pari a circa 211 GWh di energia primaria.

Nell'ambito del POC 2014-2020, è stato istituito il Programma "*Energia e sviluppo dei territori*" che prevede, per quanto attiene l'obiettivo specifico 4.1, la realizzazione di interventi di efficienza energetica sugli edifici pubblici, compresa l'illuminazione pubblica, nelle isole minori delle regioni del mezzogiorno. Le risorse inizialmente appostate (16M€) sono state integrate nel 2020 con 234M€ saranno impiegati per la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli edifici e nelle strutture pubbliche situati nelle aree svantaggiate del mezzogiorno. I progetti dovranno concludersi entro il 31 dicembre 2026. Ad oggi la previsione è che i primi interventi, tutti situati nelle isole minori non interconnesse delle aree del mezzogiorno e finanziati per un importo di 9 milioni di euro, saranno completati nel 2023. Con la riprogrammazione del POC energia e Sviluppo dei Territori, in fase di approvazione CIPESS, ulteriori risorse, per un importo di € 234,6 milioni sono destinate al finanziamento al 100% in conto capitale di interventi di efficienza energetica in edifici di amministrazioni comunali, mediante l'acquisto e l'approvvigionamento di beni e servizi tramite il Mercato Elettronico della Pubblica Amministrazione (MePA). Con il nuovo avviso sulla base di quanto rilevato dal risparmio energetico ottenuto con il CSE 2022 si stima che il risparmio energetico conseguito potrà essere pari a 159 GWh di energia primaria.

Nell'ambito del PSC 2014-2020 del MASE sono confluite le risorse del Piano Operativo Ambiente FSC 2014-2020 di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e, con riferimento al settore di intervento 04.01 "*Efficienza energetica*", sono stati destinati circa 94M€ per il finanziamento in conto capitale fino al 100% dei costi ammissibili di progetti di efficientamento energetico di edifici pubblici e ad uso pubblico. La misura è attuata per il tramite della Delibera CIPE n. 55 del 01/12/2016, con la quale è stato approvato il Piano Operativo Ambiente FSC 2014-2020 di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare; la realizzazione degli interventi è prevista entro il 2025 e consentirà una riduzione del consumo annuale di energia primaria pari a circa 11,6 GWh/anno, ovvero 0,001Mtep/anno di energia primaria. Ad oggi la previsione è che i primi interventi saranno completati nel 2023.

L'Accordo di partenariato tra Italia e Commissione europea relativo al ciclo di programmazione 2021-2027 è stato approvato con Decisione di esecuzione della CE il 15 luglio 2022. Con il predetto

accordo sono stati consolidati gli indirizzi e le priorità del nuovo ciclo di programmazione in linea con i traguardi fissati dal Green Deal europeo e dal Social Pillar europeo, nel più ampio contesto definito dall'Agenda ONU 2030 per lo sviluppo sostenibile e dalle Strategie nazionali e regionali di sviluppo sostenibile. Tra gli obiettivi da perseguire assume particolare rilievo l'efficienza energetica secondo il principio "energy efficiency first" cui concorreranno tutti i programmi regionali e alcune linee nazionali a rafforzamento dell'intensità di intervento nelle regioni meno sviluppate. Nell'ambito della Programmazione comunitaria 2021–2027 saranno quindi sostenuti investimenti di efficientamento energetico, tra cui: domotica; edilizia residenziale pubblica per combattere la povertà energetica; edifici; impianti produttivi delle imprese; reti di pubblica illuminazione. In particolare, per gli interventi di efficienza degli edifici pubblici le azioni saranno attivate, in linea con la STREPIN 2020. Priorità sarà data agli interventi sugli edifici ad elevato assorbimento di energia, favorendo la riqualificazione profonda degli stessi e la messa in sicurezza sismica. Ad oggi, tuttavia, non è ancora finalizzata la programmazione di dettaglio; si rimanda a quanto indicato nella relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia per le ipotesi di interventi e fabbisogno finanziario di competenza.

Relativamente al FSC 2021-2027, si conferma che gli interventi saranno attuati utilizzando lo strumento del PSC, attraverso la realizzazione di interventi afferenti alle 12 aree tematiche che caratterizzano gli attuali PSC; tra queste l'Area Tematica 04 "Energia" prevede la realizzazione di progetti relativi all'efficienza energetica, alle energie rinnovabili, alle reti e all'accumulo di energia.

#### ❖ **FONDO KYOTO**

Il Fondo Kyoto è un fondo rotativo destinato al finanziamento delle misure finalizzate all'attuazione del Protocollo di Kyoto. Istituito dall'art. 1, commi 1110-1115, della Legge Finanziaria per il 2007, è attivo dal 2012, attraverso 5 diversi cicli di programmazione. Il Fondo, gestito con il supporto di Cassa Depositi e Prestiti Spa, concede prestiti a tasso agevolato (0,25%) ed ha una dotazione iniziale di 635 mln €. Nello specifico, dal 2015 al 2018, 350 Mln € del Fondo sono stati destinati alla riqualificazione energetica degli edifici scolastici di proprietà pubblica. Con la Legge di Bilancio 2019 è stato esteso l'accesso anche alle strutture sanitarie ed agli impianti sportivi, con 200 M€ ancora a disposizione.

Al 31 dicembre 2021, il bando riservato alle scuole ha concesso finanziamenti per l'efficientamento energetico di oltre 200 edifici (105M€ di investimenti). Di questi, 124 progetti si sono completati, per un totale di circa 50 M€ di investimenti. Tutti i progetti finanziati hanno raggiunto l'obiettivo minimo del miglioramento di due classi energetiche, con un risparmio medio conseguito nell'ordine del 42%.

#### *Linee evolutive previste*

Al fine di rispondere agli sfidanti obiettivi per il settore pubblico al 2030 e al 2050 previsti dalle nuove direttive EED e EPBD in corso di approvazione e dal presente Piano, nonché dalla STREPIN 2021, nell'ambito del RePowerEU si prevede l'attuazione di una riforma del Fondo. In particolare, si prevede:

- la costituzione di un Fondo per la decarbonizzazione degli edifici pubblici sul modello gestionale dell'attuale Fondo Kyoto;
- il potenziamento della dotazione finanziaria, attraverso l'integrazione delle risorse residue attualmente disponibili (pari a circa 250 M€) con ulteriori fondi derivanti appunto dal Programma REPowerEU, per complessivi 800 M€;



- la creazione di un meccanismo combinato di finanziamento agevolato/fondo perduto riservato a tutte le pubbliche amministrazioni (e.g. enti locali, enti pubblici, regioni) che ne faciliti gli investimenti di efficienza energetica.

Al fine di massimizzare l'efficacia nell'utilizzo delle risorse a disposizione, nonché per garantire il mantenimento di un certo grado di rotatività dello strumento, si prevede di modulare la quota parte di finanziamento a fondo perduto in funzione del maggior risparmio energetico conseguito, fino ad un massimo del 70/80% di contributo concedibile e la restante quota parte dell'investimento con il prestito a tasso agevolato.

#### ❖ **INVESTIMENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA NELL'AMBITO DEL PNRR**

Nell'ambito del PNRR è stata introdotta la Missione 2 "Rivoluzione verde e Transizione ecologica", specificatamente rivolta alla promozione di misure di transizione ecologica, compresa quelle rientranti nell'ambito della "Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici", di cui alla Componente 2; a detta componente sono stati attribuiti oltre 15 mld€ a cui si aggiungano ulteriori investimenti presenti in altre Missioni e componenti.

#### ◆ **RIFORMA 1.1: SEMPLIFICAZIONE E ACCELERAZIONE DELLE PROCEDURE PER LA REALIZZAZIONE DI INTERVENTI PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO**

La riforma è articolata in quattro linee di intervento:

- Rendere operativo il Portale nazionale per l'efficienza energetica degli edifici;
- Potenziare le attività del Piano d'informazione e formazione rivolte al settore civile;
- Aggiornare e potenziare il Fondo nazionale per l'efficienza energetica;
- Accelerare la fase realizzativa dei progetti finanziati dal programma PREPAC.

#### ◆ **PROMOZIONE DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE (M2C3-I.3.1)**

L'Investimento (200 mln€) è finalizzato a promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento efficiente, attraverso la costruzione di nuove reti o l'estensione/ammodernamento di reti esistenti. La misura è stata attuata per il tramite del DM n. 263 del 30/06/2022 e dell'Avviso pubblico n. 94 del 28/07/2022. In esito alla Decisione della Commissione UE 2023/C 6641 final del 29 settembre 2023, dei 29 progetti ammessi con la graduatoria n. 435 del 23/12/2022 della DGIE del MASE, 14 sono ritenuti non compatibili con il principio DNSH. Tuttavia, detti progetti sono stati ammessi a valere sulle risorse delle aste CO2 per l'annualità 2022, ai sensi dell'articolo 10 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181. Conseguentemente, con le risorse PNRR liberate si è provveduto allo scorrimento della graduatoria. Ad oggi, risultano ammessi complessivamente 50 progetti, che genereranno a regime circa 0,08 Mtep/anno.

#### ◆ **ISOLE VERDI (M2C1-I.3.1)**

L'Investimento (200 mln€), attuato con il Decreto Direttoriale n. 219 del 27/09/2022 della ex Direzione Generale per il Clima, l'Energia e l'Aria e destinato ai 13 Comuni delle 19 Isole minori non interconnesse, è finalizzato a realizzare progetti integrati di efficientamento energetico e idrico, mobilità sostenibile, gestione del ciclo rifiuti, economia circolare, produzione di energia rinnovabile e diverse applicazioni per gli usi finali, il cui completamento è previsto per il primo semestre del 2026. Nello specifico, è prevista la realizzazione di progetti di efficientamento energetico del patrimonio immobiliare pubblico, per un importo pari a 17 mln€, nonché di interventi finalizzati sia alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili (47 mln€), sia a garantire la continuità e la sicurezza



della rete elettrica al fine di favorire l'integrazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (33 mln€).

◆ **INTERVENTI PER LA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEI PORTI - GREEN PORTS (M2C2-I.1.1)**

L'investimento (270M€) si pone come obiettivo quello di rendere le attività portuali sostenibili e compatibili con i contesti urbani portuali attraverso il finanziamento di interventi volti all'efficientamento ed alla riduzione dei consumi energetici delle strutture e delle attività portuali.

◆ **ALTRE MISURE DI EFFICIENZA ENERGETICA (NON GESTITE DAL MASE)**

- Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica (M2C3-I.1.1): l'investimento (800 mln€) è finalizzato alla progressiva sostituzione di parte del patrimonio edilizio scolastico obsoleto, intervenendo su circa 195 edifici scolastici per un totale di 410 mila mq con una riduzione del consumo di energia finale di almeno 50 per cento (3,4 Ktep all'anno). La misura è attualmente in corso di attuazione.
- Efficientamento degli edifici giudiziari (M2C3-I.1.2): l'investimento (410 mln€) è finalizzato all'efficientamento energetico di 48 edifici giudiziari, valorizzandone il patrimonio storico ma garantendo, allo stesso tempo, la sicurezza antisismica e l'efficienza tecnologica. La misura è attualmente in corso di attuazione e garantirà a regime un risparmio atteso di 0,7 ktep/anno di energia primaria.
- Migliorare l'efficienza energetica nei cinema, nei teatri e nei musei (M1C3-I.1.3): l'investimento (300 mln€) è finalizzato a migliorare l'efficienza energetica degli edifici legati settore culturale/creativo.
- Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni (M2C4-I.2.2): l'investimento (900 mln€) è finalizzato ad aumentare la resilienza del territorio attraverso un insieme eterogeneo di interventi da effettuare nelle aree urbane. I lavori riguarderanno la messa in sicurezza del territorio, la sicurezza e l'adeguamento degli edifici, l'efficienza energetica e i sistemi di illuminazione pubblica.
- Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica (M4C1-I.3.3): l'investimento (3,9 mld€) è finalizzato alla messa in sicurezza di una parte degli edifici scolastici, favorendo anche una progressiva riduzione dei consumi energetici.
- Programma Innovativo Nazionale per la Qualità dell'Abitare (M5C2-I.2.3): l'investimento (2,8 mld€) è finalizzato alla realizzazione di nuove strutture di edilizia residenziale pubblica, per ridurre le difficoltà abitative, con particolare riferimento al patrimonio pubblico esistente, e alla riqualificazione delle aree degradate, puntando principalmente sull'innovazione verde e sulla sostenibilità, compresa l'efficienza energetica. L'investimento stima di intervenire su circa 16.500 unità abitative con un risparmio atteso del 40%.

### 3.3 Dimensione della sicurezza energetica<sup>80</sup>

#### *i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.3<sup>81</sup>*

I principali interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi, sono riconducibili alle misure di seguito descritte.

#### ❖ **SETTORE GAS**

##### ◆ **DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO TRAMITE GNL**

Dato l'aumento delle condizioni di incertezza portate dal perdurante conflitto russo-ucraino, l'Italia sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL (che coprono attualmente il 20% circa del fabbisogno interno di gas), attraverso approvvigionamenti di GNL da nuove rotte, in particolare: fino a 3,5 GSm<sup>3</sup> dall'Egitto, sino a 1,4 GSm<sup>3</sup> dal Qatar, sino a 4,6 GSm<sup>3</sup> progressivamente dal Congo, e circa 3,0-3,5 GSm<sup>3</sup> da forniture in fase di negoziazione da altri Paesi (quali Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia).

Le nuove potenzialità derivanti dalla diversificazione delle rotte dipendono anche dalla realizzazione di nuove infrastrutture nazionali di rigassificazione, basate su unità galleggianti (FSRU) e sulla massimizzazione dell'utilizzo dei terminali GNL esistenti. In particolare, con riferimento alle nuove infrastrutture, nel 2023, in conseguenza degli interventi di urgenza decisi dal Governo per fare fronte alla crisi derivante dalla guerra russo-ucraina, è entrato in esercizio un quarto impianto di rigassificazione tipo FRSU nel porto di Piombino con una capacità di rigassificazioni di 5 miliardi di metri cubi anno. A questo si aggiungerà nel 2025 un ulteriore impianto di tipo FRSU al largo della costa di Ravenna, per ulteriori 5 miliardi di metri cubi anno per il quale sono state già rilasciate le autorizzazioni necessarie. Con riferimento al potenziamento degli impianti già in esercizio si prevedono incrementi di capacità al terminale di Panigaglia (+2 miliardi di metri cubi), al terminale di Livorno (+1 miliardi di metri cubi) e al terminale di Rovigo (fino a 2 miliardi di metri cubi). Infine, si valuteranno ulteriori iniziative per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione da localizzare nel sud Italia (Gioia Tauro e Porto Empedocle dichiarati strategici ai sensi di D.L. 181/2023 art. 2, comma 2) e in Sardegna.

Inoltre, vanno segnalati altri rilevanti progetti di potenziamento infrastrutturale dell'approvvigionamento di GNL da utilizzare direttamente in forma liquida sia per il trasporto pesante stradale e marittimo, sia per le utenze industriali non collegate alla rete dei metanodotti.

In dettaglio, oltre ai depositi di stoccaggio GNL (di cui si registrano 15 progetti in autorizzazione o in fase avanzata di realizzazione) e all'implementazione di depositi GNL già autorizzati (quali Oristano, Porto Marghera e Brindisi), anche i terminali di rigassificazione di Panigaglia e Livorno si stanno strutturando per poter offrire servizi Small Scale per il bunkeraggio navale di GNL (Livorno per navi con capacità minima di 7.500 m<sup>3</sup> e con una capacità di bunkeraggio pari a circa 900 m<sup>3</sup>/h). Risulta per entrambi in esame la possibilità di offrire anche servizio di reloading.

<sup>80</sup> Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica

<sup>81</sup> Occorre assicurare la coerenza con i piani d'azione preventiva e i piani di emergenza ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il Regolamento (UE) n. 994/2010 (GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1), nonché con i piani di preparazione ai rischi ai sensi del Regolamento (UE) 2018/2001 [proposto da COM(2016) 862 relativo alla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2005/89/CE]

◆ **ADEGUAMENTO DELLE FUNZIONI DELLA RETE DI TRASPORTO E DEL SISTEMA DI STOCCAGGIO GAS**

Visti gli scenari esposti nel presente Piano e gli obiettivi da raggiungere, si ritiene che in futuro il gas naturale continuerà ad avere un ruolo di rilievo. La diversificazione dei canali di approvvigionamento unita alle nuove necessità di transito del gas attraverso l'Italia, per rifornire i mercati europei adiacenti, determinano, infatti, nuove necessità di sviluppo e mantenimento in piena efficienza del sistema infrastrutturale di trasporto del gas.

Unitamente a queste nuove necessità bisogna inoltre considerare che la variazione del contesto energetico globale determinerà l'esigenza di una maggiore resilienza e flessibilità delle prestazioni assolute del sistema al fine di riuscire a fronteggiare, oltre che gli eventi sfavorevoli, anche le rapide variazioni meteorologiche in grado di influenzare la produzione di energia da FER. Da quando è stato istituito, il sistema nazionale del gas naturale fornisce un servizio di flessibilità a copertura dei picchi di domanda, attraverso l'utilizzo del sistema di stoccaggio e della riserva di line-pack della rete di trasporto. All'interno dello scenario elaborato per questo piano, analizzando i consumi di gas e lo stato attuale di disponibilità ed efficienza delle infrastrutture di trasporto, del GNL e dello stoccaggio del gas, si ritiene che il sistema gas dovrà continuare a fornire flessibilità, punta giornaliera e copertura stagionale.

Tuttavia, l'analisi non può prescindere da valutazioni più approfondite di adeguatezza oraria e locale con un esame dinamico dei relativi flussi gas. Infatti, il consumo reale del gas per il settore termoelettrico dipende dalla volatilità della domanda residua termica, che viene determinata da:

- l'effettiva produzione degli impianti ed eventuali intermittenze non modellizzate (situazioni di assenza/eccesso di vento, nuvolosità momentanea, periodi di particolare siccità);
- l'ubicazione degli impianti di generazione rinnovabile;
- la diffusione e localizzazione dei sistemi di accumulo.

Tali considerazioni devono essere fatte anche nell'eventuale decisione di costruzione di nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (peaker), laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la presenza.

Come detto al paragrafo 2.3, al fine di attuare quanto precedentemente descritto, diventa di fondamentale importanza incrementare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia e poterla sfruttare a pieno mediante la realizzazione della "Linea Adriatica", creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), potenziare il sistema di stoccaggio e favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabili, in particolare di biometano.

In conseguenza dell'aumento delle importazioni di gas dall'Algeria, originato dalla riduzione dei flussi di gas russo dall'Austria, e con l'avvio del gasdotto TAP, la capacità giornaliera di trasporto trova attualmente un collo di bottiglia nella rete all'altezza dell'Italia centrale, motivo per cui dovrà essere realizzato un potenziamento di tale capacità di trasporto mediante la realizzazione della "Linea Adriatica" che prevederà una nuova dorsale fino al nodo di rete vicino Minerbio, in Emilia Romagna, e una centrale di spinta nelle vicinanze di Sulmona; analogamente, saranno previsti potenziamenti della capacità di reverse flow fisico della rete italiana verso i punti di interconnessione con la rete europea (a Tarvisio verso l'Austria e a Passo Gries verso Francia e Germania attraverso la rete svizzera), attualmente pari a 40 milioni di Smc/g.

Nel corso del 2022 il TAP, entrato in esercizio nel 2020, è stato utilizzato al massimo della sua capacità ed è stato fondamentale anche per compensare la diminuzione dell'import di gas russo. Al fine di creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), favorendo un incremento di capacità dalla rotta di approvvigionamento dall'Azerbaijan per ulteriori 10 miliardi di m<sup>3</sup> all'anno, è in corso un processo di capacità incrementale per verificare l'interesse degli operatori del mercato gas alla realizzazione degli investimenti per l'incremento della capacità di trasporto realizzabile con limitati interventi infrastrutturali sul territorio nazionale.

Per garantire un adeguato aggiornamento del sistema nazionale del gas naturale al nuovo contesto è fondamentale il potenziamento del sistema di stoccaggio, con lo sviluppo di nuovi impianti che consentano di avere un sistema maggiormente flessibile e resiliente, anche negli scenari di massimizzazione dei prelievi attraverso processi di iniezione collaudati che consentano maggiori prestazioni di punta del sistema durante il periodo invernale. In particolare, gli interventi potranno prevedere lo sviluppo di nuovi giacimenti, in alcuni casi tecnicamente già verificati, e la possibilità di gestire alcuni siti già operativi in sovrappressione rispetto alla pressione originaria di giacimento.

È infatti importante mantenere l'attenzione sulla resilienza del sistema italiano, esposto nel periodo invernale a forti aumenti della domanda di picco che nell'ultima parte del periodo invernale, potrebbe, in caso di situazioni di contemporanea indisponibilità della principale infrastruttura di importazione (ora divenuta il gasdotto Transmed dall'Algeria), essere esposta a misure di razionamento ove le capacità di punta da stoccaggio siano state già utilizzate nel corso dell'inverno.

Infine, favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabili, in particolare di biometano, e la loro interconnessione alla rete di trasporto consentirebbe in prospettiva di compensare il calo della produzione nazionale di metano di origine fossile e contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti; lo scenario di sviluppo del biometano da biomassa sostenibile al 2030 è infatti valutato in circa 5,7 miliardi di metri cubi anno.

#### ◆ **REVISIONE DEL DOCUMENTO DI ANALISI DEI RISCHI, DEL PIANO DI AZIONE PREVENTIVA E DEL PIANO DI EMERGENZA**

L'Analisi dei Rischi è il principale documento utile a individuare le criticità di natura tecnica, economica, sociale e geopolitica con più alta probabilità di accadimento a cui è soggetto il sistema gas italiano. Tale documento è previsto dal Regolamento UE 2017/1938 e, considerata la necessità di affrancarsi dalle forniture di gas russe, assume importanza nella valutazione di una riorganizzazione del mix di approvvigionamento energetico. Esso è stato aggiornato nel 2023 considerando le sfide che il sistema energetico nazionale dovrà affrontare nel breve termine, come l'incremento delle rinnovabili e l'abbandono progressivo di carbone e olio combustibile dal mix di generazione elettrica.

Il Piano di Azione Preventiva (PAP), invece, partendo dalla conclusione dell'Analisi dei rischi, descrive il sistema nazionale del gas e valuta quindi gli standard infrastrutturali e quelli di approvvigionamento previsti dal Regolamento UE 2017/1938, includendo anche la definizione dei clienti protetti. Inoltre, descrive le misure preventive messe in atto dal Governo e dall'operatore del trasporto per mitigare le conseguenze dei rischi individuati. Alla dimensione nazionale, il PAP affianca anche quella europea, includendo valutazioni derivanti anche dal confronto con gli Stati membri che condividono le stesse rotte di approvvigionamento.

Come previsto dal Regolamento UE 2017/1938, è stato aggiornato anche il Piano di Emergenza (PE) del sistema italiano del gas naturale con l'introduzione dell'addendum contenente il Piano di riduzione dei consumi del sistema nazionale del gas naturale (preparato in attuazione del Regolamento UE 2022/1369, ulteriore conseguenza dell'aumento del rischio legato all'instabilità delle forniture di gas provenienti della Russia). Il PE stabilisce le condizioni di attivazione dei tre diversi livelli di crisi che possono verificarsi a causa di condizioni sfavorevoli, definisce la tipologia e le modalità di attuazione degli interventi per far fronte alle situazioni di crisi, e individua le imprese e gli operatori del settore gas ed energia elettrica responsabili dell'attuazione. Occorre precisare che il PE era inizialmente pensato per affrontare crisi di breve durata, mentre ora, anche attraverso l'addendum sulla riduzione dei consumi, prevede misure per affrontare intervalli più lunghi di crisi, intervenendo più incisivamente anche sul lato della domanda (per esempio la riduzione volontaria

dei consumi dei clienti industriali), oltre che sulla massimizzazione dell'offerta (peak shaving con GNL e uso dello Stoccaggio Strategico).

A ulteriore sostegno del sistema europeo, il citato Regolamento UE 2017/1938 prevede anche la stipula di accordi internazionali di "solidarietà" tra Stati membri. Tali accordi rappresentano misure di ultima istanza che uno Stato in crisi può attuare se versa in situazioni disperate, ovvero quando, avendo adoperato tutte le opzioni a sua disposizione, non riesce a rifornire i propri clienti protetti. L'Italia ha, al momento, firmato un accordo di solidarietà con la Slovenia e, alla data odierna, con la Germania, ed è in negoziato con Austria, Grecia e Francia per gli accordi rimanenti, in riferimento agli obblighi del regolamento citato. Ulteriori negoziati sono tutt'ora in atto anche con la Svizzera per ottenere un risultato simile sebbene fuori dal quadro legale europeo.

#### ❖ **PRODOTTI PETROLIFERI**

La transizione verso uno sviluppo sempre meno basato sui combustibili fossili richiederà del tempo e mentre il mantenimento di un'industria petrolifera downstream nazionale ambientalmente e tecnologicamente all'avanguardia, potrà garantire l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti necessari.

Proprio al fine di valorizzare l'apporto del settore petrolifero rispetto alla sicurezza energetica del Paese sono state individuate alcune misure da implementare al 2030, tra cui:

- favorire la riconversione a bioraffinerie di raffinerie italiane, in coerenza con gli obiettivi comunitari sempre più ambiziosi e con l'aumento della domanda interna di biocarburanti avanzati utilizzati sia in miscela con i prodotti fossili e sia in purezza. Per tale azione molte delle raffinerie esistenti potranno riconvertirsi, anche parzialmente, in bioraffinerie per la produzione di biocarburanti da utilizzare in purezza, alcune in modo complessivo, altre in maniera modulare, per accompagnare il processo di decarbonizzazione, fino ad azzerare la quota di prodotti fossili lavorati a favore di quelli bio. Specifici obiettivi sono già previsti in tale direzione;
- favorire la diffusione di impianti di co-processing all'interno delle raffinerie per sviluppare ulteriormente le produzioni di biocarburanti avanzati destinati sia al trasporto stradale che al settore dell'aviazione con i SAF – Sustainable Aviation Fuels. Per tale azione in data 25 maggio 2023 è stata emanata la prima autorizzazione alla realizzazione di un impianto di co-processing, all'interno della Raffineria sita in San Martino di Trecate (NO), per la lavorazione di olio vegetale proveniente dalla trasformazione di uno scarto della produzione dell'olio di palma esterificato appartenente alla categoria dei così detti "oli acidi", al fine di stoccarlo ed immetterlo in sostituzione della miscela di olio combustibile in carico presso l'impianto esistente. Inoltre, è attualmente in corso il procedimento di autorizzazione per la realizzazione di un impianto di lavorazione e stoccaggio di oli vegetali, sottoprodotti di origine animale e Used Cooking Oil (UCO), da destinare ad uso energetico per la produzione di HVO diesel, Bio-jet, HVO nafta e Bio-gpl, da realizzarsi all'interno della Raffineria di Livorno;
- sostenere il riutilizzo dei siti industriali mediante conversione a deposito o ad altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali.

Ulteriori azioni che andranno implementate riguardano il sostegno alla ricerca e l'industrializzazione dei processi produttivi dei combustibili sintetici sia RFNBO che RCF all'interno delle raffinerie per affiancare la produzione di biocarburanti e per fornire al mercato un'ampia disponibilità di fuels carbon neutral. Inoltre, sarà necessario favorire lo sviluppo e la realizzazione di processi di produzione di idrogeno verde ma soprattutto blu, agevolando la realizzazione di impianti di CCUS nelle raffinerie. Un'altra azione essenziale da implementare è focalizzata su impianti per la produzione di materie prime per la preparazione dei biocarburanti per le

bioraffinerie (le cosiddette “cariche advanced” fatte, ad esempio, con oli da alghe e oli da rifiuti), in modo da creare una filiera produttiva nazionale di supporto a una transizione verso biocarburanti avanzati, supportando le iniziative comunitarie dirette ad incrementare la lista delle materie prime idonee a produrre biocarburanti avanzati e double counting, in linea con i target sempre più ambiziosi di quota di energia rinnovabile destinata ai trasporti. Da ultimo, sarà necessario salvaguardare l'industria della raffinazione italiana, con lo scopo di consentire al mercato di disporre di prodotti ad alta compatibilità ambientale realizzati seguendo i più alti standard ambientali.

Si evidenzia infine che l'incremento della disponibilità di biocarburanti derivanti da processi di idrogenazione, garantirà anche maggiore disponibilità di bioGPL utilizzabile quale gas rinnovabile, sia nel settore residenziale per le aree non metanizzate che come carburante, per consentire un rinnovo in senso ambientale di una parte del parco auto obsoleto circolante oggi a benzina.

## ❖ SETTORE ELETTRICO

### ◆ **AGGIORNAMENTO DEL PIANO DI EMERGENZA DI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO**

Il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESEE) ha l'obiettivo di evitare interruzioni non controllate del servizio elettrico che causerebbero disagio sociale ed economico per la collettività. Con l'evoluzione del funzionamento del sistema elettrico, gli attuali piani di difesa devono essere aggiornati, con nuove logiche dinamiche e flessibili, con l'obiettivo di limitare i disservizi tramite soluzioni di protezione, controllo preventivo, controllo correttivo per una efficace gestione delle situazioni di emergenza.

In un'ottica di medio-lungo termine si ritiene necessaria l'adozione di metodologie basate sull'analisi dei rischi a livello di programmazione e di esercizio che tengano conto delle incertezze previsionali per individuare le azioni di mitigazione efficaci per evitare o limitare i disservizi, anche nell'ottica di un maggiore coordinamento transfrontaliero delle misure per la sicurezza e la gestione delle emergenze.

### ◆ **INCREMENTO DELLA RESILIENZA**

Migliorare l'affidabilità di un sistema elettrico, oltre a migliorarne le prestazioni a fronte di eventi ordinari, richiede di aumentarne la resilienza identificando criteri e modalità per minimizzare i disservizi a fronte di eventi estremi, di origine naturale o antropica. In tal senso, un elemento fondamentale è la valutazione dei rischi in tutte le fasi di gestione del sistema, superando gli approcci classici che non considerano guasti multipli.

Tra le misure da implementare per migliorare la resilienza del sistema elettrico, ai gestori di rete (TSO e DSO) si pone l'obiettivo di adottare metodologie di analisi che considerino tutti i rischi derivanti dall'occorrenza di contingenze multiple così da identificare gli interventi più utili ed efficaci per migliorare la resilienza del sistema in tutte le fasi di gestione e per tutte le minacce rilevanti, considerando anche le minacce idrogeologiche, che si stanno dimostrando particolarmente critiche e che in prospettiva si prevede possano essere causa di disservizi significativi.

L'analisi del rischio esteso a considerare le minacce e le loro probabilità, già applicato nella definizione dei piani di sviluppo delle reti per la resilienza, costituisce un elemento su cui operare a tutti i livelli e in tutte le fasi per il miglioramento della resilienza. Ciò richiede di considerare il legame tra le cause e gli effetti, vale a dire tra le minacce, i guasti, le contingenze e gli impatti sul servizio del sistema elettrico e quindi di:

- modellare il legame quantitativo tra cause dei disturbi e le contingenze, attraverso un'estensione della classica definizione di rischio;
- individuare e selezionare le contingenze in base alle condizioni ambientali/meteorologiche, a breve o lungo termine, per consentire di valutare la sicurezza del sistema anche a fronte di possibili eventi estremi;
- valutare gli impatti sul sistema;
- identificare le azioni di mitigazione dei rischi più efficaci nel breve e nel lungo termine sia a livello preventivo sia correttivo per migliorare la resilienza del sistema.

Corrispondentemente l'obiettivo da perseguire è quello della identificazione e applicazione di:

- misure passive, volte a migliorare la capacità dell'infrastruttura di non subire guasti a fronte delle minacce, prevenendo e minimizzando l'impatto di queste attraverso:
  - 1) l'introduzione di ridondanze, che riduce la vulnerabilità dell'infrastruttura di rete attraverso, ad esempio, l'incremento del numero di collegamenti al fine di rafforzare la magliatura della rete;
  - 2) l'irrobustimento dei componenti e l'utilizzo di barriere di protezione, che riducono la vulnerabilità dei componenti, impedendo alle minacce di danneggiare l'infrastruttura di rete.
- misure attive (smart), volte a minimizzare i disservizi, migliorando la capacità di assorbimento del sistema e la rapidità di recupero.

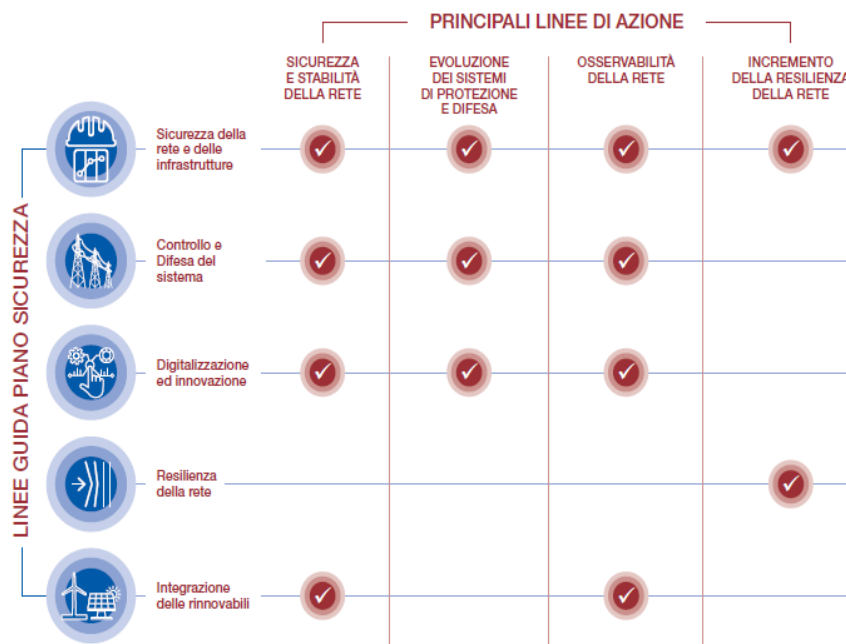
Si evidenzia che l'adozione di approcci passivi, come la messa in campo di nuove linee elettriche, può subire ritardi dovuti ai tempi dei processi autorizzativi. Da questo punto di vista, l'obiettivo di medio termine è di affrontare il problema in modo integrato adottando sia soluzioni passive sia attive per la difesa del sistema.

◆ **PIANI DI DIFESA DELLA RETE E ADOZIONE DI MISURE DI CONTINUO ADEGUAMENTO TECNOLOGICO**

Il piano di sicurezza, redatto annualmente da Terna e con orizzonte temporale quadriennale, riporta gli interventi che devono essere realizzati per guidare la transizione energetica, garantendo la sicurezza e la stabilità di funzionamento della rete. Il piano identifica una serie di misure da adottare necessarie per conseguire gli obiettivi di sicurezza. Le quattro linee di azione del Piano si sviluppano in coerenza con gli obiettivi principali, come illustrato nella figura sottostante.



Figura 54 - Piano della sicurezza. Linee di azione e linee guida



I cinque obiettivi principali (sicurezza, controllo, digitalizzazione, resilienza e integrazione FER) dovranno essere confermati anche nei prossimi Piani di Difesa che dovranno essere adattati e adeguati al fine di tener conto del progressivo *decommissioning* del parco termico nazionale a carbone e del progressivo aumento della produzione da fonti rinnovabili, la cui quota sarà in ulteriore rialzo rispetto a quanto stabilito nel PNIEC 2019.

Dovranno essere approfondite le analisi finalizzate a valutare le possibili contromisure da adottare nei casi di modifiche degli assetti di rete determinate dal crescente impatto della generazione distribuita e del possibile verificarsi di situazioni di degrado della rete. A tal fine i piani dovranno essere integrati e coordinati tra gli operatori, al fine di migliorare la resilienza del sistema, tramite l'adozione di misure attive in aggiunta a quelle passive e identificando il miglior mix di soluzioni.

Nella definizione di resilienza del sistema devono rientrare anche tutte quelle attività che i gestori di rete devono mettere in campo per ridurre i tempi di ripresa del servizio, che richiedono azioni di coordinamento con i principali soggetti coinvolti (enti territoriali, Protezione Civile, enti gestori delle strade, ecc.) e messa a disposizione delle risorse disponibili. Sia il Gestore della Rete di trasmissione nazionale che i distributori sono tenuti a presentare i piani di resilienza individuando le aree e le linee a rischio e gli interventi prioritari da realizzare per migliorare la resilienza delle infrastrutture di rete. Tali piani dovranno considerare sia le soluzioni passive sia le soluzioni attive.

#### ◆ **MERCATI DELLA CAPACITÀ**

La misura, approvata inizialmente dalla CE nel 2018 e poi nel 2019 nella successiva versione con nuovi limiti emissivi per gli impianti partecipanti (Decreto ministeriale 28 giugno 2019, cui è seguito il decreto 9 maggio 2024), prevede l'introduzione di aste annuali da parte di Terna, aperte a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'obiettivo di adeguatezza, per l'approvvigionamento di risorse, anche estere, a copertura del fabbisogno espresso da Terna sulla base di un *assessment* di lungo periodo aggiornato annualmente. La misura è stata successivamente aggiornata nel 2021 e

approvata con Decreto Ministeriale del 28 ottobre 2021. Le aste con periodo di consegna 2022 e 2023 sono state svolte nel 2019. L'asta con periodo di consegna 2024 è stata svolta nel 2022.

L'ultimo Rapporto Adeguatezza Italia (RAI), pubblicato a dicembre del 2023, evidenzia come una quota parte del parco termoelettrico è a rischio dismissione per insostenibilità economica, sia nel medio che nel lungo termine. Più nel dettaglio, Terna stima che la capacità termoelettrica a rischio dismissione è pari a 14,8 GW entro il 2028 e 19,7 GW entro il 2033. Se tutta questa capacità venisse effettivamente dismessa, il Loss Of Load Expectation (LOLE) sarebbe pari a centinaia di h/anno, ben superiore quindi allo standard di adeguatezza di 3h di LOLE/anno. In tale contesto, il meccanismo di capacity market continuerà a garantire la disponibilità delle risorse necessarie all'adeguatezza del sistema elettrico italiano. I mercati spot, necessari a fornire i segnali di prezzo per il dispacciamento ottimale delle risorse a ridosso della consegna (mercati day-ahead e mercati intraday), non sono infatti sufficienti a garantire i corretti segnali di prezzo per indirizzare le scelte di entrata e/o uscita dal mercato nel medio-lungo periodo. Ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 180, del 9 maggio 2024 ha approvato la nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

#### ◆ **STRUMENTI PER IL MANTENIMENTO IN ESERCIZIO DEGLI IMPIANTI**

Il meccanismo di *capacity market* esistente, con la nuova Disciplina approvata con Decreto Ministeriale del 9 maggio 2024, è stato integrato per stimolare la realizzazione di una serie di migliorie tecniche al comparto termoelettrico tradizionale, in modo tale da garantirne la disponibilità anche in condizioni climatiche estreme, come quelle verificatesi nell'estate 2022 e descritte nel paragrafo 2.4.3 (alte temperature e scarsa piovosità). Fra le varie migliorie tecniche, quella sicuramente più efficace nell'incrementare la disponibilità delle centrali termoelettriche consiste nell'adeguamento dei relativi sistemi di raffreddamento che funzionano esclusivamente ad acqua. Tale soluzione, per le centrali termoelettriche costruite in prossimità dei corsi d'acqua, si basa sulla sostituzione/integrazione dell'attuale sistema di raffreddamento ad acqua con sistemi non esclusivamente ad acqua, come ad esempio torri evaporative ad aria, condensatori ad aria, condensatori ibridi acqua-aria con acqua in circuito chiuso, quindi sistemi che garantiscono il funzionamento delle centrali termoelettriche anche in condizioni climatiche estreme, caratterizzate da forti ondate di calore e basse portate nei corsi d'acqua.

Parallelamente al *capacity market*, occorre dar seguito a quanto previsto all'articolo 20 del decreto legislativo n. 210 del 2021, che prevede la definizione degli obblighi di servizio pubblico per le imprese elettriche con particolare riferimento alla capacità per cui gli operatori richiedono la dismissione ma che risulta ancora necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, minimizzando, al contempo, gli oneri per i consumatori finali.

#### ◆ **NUOVI STRUMENTI PER LA FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA**

Le piccole risorse distribuite, quali i veicoli elettrici, le pompe di calore e gli accumuli residenziali, possono avere un ruolo chiave nel settore energetico non soltanto in ottica di ottimizzazione dell'autoconsumo, ma anche in ottica di partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi, fornendo preziosi servizi per la gestione del sistema elettrico.

Le risorse distribuite possono già oggi partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento per il tramite del progetto pilota UVAM. Tuttavia, al fine di incrementare l'utilizzo di tali risorse per la gestione del sistema energetico, risulta necessario individuare opportuni meccanismi che incentivino l'innovazione tecnologica necessaria, insieme agli opportuni strumenti regolatori, per

ridurre i costi di partecipazione di tali risorse al mercato dei servizi di dispacciamento, consentendo la competizione con le risorse tradizionali di grande taglia. In questo ambito è necessaria ulteriore ricerca, tuttavia la promozione della standardizzazione dei processi, delle tecnologie e dei protocolli di comunicazione potrebbe essere la chiave per rimuovere le barriere tecnologiche ed economiche che ad oggi hanno un impatto negativo sulla effettiva partecipazione di tali risorse ai mercati.

Un ulteriore passo consisterà nel modificare il codice di rete italiano, rendendo possibile la partecipazione di tali risorse al mercato dei servizi di dispacciamento in modo strutturale e non più tramite progetto pilota. Tuttavia, è opportuno sottolineare come, ad oggi, il mercato dei servizi di dispacciamento, gestito da Terna al fine di garantire il bilanciamento tra domanda e offerta di energia elettrica, nonché la sicurezza stessa della rete, sia un mercato essenzialmente a pronti, che remunera la sola attivazione delle risorse. Questo mercato, quindi, come spiegato nel paragrafo 2.3., potrebbe non fornire i segnali di prezzo sufficienti per stimolare gli investimenti in nuove risorse necessarie a soddisfare i requisiti di flessibilità del sistema elettrico. Il mercato dei servizi di dispacciamento dovrebbe pertanto evolvere, passando da un mercato prevalentemente a pronti a un mercato che includa anche strumenti a termine.

L'esperienza dei progetti pilota avviati nel 2017 dall'ARERA con il modello UVAM basato sull'aggregazione delle risorse ha consentito di individuare le opportunità di una maggiore integrazione di tali soggetti nel mercato dei servizi e di elaborare una disciplina regolatoria di regime in vigore dal 2025, con la nuova regolazione del dispacciamento (Testo integrato del dispacciamento elettrico – TIDE). Tuttavia, è opportuno sottolineare come, ad oggi, il mercato dei servizi di dispacciamento, gestito da Terna al fine di garantire il bilanciamento tra domanda e offerta di energia elettrica, nonché la sicurezza stessa della rete, sia un mercato essenzialmente a pronti, che remunera la sola attivazione delle risorse. Questo mercato, quindi, come spiegato nel paragrafo 2.3, potrebbe non fornire i segnali di prezzo sufficienti per stimolare gli investimenti in nuove risorse necessarie a soddisfare i requisiti di flessibilità del sistema elettrico e a promuovere la partecipazione di risorse quali la gestione della domanda. Il mercato dei servizi di dispacciamento sarà quindi soggetto ad una revisione, come evidenziato in precedenza, integrando altresì strumenti a termine.

#### ◆ **MISURE PER LA DIFFUSIONE DEGLI ACCUMULI**

Per quanto riguarda lo sviluppo della capacità di accumulo, il decreto legislativo n. 210/2021, cui ha fatto seguito la delibera 247/2023 dell'ARERA, sancisce che la capacità di accumulo necessaria al sistema dovrà essere sviluppata tramite meccanismi di contrattualizzazione a termine gestiti da Terna. A dicembre 2023 la Commissione Europea ha approvato (State Aid SA.104106 (2023/N)) il meccanismo di contrattualizzazione degli accumuli (MACSE) per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio elettrico.

Più nel dettaglio, l'approvvigionamento dovrà riguardare la capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità per aree. In esito a tali aste, sarà riconosciuta ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una remunerazione annua per tutto l'orizzonte temporale di lungo termine previsto dalle aste stesse, a fronte dell'obbligo di realizzare l'impianto e di rendere disponibile a Terna la nuova capacità di stoccaggio realizzata, al fine di (i) consentirne l'esercizio a operatori di mercato terzi sui mercati dell'energia e (ii) renderla disponibile sul MSD.

Tale capacità dovrà essere approvvigionata in maniera progressiva con aste sequenziali. In tal modo, il fabbisogno procurato tramite ciascuna asta verrà dimensionato in modo tale da tenere conto dell'evoluzione attesa di nuova capacità rinnovabile, sia in termini di quantità che di distribuzione tra le varie zone di mercato (in questo modo, sarà possibile esprimere in ciascuna asta un fabbisogno commisurato alle effettive esigenze del sistema e all'evoluzione degli sviluppi di rete,

oltre a catturare l'eventuale riduzione dei costi delle tecnologie di stoccaggio elettrico che si potranno sperimentare nei prossimi anni).

#### ◆ **CYBERSECURITY**

Per quanto riguarda le misure di cybersecurity, in attuazione di quanto previsto dal Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 si è proceduto ad aggiornare il Piano di preparazione ai rischi nel settore elettrico, disponendo misure nazionali e regionali, volte a prevenire e/o fronteggiare eventuali crisi dell'energia elettrica.

All'interno del Piano è stato dedicato un cluster sui rischi da attacchi informatici, in cui sono stati ipotizzati rischi da fronteggiare quali "attacchi dolosi e carenza di combustibile", "calamità naturali rare ed estreme" nonché "incidenti simultanei", specificando i compiti operativi riguardanti la pianificazione della preparazione ai rischi e la loro gestione, da delegare al Gestore della rete di trasmissione nazionale, nonché un piano di misure al fine di gestire e fronteggiare una eventuale crisi del sistema. Tali scenari sono stati individuati tenendo conto dei rischi di cui all'articolo 5, paragrafo 2, del Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 e sono stati elaborati in coerenza con gli scenari regionali di crisi, nonché sono stati consolidati a valle di una consultazione con l'Autorità di regolazione, il TSO, i Gestori dei sistemi di distribuzione ritenuti significativi nonché con le Associazioni di categorie relative alla produzione.

Il Piano andrà aggiornato secondo i termini individuati dalla normativa europea.

#### *ii. Cooperazione regionale in questo settore*

#### ❖ **COORDINAMENTO TRANSFRONTALIERO**

All'interno del Piano dei rischi sono stati individuate modalità e procedure di cooperazione regionale al fine garantire un coordinamento in collaborazione tra gli Stati membri e i TSO per la prevenzione dei rischi sul sistema elettrico.

In tale sistema il gestore della rete di trasmissione nazionale Terna effettua analisi di adeguatezza nella propria area di controllo e contribuisce all'analisi paneuropea, al fine di individuare possibili rischi a livello europeo o all'interno della propria area di controllo, fornendo al Coordinatore Regionale per la Sicurezza le informazioni necessarie per effettuare le valutazioni di adeguatezza interregionali (Short Term Adequacy analysis-STA) al fine di identificare possibili rischi a livello europeo in un arco temporale settimanale.

Nel caso in cui vengano rilevati rischi per l'adeguatezza, viene attivato un processo regionale, volto a trovare possibili soluzioni per minimizzare i rischi attraverso contromisure coordinate bilaterali tra altri TSO, arrivando anche all'attivazione di una Critical Grid Situation (CGS).

Le contromisure utilizzate per risolvere la situazione di criticità possono essere le seguenti: soppressione degli interventi di manutenzione della rete che interessano le linee di confine, rivalutazione della capacità di trasferimento, predisposizione alla consegna di emergenza energetica.

Se i problemi di adeguatezza si verificano in prossimità del tempo reale e non sono disponibili contromisure interne, l'art. 21 del Regolamento (UE) 2017/2196 della Commissione prevede che Terna possa richiedere consegne di energia di emergenza ai TSO limitrofi per il periodo di tempo in cui la riserva in salita o in discesa acquistata nei Mercati dei Servizi di Dispacciamento non è sufficiente per il fabbisogno in tempo reale.

Tale fornitura di energia di emergenza è regolata da contratti bilaterali firmati con TSO limitrofi in cui sono dettagliati i termini e le condizioni della fornitura. Il prezzo della consegna di emergenza è descritto in ciascun contratto ed è pagato dal TSO richiedente in base ai prezzi di mercato in D-1.

L'interruzione anticipata della consegna può essere richiesta eccezionalmente in caso di violazioni della sicurezza o altri problemi di adeguatezza.

Tra Terna e TSO francesi, svizzeri e sloveni sono in essere contratti di mutua assistenza in caso di emergenza.

Al di fuori della Regione, tali contratti sono stati sottoscritti tra Terna e TSO di altri Stati membri (Grecia) e Paesi Terzi (Montenegro).

### *iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

In linea con la programmazione 2014-2020, la programmazione 2021-2027, così come definito nell'Accordo di partenariato tra Italia e Commissione europea approvato con Decisione di esecuzione della CE il 15 luglio 2022, nell'ambito dell'obiettivo strategico 2, ha previsto l'incremento della capacità della rete di assorbire una crescente quota di energie rinnovabili e la trasformazione intelligente delle reti di trasmissione e distribuzione di elettricità. A detta finalità concorre il Programma Nazionale Ricerca Innovazione e Competitività per la transizione verde e digitale 2021-2027, con una dotazione finanziaria pari a 800M€. Sempre nell'ambito dell'obiettivo 2 è prevista la realizzazione di nuove infrastrutture anche per la mitigazione e l'adattamento al cambiamento climatico e l'adeguamento delle infrastrutture esistenti tradizionali, attraverso un'azione mirata allo sviluppo della produzione di energia elettrica da FER.

Nell'ambito del FSC 2021-2027, all'interno dell'area tematica "Energia", oltre agli ambiti dell'efficienza energetica e dell'energia rinnovabile, è previsto anche quello di reti e accumuli. Nel settore delle reti e degli accumuli, in complementarità con il PNRR, il FSC comprende anche il miglioramento dell'efficacia e delle prestazioni dei sistemi di trasmissione elettrica e di accumulo, attraverso: la modernizzazione delle reti, sia distributive (cd. "smart grids"), sia trasmissive, per accrescerne la resilienza ambientale e la flessibilità adattiva; lo sviluppo di capacità di accumulo di elettricità generata con fonti rinnovabili, nei territori dove è più acuta la distonia localizzativa fra generazione e consumo di elettricità (come accade in particolare fra Sicilia e Mezzogiorno continentale). Il ruolo dello storage è fondamentale per stabilizzare le reti trasmissive ed ottimizzare il bilanciamento tra i diversi profili temporali di domanda e offerta di elettricità. In questo contesto, nell'ambito del Fondo è possibile valutare e sostenere progetti pilota per l'uso di energie geotermiche a bassa entalpia per il riscaldamento industriale e civile a bassa entalpia per il riscaldamento industriale e civile.

### 3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia<sup>82</sup>

#### 3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica

*i. Politiche e misure volte a conseguire il traguardo di interconnettività di cui all'articolo 4, lettera d)*

##### ❖ **SETTORE ELETTRICO**

Il Piano di Sviluppo 2023 di Terna, in continuità con i precedenti Piani, individua le opportunità per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti. L'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, indica che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:

- la frontiera nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il sud est Europa, in particolare con la Grecia ed eventualmente altri paesi balcanici laddove si pervenga ad uno sviluppo di fonti rinnovabili significativo e ad una maggiore maturità e integrazione dei mercati all'ingrosso.

Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il nord Africa può essere di rilevanza strategica, in un'ottica di crescente integrazione dei Paesi mediterranei con il mercato europeo. In tale contesto, il cavo di interconnessione Italia-Tunisia - progetto ELMED<sup>83</sup> (o TUNITA) - fornisce uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche. Il progetto è incluso nella lista di Progetti di Mutuo Interesse (PMI) avendo dimostrato effetti positivi negli scenari di medio e di lungo termine per Italia, Tunisia e altri Paesi membri dell'Unione europea.

Al fine di valorizzare gli indicatori espressi nella Comunicazione COM(2017) 718 final (e riportati nella intestazione del paragrafo), si sono presi in considerazione i progetti di interconnessione<sup>84</sup> elencati nella tabella seguente e definiti nell'ambito della pianificazione europea (Ten-Year Network Development Plan -TYNDP- di ENTSO-E), ovvero dei progetti pianificati da Terna nei propri piani di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (PdS).

<sup>82</sup> Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica.

<sup>83</sup> Dicembre 2022 la Commissione Europea ha comunicato che il progetto di interconnessione tra Italia e Tunisia ha ottenuto l'importo più cospicuo, 307,6 milioni di euro, del "Connecting Europe Facility" (CEF), il fondo dell'Unione europea per lo sviluppo di progetti mirante al potenziamento delle infrastrutture energetiche comunitarie

<sup>84</sup> Ai fini del calcolo degli obiettivi, vanno considerate solo le interconnessioni con gli Stati membri dell'Unione e con la Svizzera (in quanto paese interconnesso solo con Stati membri UE), così come raccomandato dall'Expert Group on electricity interconnection targets. Restano quindi esclusi dal calcolo i progetti di interconnessione con Montenegro e Tunisia.

Tabella 45 - Progetti di interconnessione Pianificati nel PdS23 ed Iniziative Merchant Lines (TYNDP24)  
[Fonte: Terna]

Frontiera	ID Progetto PdS/TYNDP	Nome Progetto
IT-AT	-/210*	ML Würmlach - Somplago
	204-P/375	Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria
	252-P/-	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria
IT - CH	-/250*	ML Castasegna - Mese
	-/174*	ML Greenconnector project (HVDC Verderio - Sils)
	167-P/1171	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione con la Svizzera
IT - FR	301-P/299	HVDC SACO13
IT - SI	200-I/150	Interconnessione Italia – Slovenia (rimozione limitazione rete esistente)
	-/323*	ML Zaule - Dekani
	- /324*	ML Redipuglia - Vrtojba
IT-TN	601-I /29	Interconnessione Italia-Tunisia (ELMED)
	-/283*	ML TUNUR
	-/1208*	Medlink2
IT-MT	-/1085*	ML Malta-Italy
IT-GR	554-P/1112	HVDC GRITA 2
IT-ME	401-S/28	HVDC Italia-Montenegro (MONITA2)
IT-DZ	-/1208*	Medlink1

\* progetto Merchant Line non nella titolarità di Terna

Lo sviluppo di ulteriori progetti di interconnessione, rispetto a quelli qui considerati, deve tenere conto delle lunghe tempistiche conseguenti alla necessità di realizzare accordi tra Stati e tra TSO e di completare i processi autorizzativi, di costruzione e di messa in servizio, fronteggiando anche possibili opposizioni locali.

Resta fermo l'interesse a investigare ulteriori progetti di interconnessione, purché tecnicamente ed economicamente fattibili e in linea agli obiettivi di decarbonizzazione e di integrazione dei mercati.

## ii. Cooperazione regionale in questo settore<sup>85</sup>

Come già evidenziato nel precedente paragrafo, sono in corso attività di confronto e di cooperazione con i Paesi limitrofi al fine di implementare la rete infrastrutturale energetica, migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti nazionale ed europea.

<sup>85</sup> Interventi diversi dai PIC e dai PMI dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 869/2022.



*iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

Lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa può fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche di entrambi i Paesi, con riflessi positivi negli scenari di medio e di lungo termine anche su altri Stati membri, motivo per il quale il progetto ELMED è incluso nella lista di Progetti di Mutuo Interesse (PMI), in accordo al Regolamento UE 869/2022.

Nel mese di agosto 2022, Terna, ottemperando alla richiesta dell'Autorità (ARERA) in merito al reperimento di opportuni strumenti di finanziamento a parziale copertura dei costi di investimento, ha provveduto alla candidatura del progetto di interconnessione Italia-Tunisia ai fini dell'accesso dei fondi Comunitari UE del programma "Connecting Europe Facility" (Fondi CEF), il fondo dell'Unione europea per lo sviluppo di progetti mirante al potenziamento delle infrastrutture energetiche comunitarie. A dicembre 2022 la Commissione Europea ha comunicato che il progetto di interconnessione tra Italia e Tunisia ha ottenuto l'importo più cospicuo, 307,6 milioni di euro, del Fondo CEF, a fronte degli 850 Mln € previsti per la sua realizzazione.

Nell'ambito dei contributi relativi al PNRR, sono destinati 150 milioni di euro verso Terna per interventi volti all'incremento della resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale<sup>[1]</sup>. In aggiunta, il Consiglio dell'Unione Europea ha approvato in data 8 dicembre 2023 la revisione del PNRR italiano, comprendente il capitolo dedicato al REPowerEU. All'interno di quest'ultimo, nell'ambito della misura per Reti e Infrastrutture, sono presenti tre progettualità presentate da Terna per un contributo complessivo previsto di 840 milioni di euro. I progetti presentati sono: Tyrrhenian Link Ramo East, con un contributo previsto di 500 milioni di euro, SA.CO.I3, con un contributo previsto di 200 milioni di euro e *Smart National Transmission Grid* (Interventi di digitalizzazione della rete di trasmissione nazionale) per 140 milioni di euro.

Il Repower EU stanziava altresì ulteriori finanziamenti per il Tyrrhenian link, il SACOI e le seguenti ulteriori progettualità.

- **M7 - Investimento 4 "Tyrrhenian link"** con un finanziamento di 500 milioni di euro l'investimento contribuisce alla realizzazione del progetto "Tyrrhenian link" che prevede due nuovi impianti in corrente continua ad alta tensione (HVDC - High Voltage Direct Current), in configurazione bi-terminale, con una potenza di 1.000 MW ciascuno. Il progetto parzialmente finanziato dalla BEI è diviso in due distinte sezioni: "Collegamento Ovest" - Sicilia-Sardegna e "Collegamento Est" Sicilia-Terraferma. L'investimento 4 che sarà completato ad agosto 2026 sostiene, la costruzione della "linea di interconnessione est" tra Sicilia e Campania che prevede l'installazione di 514 km di impianti di cavi sottomarini in corrente continua (HVDC) tra Eboli e Caracoli.
- **M 7 - Investimento 5 "SA.COI I3"**. Il progetto inserito nell'elenco dei Progetti di Interesse Comune (PIC) ai sensi del Regolamento n. 347/2013 consiste nella realizzazione di un collegamento in cavo HVDC (High Voltage Direct Current) in corrente continua a 200 kV che collegherà la Sardegna, la Corsica e la Toscana, con una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW. L'investimento 5 sostiene con un finanziamento di 200 milioni la costruzione entro agosto 2026 degli involucri che ospiteranno le due nuove stazioni elettriche di conversione adiacenti a quelle esistenti, localizzate una in Sardegna a Codrongianos (in provincia di Sassari) e una in Toscana a Suvereto (in provincia di Livorno).
- **M7 - Investimento 7 "Smart National Transmission Grid"**. Con un finanziamento di 140 milioni di euro l'investimento che sarà terminato ad agosto 2026 contribuisce alla digitalizzazione della rete elettrica di trasmissione per migliorarne l'efficienza, la sicurezza e la flessibilità nonché favorire lo sviluppo e l'integrazione delle fonti rinnovabili. Obiettivo dell'investimento con una dotazione di 140 milioni di euro è la digitalizzazione della Rete

elettrica di Trasmissione Nazionale e il miglioramento del sistema di gestione e controllo gestito dal Gestore del Sistema di Trasmissione. Con il progetto che riguarda sia la rete di trasmissione che i suoi componenti software si intende facilitare l'integrazione dei consumatori e dei prosumer nel mercato dell'energia, accelerando la diffusione delle energie rinnovabili e aumentando la resilienza della rete. Nello specifico il progetto prevede: l'installazione del protocollo sicuro 104 in almeno 250 stazioni elettriche (al momento dell'installazione, e in sinergia con l'architettura dell'Information and Communication Technology (ICT), tutti i dati devono confluire attraverso il sistema centrale di gestione e controllo); l'installazione di attrezzature 5G o architetture ICT in almeno 40 stazioni elettriche; l'installazione di un sistema di monitoraggio IoT industriale su almeno 1.500 tralicci elettrici per raccogliere dati che possono essere elaborati nel sistema di gestione.

- **M7 - Investimento 6 “Cross-border electricity interconnection projects between Italy and neighbouring countries”.** L'obiettivo di questo investimento con una dotazione di 60 milioni di euro è quello di estendere e ammodernare l'infrastruttura di trasmissione dell'energia elettrica tra l'Italia, l'Austria e Slovenia. L'intervento consiste nel completamento dei seguenti interconnettori transfrontalieri:
  - "Somplago (Italia)-Würmlach (Austria)", con un aumento di 300 MW della capacità nominale degli interconnettori esistenti (target agosto 2026);
  - "Zaule (Italia)-Dekani (Slovenia)" e "Redipuglia (Italia) - Vrtojba (Slovenia)" con un aumento di 250 MW (target dicembre 2025) della capacità nominale degli interconnettori esistenti tra l'Italia e la Slovenia.

L'investimento riguarda solo il completamento della parte dell'interconnettore sul lato italiano.

## ❖ SETTORE GAS

Vista la necessità di sopperire alla mancanza della principale fonte di approvvigionamento per il sistema italiano (ed europeo) a seguito del conflitto scaturito dall'invasione russa dell'Ucraina, sono stati individuati una serie di interventi di potenziamento delle interconnessioni esistenti, in coerenza con il piano di sviluppo di SNAM, volti ad aumentare la centralità del sistema italiano nel ruolo di collegamento tra le risorse del Mediterraneo e del cosiddetto Corridoio Sud e i mercati europei, che garantiscono vantaggi economici e di sicurezza per il Paese e incrementano contemporaneamente le esportazioni verso quei sistemi che avranno bisogno di gas che sostituisca quello che precedentemente proveniva dalla Russia:

- potenziamento delle capacità di importazione complessiva contemporanea dei punti di entrata collocati nel sud Italia per mezzo della realizzazione della “Linea Adriatica” con il fine di incrementare le importazioni dal Nord Africa e dall'Azerbaijan ed eventualmente dai nuovi rigassificatori di GNL in fase di studio nel sud Italia;
- potenziamento delle capacità di trasporto del punto di Entrata di Melendugno (senza incrementare la capacità totale contemporanea del sistema), iniziativa che verrà avviata a seguito di una conclusione positiva del processo di capacità incrementale in corso;
- potenziamento della capacità totale di esportazione verso l'Austria e verso il Nord Europa;
- potenziamento delle importazioni di GNL mediante la costruzione dei due nuovi rigassificatori di Piombino e Ravenna e la valutazione di realizzare eventuali nuovi terminali al Sud Italia;
- creazione di una capacità di esportazione verso Malta;
- incremento della capacità di produzione nazionale sia di gas naturale che di biometano;
- rinnovo e potenziamento del sistema di stoccaggio.

❖ **SETTORE PETROLIFERO**

*Interconnessioni per il settore oil*

Come già evidenziato nel capitolo dedicato alla sicurezza energetica e nello specifico alle infrastrutture transfrontaliere, per il settore del petrolio, l'oleodotto transalpino TAL (Transa-Alpine Pipeline) rappresenta la più rilevante infrastruttura strategica per il trasporto di petrolio grezzo che, attraversando le Alpi, collega il Porto di Trieste alla città di Ingolstadt in Germania ed approvvigiona otto raffinerie situate in Austria, Germania e la Repubblica Ceca.

### 3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

*i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.2, comprese, se del caso, misure specifiche per consentire la realizzazione di progetti di interesse comune (PIC) e di altri progetti infrastrutturali importanti*

#### ❖ **SETTORE ELETTRICO**

Le misure per favorire un potenziamento e un miglioramento della rete di trasmissione dell'energia elettrica, da realizzare in coerenza con il Piano di Sviluppo decennale di TERNA, si basano sulle seguenti azioni:

#### ◆ **SVILUPPI RETE INTERNA**

Terna ha previsto la realizzazione di una serie di interventi funzionali a garantire il superamento delle congestioni tra le zone di mercato, per rendere la produzione più efficiente e incrementare la disponibilità di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento. Nel Piano di Sviluppo 2023 si prevede l'ammodernamento di elettrodotti esistenti con interventi sul medesimo tracciato o in adiacenza con un miglioramento delle prestazioni di esercizio, ovvero per consentirne l'esercizio in corrente continua. Ciò consentirà un notevole aumento della capacità di trasporto attraverso l'implementazione di un layer in DC (progetto Hypergrid) che permetterà di realizzare una rete attiva e altamente stabilizzante tramite anche il ricorso alla tecnologia del cavo interrato/sottomarino e soluzioni AC innovative.

A questi interventi bisognerà aggiungere anche investimenti sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni.

#### ◆ **PIANIFICAZIONE DELLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

La realizzazione delle opere strumentali al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica nei tempi preventivati richiede inevitabilmente una forte accelerazione degli investimenti nel settore energetico e ancor di più in quello elettrico. Investimenti che dovranno essere convogliati, in larga misura, nello sviluppo della nuova capacità FER, degli accumuli e delle reti di trasmissione e distribuzione, da effettuare attraverso un approccio coordinato, così da rendere il sistema più efficiente nel suo complesso. A tal proposito, Terna S.p.A. metterà a disposizione di amministratori, legislatori e soggetti proponenti il nuovo portale digitale "TE.R.R.A.", introdotto dalla Legge 11/2024 (già "Decreto energia"), per la consultazione di informazioni strategiche e rilevanti su Territorio, Reti, Rinnovabili e Accumuli. Questo strumento di comunicazione istituzionale crea una base sostanziale per la programmazione territoriale efficiente e sostenibile, fornendo informazioni trasparenti e accessibili sullo stato attuale e futuro degli impianti, sulle richieste di connessione e sui vincoli ambientali, paesaggistici e culturali che ricadono sul territorio nazionale. Il Portale TE.R.R.A. nasce con l'obiettivo di favorire la massima trasparenza su dati e informazioni, promuovere azioni di razionalizzazione e ottimizzazione nella pianificazione delle infrastrutture elettriche e, in ultimo, supportare gli stakeholder coinvolti anche attraverso continui rapporti di monitoraggio e avanzamento sulla rete e sul sistema elettrico forniti da Terna. Per poter raggiungere gli obiettivi comunitari, è necessario, inoltre, prevedere un'accelerazione e una semplificazione degli iter autorizzativi sia per le opere di sviluppo di rete che per la connessione di impianti rinnovabili. Le principali indicazioni contenute nelle conclusioni sull'infrastruttura della rete elettrica Ue, approvate il 30 maggio 2024 dal Consiglio Energia, evidenziano infatti la necessità di investimenti senza precedenti nelle reti elettriche sia a livello di trasporto che di distribuzione. Il documento sottolinea, inoltre, l'esigenza di individuare misure per accelerare le procedure di

autorizzazione. Infine, uno sviluppo delle FER coerente con gli scenari di policy non può prescindere dai meccanismi di contrattualizzazione a termine (es. aste FER), che ne garantiscano la loro realizzazione, riducendone i relativi costi di sviluppo. Per quanto riguarda le opere di rete, sarà importante facilitare le autorizzazioni per gli interventi di “repowering” sulla rete primaria (RTN) che prevedono “extra prestazioni” (es. aumento valori di portata in corrente) a parità di impatto ambientale. Ulteriori dettagli in merito alle semplificazioni degli iter autorizzativi, sono riportati nel Capitolo 3.3.

Tenendo conto dell'evoluzione del sistema elettrico nella sua globalità in vista del raggiungimento degli obiettivi europei in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel Piano di Sviluppo 2023 Terna ha individuato un nuovo standard di connessione al livello di tensione 36 kV per gli impianti di produzione con potenza fino a 100 MW da connettere alla RTN. La nuova soluzione standard di connessione a 36 kV consente di fornire la connessione alla RTN a un livello di tensione più adeguato alla taglia media degli impianti di produzione richiedenti la connessione, svincolandoli al contempo dalle complessità autorizzative portate in capo dalla realizzazione di uno stallo a 150-132 kV. In particolare, la nuova soluzione standard di connessione prevede che ciascun impianto di produzione sia connesso direttamente a uno stallo a tensione pari a 36 kV, che svolge la funzione di impianto di rete per la connessione con potenza convenzionale pari a 100 MVA.

#### ◆ **SVILUPPO DI SISTEMI DI ACCUMULO FUNZIONALI ALLA GESTIONE IN SICUREZZA ED EFFICIENZA DELLA RTN**

Gli accumuli dovranno configurarsi come elemento compensativo ulteriore rispetto allo sviluppo della rete necessaria per l'integrazione delle FER e saranno strettamente dipendenti dalla capacità e localizzazione delle FER realizzate. L'art. 18 del decreto 210/2021, il quale recepisce a livello nazionale la Direttiva UE 944 del 2019, non solo riconosce gli accumuli come essenziali per l'integrazione delle FER e il contenimento dell'overgeneration, ma prevede anche la definizione di un sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali, trasparenti, svolte da Terna e orientate a minimizzare gli oneri per i clienti finali. Il Meccanismo di Approvvigionamento della Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) è stato approvato dalla Comunità Europea a dicembre del 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)).

#### ◆ **APPROCCIO PROTOTIPALE PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI PROGETTI INNOVATIVI SULLE RETI ENERGETICHE**

Definizione di un quadro regolatorio che abiliti progetti di innovazione, anche mediante un fondo dedicato ed eventualmente la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente, per consentire agli operatori di testare, sul campo e in via prototipale, soluzioni innovative, prevedendo adeguati meccanismi di riconoscimento dei costi. Particolarmente coinvolti saranno gli operatori di rete, attraverso l'utilizzo di un nuovo approccio di innovazione di sistema che coinvolga anche le parti commerciali per lo sviluppo di nuovi business model, anche nelle fasi a valle della filiera strettamente elettrica, e la loro verifica mediante sperimentazioni effettuate ad hoc. Un esempio in tale senso è fornito dai progetti pilota avviati dall'ARERA per favorire la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento.

#### ◆ **EVOLUZIONE DEL RICONOSCIMENTO DEI COSTI INFRASTRUTTURALI SULLA BASE DEL SERVIZIO RESO AGLI UTENTI**

Progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato finalizzato al rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti e all'uso efficiente delle infrastrutture, da sempre al centro dell'azione regolatoria, identificato con la Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio (ROSS).

Tale approccio sarà adottato da ARERA secondo un percorso graduale con una prima fase finalizzata alla definizione dei criteri di riconoscimento dei costi orientati alla spesa totale, applicabili a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (ROSS-base) e integrati per i principali operatori con logiche *forward-looking*, che si sostanziano nell'analisi dei piani industriali che dovranno essere discussi e validati con il Regolatore sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (ROSS-integrale). I nuovi criteri di riconoscimento troveranno una prima attuazione, a partire dal prossimo periodo di regolazione.

In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per migliorare il livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative.

### ❖ **SETTORE GAS**

La situazione venutasi a creare a partire dal 2021, caratterizzata da una forte volatilità dei prezzi del gas naturale e, successivamente, dalle tensioni innescate dal conflitto fra Russia e Ucraina, ha modificato in modo significativo le modalità di utilizzo del sistema di trasporto italiano che storicamente prevedevano un flusso significativo di gas in ingresso lungo la direttrice nord est attraverso il Punto di Entrata di Tarvisio.

Le nuove dinamiche di utilizzo delle infrastrutture vedono un incremento delle importazioni da Sud con un utilizzo fino al 100% della capacità esistente per periodi limitati di tempo e un crescente contributo dei Terminali GNL. Tale assetto potrà assumere una dimensione strutturale nel medio periodo anche in considerazione degli indirizzi e delle decisioni intraprese sia a livello comunitario che nazionale, che prevedono la possibilità di ridurre fino ad azzerare la dipendenza energetica dalla Russia mediante un maggiore approvvigionamento di gas da altri fornitori e il progressivo sviluppo dei gas rinnovabili per supportare la transizione energetica. Le tematiche relative alle nuove dinamiche di utilizzo delle infrastrutture si aggiungono a quelle già presenti sul sistema di trasporto e stoccaggio del gas riguardanti la necessità di ammodernare e mantenere efficiente un'infrastruttura che in alcune sue componenti è stata concepita anche più di 40 anni fa. Queste considerazioni sono alla base della definizione delle misure intraprese per favorire il potenziamento e il miglioramento del sistema del gas naturale, da realizzare in coerenza con i piani di sviluppo degli operatori, che vengono di seguito descritte.

#### ◆ **SVILUPPO E ADEGUAMENTO DEL SISTEMA DI TRASPORTO DEL GAS**

Il sistema di trasporto dovrà essere sviluppato con il fine di incrementare la capacità di importazione dai punti di interconnessione con i paesi del Nord Africa e dall'Azerbaijan. A tale scopo sarà di fondamentale importanza la realizzazione della Linea Adriatica che, incrementando la capacità di trasporto del sistema sud-nord potrà rendere fruibile la piena capacità dei punti di importazione del Sud Italia. Grande importanza rivestiranno anche gli sviluppi del sistema di trasporto TAP e le conseguenti opere di sviluppo dell'infrastruttura italiana, per rendere disponibile una capacità fino a circa 18 miliardi di m<sup>3</sup> anno dall'Azerbaijan.

Il sistema di trasporto del gas dovrà inoltre incrementare la propria capacità di trasporto verso gli altri paesi dell'Unione Europea, in particolare incrementando le capacità di trasporto verso i paesi dell'Europa Centro Orientale ed in particolare verso l'Austria. Nel contesto di assicurare la sicurezza energetica di altri paesi, si ricorda anche il progetto di interconnessione della Sicilia con Malta.

Oltre agli interventi di sviluppo di nuova capacità è necessario programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti di compressione esistenti, al fine di assicurare il servizio di trasporto attraverso un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne

tecnologie costruttive con la finalità di mantenere e ridurre il livello di rischio, migliorare i livelli di continuità e qualità del trasporto, migliorare i livelli di tutela ambientale riducendo le emissioni di gas climalteranti.

#### ◆ SVILUPPO E ADEGUAMENTO DEL SISTEMA DI RIGASSIFICAZIONE

Come descritto nei paragrafi precedenti, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL sia con politiche attive di accordi con i paesi produttori, sia mediante l'incremento della capacità di rigassificazione tramite l'autorizzazione di due rigassificatori galleggianti (FSRU), gestiti da SNAM e localizzati nel porto di Piombino e al largo delle coste di Ravenna, sia attraverso l'autorizzazione di incrementi della capacità di rigassificazione dei terminali esistenti.

Al fine di aumentare la sicurezza, diversificazione e competizione per il sistema gas italiano, lo sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL può rappresentare lo strumento necessario a garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot e l'allineamento con i prezzi dei principali hub europei.

Ad oggi sono stati autorizzati i due FSRU (uno dei quali è diventato operativo nel 2023) e l'incremento di capacità di rigassificazione per il terminale OLT, mentre quello per Adriatic LNG, che ha allo studio ulteriori fasi di incremento di capacità, è in via di definizione.

Anche la capacità di stoccaggio e rigassificazione GNL di piccola taglia (i.e., small scale e truck loading), costituirà un elemento fondamentale per l'Italia nel periodo di transizione verso un sistema completamente decarbonizzato, consentendo di cogliere le opportunità del mercato globalizzato del GNL. In questo ambito, sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MASE alcuni progetti di depositi costieri e rigassificatori di GNL di piccolo volume (SSLNG), da realizzare in Sardegna e sulla costa adriatica (Ravenna e Porto Marghera), e progetti per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti.

In particolare, in Sardegna è stata definita, in attuazione del PNIEC 2019, con DPCM, la configurazione infrastrutturale gas per realizzare l'obiettivo del phase out delle centrali a carbone.

Per assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, è in corso di definizione la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si stanno dotando di un sistema di reloading effettuato dal TSO, e la possibilità di adottare un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV. A tale proposito si segnala il progetto del terminale di rigassificazione OLT LNG Toscana che prevede, in aggiunta alle attività attualmente svolte dal terminale, l'implementazione di un servizio small scale per lo scarico di GNL in navi di piccola taglia che andranno a rifornire depositi costieri e di bunkeraggio nei porti italiani e di tutto il Mediterraneo, e la predisposizione, da parte del terminale GNL di Panigaglia, dell'attivazione di un servizio di truck loading.

Oltre ai progetti relativi allo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione è necessario realizzare opere di mantenimento e ammodernamento dei terminali esistenti in particolar modo di quelli operanti da più tempo, con il fine di garantirne il funzionamento efficiente, in linea con le più recenti tecnologie.

#### ◆ SVILUPPO E ADEGUAMENTO DEL SISTEMA DI STOCCAGGIO DEL GAS



La necessità di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti, assicurando nel contempo una adeguata flessibilità al sistema e la necessaria modulazione stagionale dell'offerta, al fine di garantire il necessario supporto al sistema durante la stagione invernale e la copertura del mercato in caso di massimizzazione dei prelievi, richiede lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio che dovrà essere ampliata sia considerando l'espansione degli impianti esistenti che la realizzazione di nuove infrastrutture.

Oltre allo sviluppo di nuova capacità sarà necessario realizzare le opere necessarie al mantenimento in efficienza dell'infrastruttura esistente con le seguenti finalità:

- mantenere le prestazioni del sistema di stoccaggio a fronte del loro fisiologico decadimento derivante dall'utilizzo nel tempo;
- adeguare l'infrastruttura ai più moderni standard tecnici;
- Incrementare la continuità e l'affidabilità del servizio;
- migliorare i livelli di tutela ambientale riducendo le emissioni di gas climalteranti.

Tali obiettivi potranno essere raggiunti mediante interventi sul sistema di stoccaggio, per esempio mediante la perforazione di nuovi pozzi, sul sistema di trattamento del gas, sostituendo gli strumenti più critici o potenziandone le prestazioni e, infine, sul sistema di compressione del gas, per esempio inserendo degli elettrocompressori che possano abbattere le emissioni di gas climalteranti garantendo anche un backup in caso di malfunzionamento dei turbocompressori esistenti.

#### ◆ SVILUPPO DEL BIOMETANO

La lotta al cambiamento climatico - le cui conseguenze sono ormai sempre più evidenti - e le crescenti tensioni sui mercati internazionali rendono la diffusione dei gas rinnovabili sempre più urgente e strategica alla luce della necessità di accelerare il percorso di decarbonizzazione e ridurre la dipendenza energetica Europea. In questo contesto, lo sviluppo del biometano può ricoprire un ruolo centrale, anche nell'ottica di favorire in una logica di sectorial integration, una economia maggiormente fondata sulla sostenibilità e sulla circolarità di utilizzo delle risorse.

A tal riguardo, recentemente la Commissione REPowerEU ha raddoppiato l'obiettivo comunitario di produzione di biometano portando il target europeo di produzione a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030 rispetto a quanto invece inizialmente previsto dall'iniziativa Fit-for-55 che alla stessa data indicava un volume complessivo di ca. 17 miliardi di metri cubi. Tale obiettivo definisce implicitamente per l'Italia target ben superiori rispetto a quelli finora considerati.

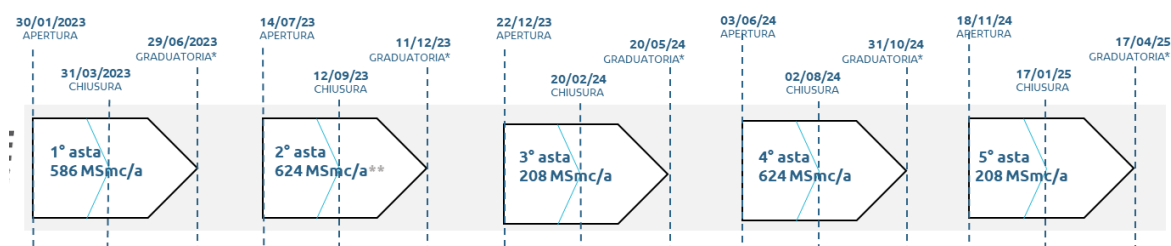
In tale prospettiva, si ritiene opportuno prevedere l'adozione di meccanismi di supporto che promuovano la realizzazione di impianti di produzione di biometano e che consentano di abbattere i costi unitari e accelerare lo sviluppo della capacità necessaria al raggiungimento dei target sopra esposti.

In tal senso il Decreto Biometano pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 26 ottobre 2022 e le relative regole applicative elaborate con il supporto del GSE e approvate con decreto di approvazione il 13 gennaio 2023, intendono fornire un supporto alla filiera del biometano grazie a:

- un contributo in conto capitale del 40% sulle spese ammissibili dell'investimento sostenuto, nei limiti del costo massimo di investimento ammissibile;
- un incentivo sulla produzione, con tariffe differenziate sulla base dei costi degli impianti;
- contingenti di potenza annui messi a disposizione, finalizzati a valorizzare il potenziale delle riconversioni degli impianti biogas esistenti e la nascita di nuove produzioni.

Si riporta di seguito la timeline prevista per i bandi di accesso alle forme di incentivazione e i rispettivi contingenti di capacità produttiva resi disponibili tramite apposite procedure competitive.

Figura 55 - Timeline dei bandi di accesso alle forme di incentivazione e contingenti di capacità produttiva



#### ◆ ULTERIORI SVILUPPI DELLA RETE GNL

Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257 di recepimento della Direttiva “DAFI”, recante “Disciplina di attuazione della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi”, all’articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto, prevede che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Lo stesso articolo prevede che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine. In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo - Napoli - Roma - Bologna - Modena - Milano - Verona - Brennero.
- Asse Genova - Milano - Chiasso e Genova Voltri - Alessandria - Gravellona Toce.
- Asse Frejus - Torino - Milano - Bergamo - Verona - Padova - Venezia - Trieste.

Negli ultimi anni, a seguito del grande sviluppo del numero di veicoli pesanti alimentati a GNL - a oggi circa 2.000 in circolazione sulle strade italiane - sono stati realizzati ed entrati in esercizio un buon numero di distributori stradali di metano liquido (attualmente sul territorio italiano ci sono 59 impianti in esercizio e ulteriori 41 in progetto, secondo Federmetano).

#### ii. Cooperazione regionale in questo settore<sup>86</sup>

Per quanto riguarda la cooperazione regionale in ambito di sviluppo di infrastrutture energetiche, oltre alle attività di cooperazione già esposte nei paragrafi 1.4., si evidenzia anche la piena collaborazione tra i gestori dei sistemi elettrici europei nella definizione degli scenari energetici (ENTSO-E / ENTSOG Scenario Report) e del piano di sviluppo europeo (Ten-Year Network Development Plan), al fine di implementare l’obiettivo di sicurezza energetica condivisa.

#### iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell’Unione e l’uso dei fondi dell’Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

<sup>86</sup> Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del Regolamento (UE) n. 347/2013.

Come già esposto in precedenza, molti progetti infrastrutturali transfrontalieri sia nel settore gas che in quello elettrico sono stati inseriti dalla Commissione Europea nella nuova lista di progetti di interesse comune (PIC), cioè tra gli interventi infrastrutturali con effetti positivi sui Paesi europei, che permettono di integrare i mercati dell'Unione, diversificare le risorse energetiche e contribuire a porre fine all'isolamento energetico.

Inoltre, molti progetti di rilevanza europea sono in valutazione per ottenere finanziamenti tramite il programma REPOWER UE e altri programmi di finanziamento che l'Unione europea sta implementando con gli Stati membri a seguito della crisi pandemica.

### 3.4.3 Integrazione del mercato

#### *i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.3*

La definizione delle misure funzionali all'ulteriore sviluppo di mercati integrati dell'energia, nella prospettiva di un'accelerazione della penetrazione delle fonti rinnovabili e di una maggiore partecipazione ai mercati delle diverse categorie di risorse, muove in particolare:

- dal quadro programmatico delineato dal PNIEC approvato nel 2019;
- dal quadro nazionale di recepimento del Clean Energy Package della Commissione Europea del 2019, con particolare riguardo alle direttive n. 2001/2018 e 944/2019 e al regolamento n. 943/2019, riguardanti la promozione delle fonti rinnovabili e il mercato integrato dell'energia elettrica, come aggiornati dalle nuove disposizioni sulla riforma del mercato elettrico integrato di recente approvazione da parte del Parlamento e del Consiglio dell'UE, orientate allo sviluppo delle negoziazioni a termine e ad una maggiore protezione dei consumatori affinché i prezzi riflettano maggiormente i benefici della maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili;
- dal nuovo pacchetto gas di recente approvazione da parte del Parlamento e del Consiglio dell'UE che promuove lo sviluppo del mercato integrato e delle infrastrutture nel settore gas per la diffusione e l'integrazione dell'idrogeno e dei gas rinnovabili;
- dal nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), in vigore dal 2025, recante la riforma dell'attività di dispacciamento, volta a garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nel contesto caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili.

In tale contesto si collocano le seguenti misure:

#### ❖ **SUPERAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE (PUN) E SVILUPPO DEL MARKET COUPLING EUROPEO**

Al fine di una maggiore integrazione del mercato italiano in quello europeo basato sulla piena applicazione del *market coupling* previsto dal regolamento UE 1222/2015 (CACM) per i mercati del giorno prima e infragiornaliero, in attuazione di quanto previsto dal D.lgs 210/21, è stato disposto il superamento del PUN, a partire dal 2025; dalla suddetta data le offerte in acquisto nel mercato del giorno prima saranno valorizzate a prezzi zionali, rispondendo altresì all'obiettivo di promuovere segnali di prezzo al consumatore finale e in prospettiva, lo sviluppo della *demand response*.

Sarà comunque salvaguardata la definizione da parte del GME di un indice di riferimento per le contrattazioni a termine, in continuità con il calcolo del PUN.

#### ❖ **SVILUPPO DEI MERCATI A TERMINE PER LA PROMOZIONE DEGLI INVESTIMENTI IN CAPACITÀ DI PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE**

Saranno adottate misure per promuovere lo sviluppo dei PPA, intervenendo sulle barriere all'ingresso che ancora rendono difficile la partecipazione a tali schemi; a tal riguardo saranno introdotti strumenti di mercato che promuovano l'aggregazione sia lato offerta che lato domanda, in modo da facilitare la partecipazione anche dei soggetti di piccole dimensioni che singolarmente avrebbero maggiore resistenza e/o difficoltà ad assicurare il rispetto dei requisiti e degli impegni previsti dagli accordi a medio-lungo termine, e saranno valutati meccanismi idonei di garanzia, anche attraverso il coinvolgimento di soggetti pubblici quali il GSE e CONSIP nonché lo sviluppo di piattaforme centralizzate di negoziazione. A tale ultimo riguardo, ai sensi del D.lgs. 199/2021, il

GME ha già introdotto una bacheca informativa con l'obiettivo di facilitare l'incontro tra le parti interessate alla stipula dei suddetti accordi che rappresenta il punto di partenza per l'ulteriore rafforzamento di strumenti di mercato centralizzati. Da ultimo il D.L. 183/23, all'articolo 2, al fine di promuovere l'autoproduzione dei clienti finali energivori e lo sviluppo di nuova capacità di generazione rinnovabili è stata introdotta un meccanismo in cui il GSE è controparte centrale di contratti a termine con tali soggetti, complementare alle aste per il sostegno alle fonti rinnovabili previste dal D.lgs 199/2021.

I contratti alle differenze a due vie o CfD, intesi quale strumento di contrattualizzazione col sistema di capacità di generazione rinnovabile, rappresentano uno strumento di cruciale importanza per garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Lo strumento del CfD può comportare rilevanti benefici in termini di stabilizzazione del prezzo nel tempo, assicurando al produttore da fonte rinnovabile una certezza dei flussi di ricavi nel medio-lungo periodo che permette la bancabilità del progetto, e al consumatore una protezione contro la volatilità dei prezzi dei mercati *spot*.

Per migliorare l'efficacia e l'efficienza di questo strumento si stanno valutando alcune evoluzioni nel disegno dei CfD, con particolare riferimento al meccanismo di definizione dei fabbisogni da approvvisionare nelle aste e alla struttura contrattuale.

La definizione dei fabbisogni dovrà, in particolare, tenere conto, in una logica di ottimizzazione integrata, della necessità di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per consumatore e senza pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico. A riguardo, si deve considerare che la minimizzazione dei costi per il sistema richiede di considerare, per prima cosa, il differente valore di mercato associato ai profili di produzione attesi delle diverse tecnologie rinnovabili; valore di mercato che, a sua volta, è strettamente connesso agli sviluppi di rete e della capacità di accumulo.

La struttura del contratto, in termini di diritti e obblighi per gli assegnatari, dovrà evolvere con il duplice obiettivo di allocare in modo efficiente i rischi e le responsabilità tra sistema e investitori privati e di integrare maggiormente la capacità rinnovabile nelle dinamiche dei mercati *spot*. Si valuterà, in particolare:

- l'introduzione di meccanismi di adeguamento automatico delle tariffe per far fronte all'incremento dei costi e dei rischi legati all'inflazione;
- la possibilità di riconoscere la tariffa spettante sulla base di profili differenti rispetto all'immissione effettiva dell'impianto in modo da promuovere soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema. In una prima fase, ad esempio, la tariffa spettante potrebbe essere riconosciuta sulla base delle immissioni potenziali dell'impianto in luogo dell'immissione netta effettiva nelle ore in cui si verificano tagli alla produzione rinnovabile dovuti a vincoli locali e/o a situazioni di *overgeneration*. In futuro, non appena il sistema elettrico potrà disporre di una quantità minima di risorse di stoccaggio *utility scale* e dei relativi prodotti di *time shifting* previsti dal Dlgs 210/2021, la tariffa spettante potrebbe essere riconosciuta sulla base di profili *standard* coerenti con le esigenze del sistema elettrico (e.g. *baseload* e/o *peakload*), prevedendo l'obbligo di immettere in rete, su base annua, energia rinnovabile pari a una quota del profilo contrattualizzato; questo tipo di struttura contrattuale lascerebbe agli investitori privati la responsabilità circa il *mix* ottimale di tecnologie rinnovabili da realizzare.

Infine, al fine di promuovere la diffusione di accordi di compravendita a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili, nell'ambito del capitolo Repower del PNRR, è stata prevista una riforma, da implementare entro il 2024, volta ad introdurre un sistema di garanzie per mitigare il

rischio finanziario connesso a detti accordi, in particolare quelli di durata almeno triennale, al fine di ridurre le barriere che ne ostacolano l'utilizzo. In particolare, con la riforma si dovrà: i) prevedere che ciascun contraente assicuri una copertura parziale del controvalore dei contratti mediante strumenti di garanzia previsti dalla regolazione del mercato elettrico; ii) introdurre misure per mitigare il rischio di default, compresi requisiti e vincoli per i contraenti e sanzioni in caso di inadempimento del produttore iii) individuare un soggetto istituzionale che assuma il ruolo di venditore/acquirente di ultima istanza, che subentri alla controparte in default e assicuri l'adempimento delle obbligazioni assunte nei confronti della controparte in bonis.

#### ❖ **SVILUPPO E APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI**

La crescita delle fonti rinnovabili intermittenti comporterà un aumento del fabbisogno di flessibilità del sistema stesso, che potrà essere soddisfatto assicurando la disponibilità di un volume adeguato di risorse flessibili, pronte a fornire servizi al gestore della rete di trasmissione.

Occorrerà, pertanto, completare il percorso di abilitazione delle risorse distribuite ai mercati dei servizi, anche attraverso l'aggregazione, secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi, così come previsto dal TIDE, che Terna sta implementando attraverso l'aggiornamento del codice di rete. A tal fine le principali direttrici di intervento sono finalizzate a:

- favorire una competizione a pari livello fra le unità di produzione e le unità di consumo sul mercato dei servizi, basata sul principio della neutralità tecnologica;
- eliminare per quanto possibile e utile al sistema i limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato dei servizi;
- prevedere che ogni risorsa partecipi in relazione all'effettiva capacità di fornitura del servizio, rimuovendo eventuali obblighi di prestazione che potrebbero penalizzare alcune risorse;
- dare facoltà di prestare servizi a livello aggregato, considerando che le piccole unità spesso non hanno sufficienti competenze per partecipare singolarmente ai mercati organizzati.

Inoltre, essendo lo scenario futuro caratterizzato da una maggiore volatilità giornaliera dei prezzi (bassi durante le ore centrali della giornata, più elevati durante la sera), si ritiene opportuno sperimentare e promuovere nuovi strumenti e meccanismi di flessibilità volti a organizzare i cicli industriali produttivi in modo da massimizzare i prelievi nelle ore di abbondanza della produzione rinnovabile.

*ii. Misure per aumentare la flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia rinnovabile, come le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compresa la diffusione dell'accoppiamento dei mercati infragiornalieri e quella dei mercati di bilanciamento transfrontalieri*

In un contesto in cui la flessibilità diventa un obiettivo essenziale per l'integrazione efficiente e in condizione di sicurezza della crescente quota di energia da fonti rinnovabili sono fondamentali le seguenti misure:

#### ❖ **SVILUPPO DELLA CAPACITÀ DI ACCUMULO UTILITY SCALE**

Ai fini dell'integrazione delle rinnovabili attese al 2030, il MACSE (ulteriori dettagli nella Sezione 3.3) garantirà lo sviluppo, di nuova capacità di accumulo, sulla base di un fabbisogno articolato per aree elaborato da Terna e approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), previo parere dell'Autorità di regolazione. Il MACSE permetterà di finanziare, mediante aste

competitive, l'approvvigionamento di diversi GWh di nuova capacità di stoccaggio elettrico, consentendo di "inseguire" l'effettivo sviluppo delle FER. La misura fa parte, inoltre, delle riforme previste dal PNRR. Lo sviluppo dei sistemi di accumulo secondo meccanismi concorrenziali si lega alla riorganizzazione del disegno di mercato, in linea con la riforma della Commissione Europea recentemente adottata che aggiorna il regolamento 943/2019 e le direttive 944/2019 e 2001/2018, finalizzata tra l'altro a promuovere lo sviluppo dei mercati a termine e la flessibilità del sistema. Il nuovo meccanismo, approvato dalla Commissione europea nel dicembre 2023, è in fase di finalizzazione e prevede l'approvvigionamento a termine di nuova capacità di accumulo centralizzata (non asservita a singoli impianti) che sarà resa disponibile ai partecipanti al mercato elettrico interessati ad utilizzarla nell'ambito dei mercati dell'energia elettrica, attraverso l'introduzione di prodotti standardizzati (*time shift options*); il nuovo assetto consentirà di rispondere all'esigenza di maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e di promuovere la flessibilità nel sistema, valorizzando il diverso valore dell'energia nel tempo e garantendo una gestione più efficiente del fenomeno dell'*overgeneration* da fonte rinnovabile non programmabile.

#### ❖ **SVILUPPO E SOSTEGNO DELLE CONFIGURAZIONI COLLETTIVE DI AUTOCONSUMO E IN PARTICOLARE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE**

Negli ultimi due anni, a seguito delle specifiche previsioni normative dei D.lgs. 199/2021 e del D.lgs. 210/2021, è stato dato impulso alla regolazione delle configurazioni collettive di autoconsumo, incluse le comunità energetiche, con la definizione da ultimo da parte dell'Autorità di regolazione del Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso che ha razionalizzato i diversi schemi possibili nonché disciplinato la valorizzazione dell'energia condivisa; su tali basi saranno rafforzate le misure per accrescere l'autoconsumo, anche diffuso, nonché la partecipazione attiva e consapevole dei consumatori, attraverso l'aggregazione in entità nuove finalizzate a gestire, con finalità prevalentemente sociali, consumi e generazione di energia, anche attraverso strumenti di *sharing* virtuale. A tal fine è stato anche predisposto un portale dedicato per orientare i clienti finali nel contesto delle opportunità della condivisione energetica quale primo *step* per l'attivazione in prospettiva di ulteriori servizi di supporto e assistenza, anche alle amministrazioni locali interessate, alla costituzione di nuovi soggetti collettivi partecipativi. A tal riguardo, come indicato anche al paragrafo 3.1.2., sono altresì previsti interventi di sostegno allo sviluppo di tali configurazioni.

#### ❖ **DIFFUSIONE TECNOLOGIA INTEGRAZIONE TRA VEICOLI E RETE ELETTRICA: VEHICLE TO GRID**

Con l'attesa elettrificazione del settore, la mobilità connessa potrebbe anche diventare una risorsa di flessibilità importante per supportare le esigenze nella gestione della rete, mediante lo sviluppo di tecnologie innovative come il cosiddetto *vehicle to grid*. Nel 2020 si è avviata una prima fase di implementazione sulla base di quanto previsto dal D.M. 30 gennaio 2020 e della successiva regolazione dell'ARERA nell'ambito dei progetti promossi ai sensi della Delibera 300/2017, con cui sono stati introdotti meccanismi e nuove regole per la partecipazione ai mercati dei servizi dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, prevedendo, inoltre, specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri generali di sistema.

Successivamente, i suddetti meccanismi saranno applicati in via estensiva al fine di promuovere la diffusione della tecnologia per l'integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica; saranno svolte preventive valutazioni di impatto onde tenere conto degli esiti della fase sperimentale e individuare gli opportuni adeguamenti ai meccanismi.



*iii. Ove applicabile, misure per garantire la partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, la gestione della domanda e lo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia*

#### ❖ **AGGIORNAMENTO DEL MODELLO DI DISPACCIAMENTO E RUOLO DEI DISTRIBUTORI (DSO)**

La transizione energetica comporterà un aumento delle risorse connesse alla rete di distribuzione. Si pensi, ad esempio, alla crescita del solare fotovoltaico nel settore residenziale e degli accumuli distribuiti, che avranno un ruolo importante nel raggiungimento dei *target energetici ed emissivi*. Allo stesso modo, i consumatori stessi avranno un ruolo sempre più attivo nel mercato energetico, passando da *consumers* a *prosumers*. Tuttavia, nonostante il crescente numero di risorse distribuite, il loro potenziale di flessibilità rimane ad oggi sostanzialmente inespresso. Dal punto di vista pratico, infatti, sussistono una serie di fattori di natura tecnica e commerciale che – se non opportunamente affrontati e risolti – rendono tecnicamente complessa e scarsamente profittevole la partecipazione delle risorse distribuite ai mercati della flessibilità attraverso gli aggregatori. Fra le varie azioni abilitanti, risulta fondamentale promuovere la standardizzazione tecnologica necessaria per garantire a basso costo l'osservabilità e la controllabilità di tali risorse anche attraverso la definizione di standard tecnologici minimi vincolanti associati, ad esempio, a qualsiasi forma di incentivo all'acquisto.

In tale contesto, il D.lgs. 210/21 ha previsto, pur nell'ambito di un modello di *central dispatch*, un ruolo più attivo dei DSO attraverso una regolazione volta a disciplinare:

- le modalità con cui i gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica cooperano con il gestore della rete di trasmissione, al fine di ampliare, secondo criteri di efficienza e sicurezza per il sistema, la partecipazione dei soggetti dotati di impianti di generazione, di consumo e di stoccaggio connessi alle reti di distribuzione da essi gestite, anche attraverso gli aggregatori, ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e dei servizi di bilanciamento;
- la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e clienti finali di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete.

ARERA ha avviato, da una parte, un meccanismo che consentirà di considerare, nei processi di approvvigionamento di servizi di flessibilità globali nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, i vincoli di rete locali espressi dai distributori in modo dinamico e a garanzia dell'esercizio coordinato e in sicurezza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia. Dall'altra, ARERA ha anche avviato le prime sperimentazioni sull'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte dei DSO, sviluppando soluzioni per favorire la flessibilità nelle reti di distribuzione e l'evoluzione verso le *Smart-Grid*.

La sperimentazione si affianca a quella riguardante il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali. In futuro, risulta fondamentale proseguire con le sperimentazioni al fine di perfezionare le modalità di coordinamento fra TSO e DSO. Secondo l'approccio a oggi prevalente in Europa come in Italia, bisognerà mantenere un modello in cui il mercato del bilanciamento venga gestito unicamente dal TSO, assegnando ai DSO un ruolo di "facilitatore" per quanto riguarda il dispacciamento delle risorse connesse alle loro reti. Parallelamente, la gestione delle congestioni di rete e il controllo delle tensioni dovranno essere garantite sia dal TSO sia dai DSO, per il tramite dei rispettivi mercati dei servizi ancillari globali e, laddove efficienti, anche locali.

#### ❖ **SVILUPPO DELL'AGGREGAZIONE NEI MERCATI DEI SERVIZI E DEL BILANCIAMENTO**

Il D.lgs. 210/2021 ha rafforzato il diritto dei consumatori di creare aggregazioni (impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio e unità di consumo) per l'accesso ai mercati di servizi di cui il TSO ha bisogno per risolvere eventuali congestioni, favorendo una migliore integrazione dell'energia da fonti rinnovabili e approvvisionare i necessari margini di riserva.

Le risorse distribuite possono già oggi partecipare al mercato dei servizi ancillari per il tramite del progetto pilota UVAM. Inoltre, occorrerà completare il percorso di abilitazione delle risorse distribuite ai mercati dei servizi, anche attraverso l'aggregazione, secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi, così come previsto dalle disposizioni del TIDE, che Terna sta attuando attraverso l'aggiornamento del codice di rete.

A tal fine la nuova regolazione del dispacciamento elettrico che sarà in vigore dal 2025 definirà più chiaramente i ruoli di Balancing Responsible Parties (BRP) e di Balancing Service Provider (BSP), in modo da istituzionalizzare l'esistenza dei due ruoli potenzialmente (ma non necessariamente) distinti e i relativi perimetri di operatività:

- il BRP è il soggetto a cui è intestata la commercializzazione del quantitativo di energia nell'ambito dei mercati dell'energia, compresa la responsabilità di assumere una posizione bilanciata, pena l'applicazione di relative conseguenze economiche;
- il BSP è il soggetto responsabile per l'esecuzione delle movimentazioni conseguenti all'erogazione dei servizi ancillari cui il soggetto si è impegnato con il gestore di rete.

Il processo di apertura del mercato dei servizi si baserà, inoltre, sulla revisione da parte di Terna dei servizi ancillari attualmente definiti e dei relativi requisiti previsti per la loro fornitura, unitamente all'adeguamento, come detto in precedenza, dei modelli attualmente utilizzati ai fini della selezione delle risorse.

*iv. Politiche e misure volte a tutelare i consumatori, in particolare quelli più vulnerabili e, ove applicabile, in condizioni di povertà energetica, e a migliorare la competitività e la concorrenza del mercato dell'energia al dettaglio*

#### ❖ **COMPLETAMENTO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEI MERCATI AL DETTAGLIO**

Il processo di liberalizzazione del mercato retail di energia elettrica e gas naturale è stato attuato negli ultimi anni con l'adozione degli atti normativi e regolatori previsti dalla Legge 124/2017 con i quali si è concretizzata la fine dei regimi di tutela per le piccole imprese (dal 1° luglio 2021) e più successivamente per le microimprese (dal 1° aprile 2023).

Recentemente è stato completato il processo di liberalizzazione del mercato finale della vendita per i clienti domestici di energia elettrica e gas naturale in attuazione della richiamata norma di legge.

Alla data del 10 gennaio 2024, è stato superato il regime dei prezzi regolati per i clienti domestici del settore del gas naturale. Pertanto, da tale data tutti i clienti sono riforniti da un operatore della vendita liberamente scelto sul mercato. Per i clienti vulnerabili è invece previsto che gli operatori sono tenuti ad offrire loro un'offerta a condizioni standard stabilite dall'Autorità, in applicazione delle disposizioni introdotte con il DL 176/2022.

Relativamente all'energia elettrica, in applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 18 maggio 2023 e sulla base della disciplina dell'Autorità di regolazione, entro il 10 gennaio 2024, sono state svolte le procedure per la selezione dei fornitori del cosiddetto servizio a tutele graduali, strumento per la transizione al libero mercato in modo da assicurare la continuità della fornitura ai clienti domestici diversi da quelli vulnerabili che non hanno scelto

autonomamente un fornitore sul mercato libero. Il passaggio dei clienti agli operatori del servizio a tutele gradualmente individuati per aree territoriali in esito al bando di gara è previsto dal 1° luglio 2024.

Per quanto riguarda i clienti vulnerabili del settore elettrico, individuati soggettivamente con il D.lgs. 210/2021 di recepimento della Direttiva 944/2019, il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, ha previsto il diritto di essere riforniti nell'ambito del servizio di vulnerabilità reso da fornitori iscritti all'apposito albo, selezionati mediante procedura competitiva. Nei prossimi mesi, l'ARERA dovrà disciplinare le condizioni del servizio nonché le procedure per la selezione degli esercenti.

Tali azioni contribuiranno a:

- prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori e rendere più incisive le regole sull'*unbundling* che oggi vedono un vantaggio competitivo per i venditori integrati con la distribuzione;
- qualificare il mercato della vendita, oggi estremamente frammentato;
- promuovere la mobilità e il ruolo attivo dei consumatori e semplificare le procedure di *switching*;
- dare certezze al consumatore e ridurre la proliferazione di informazioni scorrette.

#### ❖ **STRUMENTI E MISURE PER LA TUTELA DEI CONSUMATORI**

Sono previste molteplici misure a favore dei consumatori volte ad accompagnare il processo di liberalizzazione secondo gli obiettivi riportati, che rafforzano gli strumenti messi in atto in questi ultimi anni:

- Portale Consumi e altri sviluppi del Sistema Informativo Integrato: dal 2019 è *online* sul sito dell'Acquirente Unico il portale dei consumi energetici che mette a disposizione di ciascun consumatore, nel rispetto della normativa della *privacy*, i dati delle proprie utenze elettricità e gas relativi all'anagrafica del proprio contratto di fornitura e ai dati storici di consumo, grazie alle informazioni acquisite dal Sistema Informativo Integrato. In I dati dei misuratori di energia elettrica e del gas naturale saranno resi disponibili anche a parti terze designate dal consumatore nonché nell'ambito del Portale Offerte onde consentire al consumatore di confrontare le medesime offerte sulla base proprio profilo di consumo. L'accessibilità ai dati di consumo, storici e giornalieri, potrà, inoltre, essere anche promossa attraverso nuove soluzioni digitali.
- Sul fronte della digitalizzazione, ulteriore prospettiva riguarda la diffusione di strumenti di *smart home*. Saranno, inoltre, resi sempre più efficienti, grazie al Sistema Informativo Integrato, i processi di *switching*, voltura e attivazione/disattivazione della fornitura, compresi i casi di morosità.
- Albo fornitori di energia elettrica e gas naturale: tutti i venditori di energia elettrica, per lo svolgimento della propria attività, devono essere iscritti all'Elenco dei venditori di energia elettrica, recentemente entrato in operatività con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in attuazione della Legge n. 124/2017 (art. 1, commi 80-81). È prevista la riforma dell'elenco dei venditori di gas naturale, introdotta dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214, per rafforzare l'effetto dissuasivo dell'elenco nei confronti di comportamenti scorretti degli operatori e per armonizzare, sia in termini di requisiti che di gestione, l'elenco gas con l'analogo strumento operativo nel settore dell'energia elettrica, a maggior tutela dei clienti finali. I fornitori dovranno rispettare specifici criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'elenco.
- Regolazione dei Servizi di Ultima Istanza: è prevista una razionalizzazione della regolazione inerente la selezione degli esercenti, le condizioni di erogazione del servizio e le modalità di ingresso e uscita dai servizi stessi per i clienti finali senza un fornitore sul mercato libero, in coordinamento con la disciplina per il superamento dei regimi di tutela.

- Misure per i consumatori domestici vulnerabili: saranno sviluppati gli strumenti a tutela dei clienti vulnerabili dell'energia elettrica e del gas naturale. In applicazione delle disposizioni di cui all'art. 11 del D.lgs. 210/2021, come modificato dal DL 181/2023, è prevista l'introduzione di un servizio di vulnerabilità a condizioni contrattuali *standard* definite dall'ARERA prestato da operatori selezionati attraverso procedure d'asta per aree territoriali.
- Altre misure: Saranno previsti controlli e sanzioni nei confronti dei comportamenti scorretti, rafforzamento degli strumenti per il confronto delle offerte (già oggi presente, a cura di ARERA e Acquirente Unico). Un ruolo rilevante sarà dato alle campagne informative con l'obiettivo di accrescere la consapevolezza dei clienti finali e di aumentare la competenza del consumatore in merito ai molteplici strumenti che offre il mercato per promuoverne il ruolo attivo, in modo particolare in accompagnamento alla fase finale del processo di liberalizzazione del mercato.

#### ❖ **MISURE EMERGENZIALI PER FRONTEGGIARE LA CRISI**

Diverse misure emergenziali temporanee sono state introdotte per supportare famiglie e imprese durante la crisi energetica conseguente al conflitto Russo-Ucraino. Si tratta di misure introdotte in via emergenziale che sono frutto di una riflessione più generale sull'esigenza di individuare possibili interventi replicabili da adottare per fronteggiare l'eventuale ripresentarsi di criticità contingenti. Tra questi si segnalano:

- rateizzazione delle bollette energetiche per le utenze finali: la misura prevede che i clienti finali possano chiedere ai propri fornitori la rateizzazione delle bollette energetiche e, per sostenere le esigenze di liquidità dei venditori derivanti da detti piani di rateizzazione, questi ultimi hanno accesso a crediti garantiti dallo Stato;
- riduzione degli oneri tariffari: la misura comporta l'azzeramento ovvero la riduzione delle componenti tariffarie a copertura dei cosiddetti oneri di sistema che finanziano le politiche pubbliche per la generalità dell'utenza ovvero il taglio dell'imposta sul valore aggiunto del gas naturale per le utenze domestiche;
- rafforzamento dei bonus energetici per i soggetti in condizioni di disagio economico o gravi condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature elettriche salva vita sia in termini di maggiorazione della compensazione che di incremento della soglia ISEE per accedere al bonus stesso;
- tetto al prezzo dell'elettricità: sono state adottate due distinte disposizioni volte a introdurre un tetto ai ricavi dei produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili:
  - per i produttori di energia rinnovabile che fruiscono di meccanismi di incentivazione è stato previsto un sistema di compensazione del prezzo, finalizzato a ridistribuire gli extra profitti derivanti dalla impennata delle quotazioni energetiche (periodo compreso tra febbraio 2022 e giugno 2023);
  - in attuazione al Regolamento (UE) 2022/1854, è prevista l'applicazione di un limite massimo di 180€/MWh ai ricavi di mercato dei produttori o dei loro intermediari, ottenuti dalla produzione e della vendita di energia elettrica dalle fonti rinnovabili nonché dalle altre tipologie di fonti individuate dal richiamato Regolamento.

#### ❖ **MISURA A FAVORE DELLE IMPRESE ENERGIVORE**

L'evoluzione dei prezzi di mercato dell'energia ha reso sempre più conveniente procedere ad investimenti in nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili anche se permane (e verosimilmente crescerà in futuro con l'adeguamento del mix di generazione) un'esigenza di stabilizzazione dei ricavi e riduzione del rischio mercato. Quest'esigenza può essere soddisfatta –

oltre che attraverso i CFD – attraverso PPA con soggetti industriali se non attraverso la realizzazione diretta di impianti da energia rinnovabile da parte dei consumatori energy intensive, contribuendo così anche alla decarbonizzazione dell'industria. Questo è un percorso virtuoso che dovrebbe essere promosso. Il D.L. Energia ha previsto un meccanismo, cosiddetto "Electricity release", per lo sviluppo di nuova capacità FER (oltre 200 kW) da parte delle imprese energivore, o da parte di soggetti terzi con cui le imprese medesime sottoscrivono, anche tramite grossisti, contratti di approvvigionamento a termine per l'energia rinnovabile. Su richiesta dell'impresa energivora, il GSE potrà, per i primi tre anni, anticipare gli effetti della realizzazione di questi impianti, vendendo l'energia rinnovabile ad un prezzo in linea con i costi della tecnologia. L'energia anticipata dovrà essere restituita nei successivi 20 anni allo stesso prezzo. L'anticipo e la restituzione avverranno secondo contratti CFD a due vie.

È stata inoltre riformata la misura a favore delle imprese energivore, con il decreto-legge 131/2023, a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, in conformità alle nuove linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato per clima, ambiente ed energia 2022, rafforzando gli obblighi delle imprese verso l'adozione di comportamenti efficienti e in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione. A tal ultimo riguardo, nei prossimi mesi sarà perfezionato il quadro regolatorio relativo alle modalità e ai criteri per il soddisfacimento e l'assolvimento degli obblighi, da parte delle imprese energivore, in tema di miglioramento dell'efficienza energetica, di riduzione dell'impronta di carbonio attraverso la copertura del proprio fabbisogno con energia da fonti rinnovabili ovvero di riduzione delle emissioni climalteranti.

#### ❖ **STRUMENTI A FAVORE DEI PROSUMER: IL PORTALE DELL'AUTOCONSUMO**

Per favorire lo sviluppo dell'autoconsumo fotovoltaico, sia individuale che collettivo, nonché le comunità energetiche, il GSE ha sviluppato un apposito strumento informatico: il Portale dell'Autoconsumo Fotovoltaico. L'obiettivo principale che si intende conseguire tramite il portale è agevolare e supportare l'avvio di progetti fotovoltaici orientati all'autoconsumo tramite un simulatore, una guida sull'autoconsumo, FAQ, mappe e degli esempi virtuosi.

Preso coscienza dei vantaggi dell'autoconsumo, il consumatore può testarne l'utilità per il proprio caso specifico. Il portale permette di effettuare simulazioni personalizzate per privati, imprese e PA. L'analisi effettuata tramite il portale riporta il corretto dimensionamento dell'impianto e la valutazione economica dell'iniziativa ipotizzando diverse soluzioni finanziarie.

*v. Descrizione delle misure volte a consentire e sviluppare la gestione della domanda, tra cui quelle a sostegno di una tariffazione dinamica<sup>87</sup>*

#### ❖ **MERCATO ELETTRICO E GAS: SMART METER**

Un ruolo rilevante per fornire tutti gli elementi di comprensibilità e monitoraggio utili ai consumatori sarà svolto dai nuovi *smart meter*.

In ambito elettrico la sostituzione dei contatori esistenti digitali con contatori *smart* di seconda generazione è considerata indispensabile per veicolare prodotti, servizi e offerte da inserire nei nuovi modelli di generazione distribuita e consumo, anche in ottica *demand response* e *smart grids*.

I contatori 2G sono stati definiti e regolati in termini di requisiti tecnici, funzionali ed economici da ARERA, per il triennio 2017-2019 e contano già oltre 4 milioni di misuratori 2G messi in servizio

<sup>87</sup> Conformemente all'articolo 15, paragrafo 8, della Direttiva 2012/27/UE

presso le utenze in bassa tensione. Nel 2019 si è pervenuti a un aggiornamento della regolazione (Delibera 306/2019/R/eel) per il triennio 2020-2022 e nel 2022 per il triennio 2023-2025 includendo anche una pianificazione delle tempistiche previste per la messa in servizio massiva dei contatori 2G per tutte le imprese di distribuzione con più di 100.000 clienti (a cui corrispondono 98% dei punti di prelievo del paese) che prevedono i seguenti step:

- l'avvio dei piani di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G è effettuato entro il 2022;
- la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi entro il 2026 (per il 95% dei misuratori, stessa percentuale utilizzata per la prima generazione). È anche previsto un *target* del 90% di sostituzioni al 2025.

In ambito dispacciamento si potrà procedere al superamento progressivo, in coerenza con i piani di attivazione dei nuovi misuratori 2G, dei meccanismi di profilazione dei prelievi e delle immissioni per le piccole utenze e impianti utilizzando le misure effettive rese disponibili dai nuovi contatori ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.

Nel settore gas sta proseguendo il completamento del passaggio a sistemi di misura *smart* (Delibera 669/2018/R/GAS), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi, con le seguenti tempistiche:

- per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali, l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020;
- per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000, l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2021;
- per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000, l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2023;
- progressiva estensione degli obiettivi di sostituzione anche agli operatori di minore dimensione.

#### ❖ **DIFFUSIONE DELLE OFFERTE DI CONTRATTI DI FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA CON PREZZO DINAMICO**

- In attuazione di quanto previsto dal D.lgs. 210/2021, sarà introdotta la regolazione riguardante il diritto dei consumatori che dispongono di un contatore intelligente, a stipulare, su espressa richiesta, un contratto con prezzo dinamico, cioè un contratto di fornitura di energia elettrica che rispecchia la variazione del prezzo sui mercati a pronti, su espressa richiesta, con ciascun fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali. A tal riguardo l'ARERA ha svolto una consultazione con il DCO 668/2022 finalizzata ad una ricognizione delle specifiche condizioni per la successiva adozione di provvedimenti in materia. Da questa prima ricognizione è emersa la necessità di ulteriori approfondimenti e analisi, tuttora in corso, al fine di definire obblighi per i fornitori coerenti con i vincoli tecnici derivanti dalla misurazione. Si prevede, inoltre, che ARERA valuti, anche in base ai risultati del monitoraggio del mercato e delle offerte, l'adozione di meccanismi volti ad orientare la graduale tariffazione delle componenti dei contratti di fornitura, diverse dall'energia elettrica, secondo una logica dinamica, con contestuale riduzione delle quote fisse, tenuto conto dell'esigenza di promozione della gestione della domanda e dell'efficienza energetica negli usi finali.



### 3.4.4 Povertà energetica

#### *i. Ove applicabile, politiche e misure volte a conseguire gli obiettivi di cui al punto 2.4.4*

In generale, le politiche di contrasto alla povertà energetica possono essere classificate in diverse tipologie:

- politiche per ridurre la spesa energetica delle famiglie (e.g. bonus o tariffe sociali);
- politiche per migliorare l'efficienza energetica delle abitazioni, riducendone il fabbisogno energetico (applicazione di regolamenti, incentivi, attestati di prestazione energetica, energy tutor, ecc.);
- sussidi a famiglie con redditi bassi.

In Italia esistono diversi strumenti afferenti alle differenti tipologie.

In primo luogo, va osservato che, al fine di un maggior coordinamento degli obiettivi e delle misure esistenti tra i diversi soggetti istituzionali interessati, dal 2022 è operativo l'Osservatorio nazionale per la povertà energetica, previsto dal decreto legislativo n. 210/2021.

L'Osservatorio nazionale è un organo collegiale, composto da sei membri: due membri designati dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, tra cui il Presidente, uno dal Ministro del lavoro e delle politiche sociali, uno dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, uno dalla Conferenza Stato Regioni e Province autonome e uno dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente. Per lo svolgimento delle sue funzioni, l'Osservatorio si avvale del supporto tecnico del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e di Acquirente Unico (AU). Inoltre, per il raggiungimento dei suoi fini, l'Osservatorio può adottare iniziative di consultazione, audizione e collaborazione con i vari soggetti pubblici e privati che si interessano di povertà energetica.

L'Osservatorio è investito delle seguenti funzioni:

- presentazione di proposte al MASE e all'ARERA di misure di contrasto alla povertà energetica anche attraverso la promozione di azioni di comunicazione, formazione e assistenza a soggetti pubblici ed enti rappresentativi dei portatori di interesse;
- svolgimento di attività di studio, analisi e supporto tecnico per la progettazione e l'attuazione di misure riguardanti il contrasto alla povertà energetica, anche ai fini della comunicazione integrata sulla povertà energetica di cui all'articolo 24, del regolamento (UE) 2018/1999;
- monitoraggio del fenomeno della povertà energetica a livello nazionale;
- supporto ai fini della cooperazione nell'ambito degli analoghi organismi istituzionali europei;
- elaborazione dei criteri per l'individuazione del numero di famiglie in condizioni di povertà energetica;
- promozione dello scambio di esperienze e di informazioni con le Regioni, con altre amministrazioni centrali e locali interessate, con realtà associative, con istituzioni statistiche, con organismi di ricerca che si occupano a vario titolo dei temi legati alla povertà e con portatori di interessi;
- coordinamento delle misure in materia di contrasto alla povertà energetica a livello nazionale;
- supporto nell'elaborazione della Strategia nazionale contro la povertà energetica.

L'Osservatorio riveste dunque il ruolo di piattaforma interistituzionale per l'elaborazione e la verifica dell'efficacia delle misure e l'integrazione delle diverse azioni nell'ambito delle politiche pubbliche al fine di contrastare in modo organico il fenomeno della povertà energetica, cercando di superare la frammentarietà degli interventi e delle risorse dedicate.



L'Osservatorio rappresenta la sede istituzionale in cui sviluppare, secondo un approccio organico, le diverse iniziative legate all'analisi, alla misurazione/monitoraggio, all'informazione<sup>88</sup> e al contrasto alla povertà energetica, a partire da quelle indicate nel presente Piano. A tal riguardo, il D.lgs. n. 210/2021 ha previsto l'elaborazione, sulla base delle analisi dell'Osservatorio, di una strategia nazionale per il contrasto alla povertà energetica, che rappresenta un quadro programmatico di riferimento, allo scopo di formulare obiettivi indicativi periodici per l'elaborazione, a livello nazionale, di misure strutturali e di lungo periodo e per l'integrazione delle azioni in corso di esecuzione e di quelle programmate nell'ambito delle politiche pubbliche. L'Osservatorio, inoltre sulla base dell'evoluzione dei risultati emersi nell'ambito delle attività dell'EPIC Project e, quindi, dell'individuazione di nuovi indicatori, presenterà proposte al Governo per il recepimento e all'attuazione nel quadro nazionale della definizione di povertà energetica di cui all'articolo 2, punto 52 della Direttiva sull'Efficienza Energetica, anche tenuto conto di quanto suggerito dalla Raccomandazione (UE) 2023/2407 della Commissione del 20 ottobre 2023.

#### ❖ **BONUS SOCIALI E INTERVENTI PER RIDURRE IL COSTO DELLE BOLLETTE**

La principale misura specifica di contrasto alla povertà energetica in Italia fa parte della tipologia di strumenti destinati alla riduzione della spesa energetica delle famiglie: si tratta dei bonus sociali elettrico e gas naturale, rivolti alle famiglie in condizioni di disagio economico.

I bonus vengono erogati tramite uno sconto in bolletta, con un importo differenziato per numerosità dei componenti del nucleo familiare e, solo per il gas, in base alla tipologia di utilizzo e alla zona climatica. L'indicatore per individuare la platea dei beneficiari di tale misura è l'ISEE (Indicatore della Situazione Economica Equivalente), utilizzato a livello nazionale per accedere anche ad altre prestazioni sociali agevolate. Si tratta di un indicatore legato a determinati requisiti soggettivi e alla situazione economica del nucleo familiare. Per ottenere i bonus sociali elettrico e gas, il valore dell'ISEE deve essere inferiore a 9.530<sup>89</sup> euro, soglia che aumenta fino a 20.000 euro per le famiglie con almeno 4 figli a carico (soglie poi modificate per il 2023, come indicato di seguito). Al fine di evitare effetti distorsivi nei consumi, e mantenere un incentivo al risparmio energetico, lo sconto in bolletta è fissato in modo omogeneo per tutte le famiglie di una determinata tipologia, indipendentemente dai loro consumi effettivi; il bonus elettrico copre circa il 30% della spesa annua di una famiglia media; il bonus gas il 15% della spesa annua.

Le modalità di riconoscimento dei bonus sociali per disagio economico hanno subito una profonda trasformazione dal 2021 in attuazione del decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124 (convertito, con modificazioni, dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157). Da un meccanismo basato sulla richiesta dei consumatori, che richiedeva la presentazione di una domanda presso il Comune di residenza, si è passati ad un meccanismo automatico che non prevede alcuna richiesta da parte degli aventi diritto che ricevono il bonus, fondato sull'interoperabilità delle banche dati dell'INPS e del SII, che ha permesso di intercettare un maggior numero di famiglie affette da povertà energetica e ha determinato un significativo incremento dei bonus erogati: i beneficiari sono passati da un terzo degli aventi diritto (800 mila) a 2,5 milioni. Nel 2022 i bonus erogati sono aumentati ulteriormente per effetto degli interventi straordinari del Governo.

<sup>88</sup> Il Decreto prevede, tra l'altro, che i risultati dell'attività svolta dall'Osservatorio siano divulgati sul sito istituzionale dello stesso Ministero.

<sup>89</sup> Aggiornamento, in base all'inflazione, della soglia ISEE valido dal 2023.

Tabella 46 - Percettori dei bonus elettrico e gas 2019-2022 (dati in milioni) [Fonte: ARERA - AU]

Anno	Bonus elettrico	Bonus gas	Totale bonus erogati	Variazione % annua
2019	0,8	0,6	1,4	+3%
2020	0,8	0,5	1,3	-3%
2021	2,5	1,5	4,0	+198%
2022	3,7	2,4	6,1	+53%

Le analisi condotte dall'ISTAT hanno valutato l'efficacia della misura del bonus nel ridurre la disuguaglianza e il rischio povertà. La quota più ampia di famiglie che beneficia del bonus si colloca nei primi due quinti di reddito, ovvero nella fascia più povera, avvalorando la capacità del meccanismo del bonus di identificare con efficacia il target delle famiglie economicamente più svantaggiate. I bonus risultano determinare un marcato effetto redistributivo: nel quinto più povero il beneficio è massimo e corrisponde fino al 4% del reddito familiare e oltre l'85% della spesa complessiva è destinata alle famiglie appartenenti ai primi due quinti di reddito equivalente. In rapporto al reddito familiare il beneficio è più elevato nel primo quinto.

Per contenere il rialzo dei prezzi della materia prima e tutelare le famiglie maggiormente in difficoltà, a partire dal 2022 sono state poi adottate alcune misure straordinarie. In primo luogo, nel 2022 sono stati stanziati complessivamente 2,81 mld€ di risorse pubbliche per il rafforzamento e l'estensione della platea di beneficiari dei bonus sociali elettrico e gas. La platea degli aventi diritto al bonus sociale energia elettrica e gas per disagio economico è stata ampliata, aumentando la soglia ISEE (DL n. 21/22), a partire dal II trimestre del 2022 a 12.000 euro, per la generalità delle famiglie aventi diritto, e a 15.000 euro per l'anno 2023 (Legge 29 dicembre 2022 n. 197) o 30.000 euro, per i nuclei familiari con almeno 4 figli a carico (DL 30 marzo 23, n. 34).

Sono state inoltre varate misure non espressamente indirizzate ai clienti in povertà, ma a tutta la platea dei consumatori, tra le quali l'azzeramento degli oneri di sistema nel caso delle forniture di energia elettrica (riduzione nel settore del gas naturale), l'applicazione dell'IVA in misura ridotta per le forniture di gas naturale e l'offerta di piani di rateizzazione delle bollette.

Va inoltre osservato che, oltre alle misure per il contrasto alla povertà energetica, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 ha altresì definito, per il mercato elettrico, il quadro normativo in materia di protezione dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, individuando, per la prima volta nell'ordinamento italiano, i criteri per la definizione della platea dei clienti vulnerabili. Nello specifico, la norma individua come vulnerabili i clienti civili elencati al paragrafo 2.4.4.

Il Decreto prevede, inoltre, la definizione di una specifica offerta di fornitura di energia elettrica per i clienti vulnerabili, a prezzi che riflettono il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso, nell'ambito del processo di superamento del servizio di maggior tutela per tutti i clienti domestici a partire dal 2024.

Con il decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con modificazione con legge 13 gennaio 2023, n. 6, tali previsioni in materia di clienti vulnerabili sono state estese anche al mercato del gas naturale.

Il quadro così introdotto è coerente con quanto indicato nella Comunicazione della Commissione sugli orientamenti agli Stati membri per l'aggiornamento dei piani nazionali per l'energia e il clima 2021-2030, laddove si prevede che a tutti i consumatori vulnerabili e in povertà energetica deve essere garantito l'accesso ai servizi essenziali a prezzi accessibili. Peraltro, anche la proposta di

riforma europea del disegno di mercato elettrico, attualmente in discussione, prevede che gli Stati membri adottino una protezione aggiuntiva per evitare la disconnessione di energia elettrica ai clienti vulnerabili, in particolare nei momenti “critici” (ad esempio rialzo dei prezzi). Inoltre, a tali clienti dovrebbe essere destinato un servizio universale di “elevata qualità”, distinto da quello rivolto alle altre tipologie di clienti.

#### ❖ **MISURE DI SUPPORTO ALL'EFFICIENZA ENERGETICA E ALLA DIFFUSIONE DELLE FONTI RINNOVABILI**

L'efficienza energetica<sup>90</sup>, in particolare le misure per favorire la riqualificazione energetica degli edifici, rappresenta uno degli strumenti efficaci per il contrasto alla povertà energetica. Maggiori informazioni sono riportate nel capitolo 3.2; si riporta qui solo un focus sulle misure dedicate all'efficienza energetica che hanno un impatto specifico sulla riduzione del fenomeno della povertà energetica.

In questo ambito rientrano, ad esempio:

- le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. Ecobonus): tale strumento è stato esteso prima alle famiglie in povertà energetica, mediante la facoltà di cessione del credito per i soggetti incapienti (Legge di Bilancio 2017), e successivamente è stata prevista l'estensione agli Istituti autonomi per le case popolari/social housing (Legge di Bilancio 2018);
- il Fondo Nazionale per l'efficienza energetica, che prevede finanziamenti a tasso agevolato o garantiti da parte dello Stato per interventi di efficienza energetica realizzati da imprese e Pubblica Amministrazione, comprende anche gli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica dell'edilizia residenziale pubblica;
- il Conto Termico, che incentiva interventi per l'efficienza energetica nella Pubblica Amministrazione e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Anche tale meccanismo ammette al sostegno gli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica dell'edilizia residenziale pubblica. Tra il 2021 e il 2022 sono stati realizzati oltre 3.700 interventi su edilizia sociale con il Conto Termico (su un totale di circa 187 mila interventi supportati dal meccanismo). Su un totale di oltre 540 mln€ riconosciuti dal Conto Termico, 9,2 mln€ sono stati destinati all'edilizia sociale.

Tali misure saranno potenziate secondo le linee evolutive individuate al capitolo 3.2, anche tenuto conto della nuova Direttiva UE sull'efficienza energetica che prevede che gli Stati membri realizzino una quota dei risparmi energetici cumulativi prescritti nell'uso finale, presso i consumatori in condizioni di povertà energetica, i clienti vulnerabili e, se del caso, le persone che vivono negli alloggi sociali: tale quota deve essere almeno pari alla quota delle famiglie in povertà energetica. La nuova Direttiva introduce l'obbligo per gli Stati membri di attuare misure di miglioramento dell'efficienza energetica in via prioritaria tra i clienti vulnerabili, le persone colpite da povertà energetica e, se del caso, le persone che vivono in alloggi sociali, per alleviare la povertà energetica.

In particolare, uno dei temi di maggiore complessità, già evidenziato nel PNIEC 2019, è quello delle persone che risiedono in abitazioni non di proprietà.

Dai dati disponibili risulta infatti che la maggior parte delle famiglie povere non abita in case di proprietà, ma in alloggi di terzi (case in affitto o in usufrutto) e che l'incidenza di povertà assoluta è maggiore tra le famiglie che vivono in affitto.

<sup>90</sup> Tutte le misure in tale ambito sono descritte più diffusamente nella sezione dedicata alla dimensione efficienza energetica, in particolare paragrafo 3.2

Nel 2021, le famiglie povere in affitto corrispondono al 45,3% di tutte le famiglie povere, con un'incidenza di povertà assoluta pari al 18,5%, contro il 4,3% di quelle che vivono in abitazioni di proprietà. In tale contesto, è molto debole la spinta ad effettuare interventi di efficienza energetica.

Tabella 47 - Tipologia di godimento dell'abitazione delle famiglie povere – Anno 2021 [Fonte: ISTAT]

Tipologia di godimento dell'abitazione	% su famiglie in povertà
<i>Affitto</i>	45%
<i>Proprietà</i>	41%
<i>Usufrutto e uso gratuito</i>	14%

A tale riguardo si pone, in particolare, il problema degli scarsi incentivi per i proprietari a effettuare interventi strutturali: in tale situazione, gli inquilini possono efficientare i loro consumi energetici solo attraverso cambiamenti comportamentali. La proposta di revisione della direttiva richiede infatti agli Stati membri di assicurare un sostegno finanziario e tecnico alle misure volte a ridurre la povertà energetica dei locatari, prendendo in considerazione i costi di tali misure e la loro accessibilità per proprietari e locatari, superando la divergenza di interessi tra proprietari e locatari.

Le misure necessarie a tale scopo possono comprendere l'erogazione di incentivi, l'abrogazione o la modifica di disposizioni giuridiche o regolamentari, la semplificazione delle procedure amministrative da combinare con formazione e informazione nonché con assistenza tecnica in materia di efficienza energetica. È inoltre importante sostenere un dialogo che coinvolga i portatori di interesse, quali organizzazioni di proprietari e locatari, organizzazioni dei consumatori, comunità di energia rinnovabile e comunità energetiche dei cittadini se presenti, e autorità locali e regionali, nonché autorità e agenzie pubbliche competenti, proprio per elaborare proposte di misure.

Tra le misure per la diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficientamento energetico vi è anche il reddito energetico: si tratta di un incentivo pubblico, rivolto alle famiglie a basso reddito, che permette di installare pannelli fotovoltaici sulle abitazioni, con un contributo fino al 100% della spesa, con l'obiettivo di ridurre i costi delle bollette, grazie all'autoproduzione di energia elettrica. Il Fondo nazionale reddito energetico è stato istituito con la delibera n. 7 del 17 marzo 2020 del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile e una dotazione dal 2022 di 200 mln€, trasferiti dal Fondo di sviluppo e coesione al Fondo nazionale Reddito Energetico.

Tra gli strumenti che possono contribuire ad alleviare il fenomeno della povertà energetica, è possibile includere anche le configurazioni di energia condivisa, in particolari le comunità energetiche rinnovabili (CER) descritte al paragrafo 3.1.2. Le CER, infatti, possono apportare benefici di carattere economico e sociale alle famiglie più povere o ubicate in zone rurali e remote.

Anche il PNRR tiene in considerazione tale funzione delle CER; per esempio, l'investimento 1.2 è destinato a Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5.000 abitanti al fine di sostenere l'economia dei piccoli Comuni, spesso a rischio di spopolamento, e rafforzare la coesione sociale. Tale investimento mira a garantire le risorse necessarie per installare almeno 2.000 MW di nuova capacità di generazione elettrica in configurazione distribuita.

Alla luce di quanto detto sopra, l'importanza di una maggiore cooperazione istituzionale tra le diverse amministrazioni nazionali e locali competenti sul tema dell'interazione tra misure per la povertà energetica, politiche abitative ed efficientamento nell'edilizia pubblica e privata diventa

ancora più evidente e non a caso il confronto avviato in seno all'Osservatorio nazionale per la povertà energetica va anche in questa direzione. In tale ambito saranno oggetto di attenzione anche le azioni volte a superare le criticità nella raccolta dei dati e nella mappatura delle situazioni locali derivanti dall'incompletezza ed elevata eterogeneità delle banche dati operative, regionali e locali, e dalle specificità dei diversi settori dell'edilizia pubblica e di quella privata.

Infine, una misura che riguarda i consumatori qualificati vulnerabili in quanto residenti in sistemi isolati è quella definita dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, che ha definito gli obiettivi di evoluzione energetica verso un assetto basato sulle fonti rinnovabili (sia elettriche sia termiche) delle isole minori non interconnesse. Nello specifico si prevede una "tariffa base" onnicomprensiva sull'energia immessa in rete, e un premio sull'autoconsumo, ovvero, per le soluzioni di FER termiche (impianti solari per il riscaldamento, solar cooling, pompe di calore, ecc..) una remunerazione in un'unica soluzione, a parziale rimborso della spesa sostenuta e differenziata per le varie tipologie impiantistiche. Il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, così come coordinato con la legge di conversione 27 aprile 2022, prevede all'art. 9 comma 1 ter e 1 quater, l'aggiornamento del DM 14/2/2017 sulla transizione energetica delle isole minori non interconnesse con l'obiettivo di raggiungere entro il 31 dicembre 2026 la copertura totale del fabbisogno energetico delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili.

#### ❖ **ULTERIORI LINEE EVOLUTIVE PREVISTE**

##### ◆ **FORMAZIONE, INFORMAZIONE, TUTORING**

L'ottimizzazione dei comportamenti di consumo al fine di ridurre le bollette, oltreché in funzione di efficienza energetica, ancor di più per i clienti vulnerabili che hanno minore consapevolezza delle opportunità disponibili, passa sia attraverso strumenti di abilitazione digitale sia attraverso strumenti formativi. L'Italia, tramite il progetto europeo ASSIST (Support Network for Household Energy Saving), operativo dal 2017 al 2020 (con la partecipazione di Acquirente Unico) che ha visto il coinvolgimento di circa 8.500 consumatori, ha definito un modello virtuoso per sostenere i consumatori in difficoltà.

Tra i risultati del progetto va evidenziata la definizione della figura e dei compiti dei Tutor per l'Energia Domestica (TED) che rappresenta un punto unico di riferimento, con competenze integrate, che il consumatore in condizioni di povertà energetica o vulnerabile può consultare per tutte le questioni collegate ai propri consumi energetici, tramite formazione, networking e supporto all'azione.

In prospettiva, saranno valutate ulteriori misure per promuovere tale modello di consulenza e assistenza tecnica unitamente allo sviluppo di campagne informative mirate, anche nella forma di interventi di formazione e networking che coinvolgano in particolari le associazioni dei consumatori, gli operatori del settore energetico e gli enti di ricerca.

In termini di informazione e formazione è poi importante richiamare il Piano di informazione e formazione per l'efficienza energetica, descritto al capitolo 3.2.

##### ◆ **POLITICHE DEGLI ENTI LOCALI PER IL CONTRASTO ALLA POVERTÀ ENERGETICA**

L'esperienza maturata sulla povertà energetica dimostra l'efficacia delle misure adottate dagli enti locali (Comuni, Regioni) nel quadro delle politiche di carattere nazionale. Le azioni locali, grazie alla conoscenza diretta del contesto e delle condizioni delle famiglie nel territorio, riescono ad essere efficaci e capillari, anche attraverso iniziative mirate. Tra le iniziative di successo, che potranno trovare applicazione più estesa, figurano almeno le seguenti:

- sviluppo di un servizio di audit gratuito per le abitazioni delle famiglie in povertà, con diagnosi energetica e supporto per accedere agli incentivi di ristrutturazione o Conto Termico;
- installazione di pannelli fotovoltaici negli alloggi sociali di proprietà delle amministrazioni locali;
- distribuzione gratuita di lampadine LED e altri dispositivi di risparmio alle famiglie più povere;
- recupero di immobili abbandonati, riqualificandoli dal punto di vista energetico e assegnandoli con canone ridotto alle famiglie più bisognose;
- prestiti agevolati per installazione di pannelli fotovoltaici per un consumo condiviso;
- campagne di comunicazione, presso realtà locali, per incentivare comportamenti di consumo virtuosi.

Inoltre, con riferimento alle misure per lo sviluppo di comunità energetiche, il decreto legislativo n. 210/21 ha previsto che gli enti locali che partecipano alle stesse adottino iniziative per promuovere la partecipazione alle comunità stesse dei clienti vulnerabili, affinché questi ultimi possano accedere ai benefici ambientali, economici e sociali assicurati dalla comunità stessa e ha demandato altresì al GSE, lo sviluppo di servizi informativi dedicati, ivi inclusi guide informative e strumenti di simulazione che rappresentano uno strumento da potenziare per diffondere modelli di partecipazione promossi degli enti locali.

Risulta opportuno evidenziare che alcune delle misure risalenti al 2022 sono di natura prevalentemente finanziaria in risposta alla crisi energetica e alla necessità di fornire un sostegno immediato ai consumatori vulnerabili o in povertà energetica. Pertanto, gli effetti positivi sulla riduzione del fenomeno che ne sono conseguiti non possono essere considerati tendenziali senza tenere conto delle nuove e opportune azioni strutturali necessarie a tal fine.

### 3.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

#### *i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.5*

Gli scenari energetici ed emissivi dei prossimi anni impongono un approccio olistico e interdisciplinare alla Ricerca e Sviluppo nel settore energetico, in grado di operare in maniera selettiva sulle tecnologie disponibili per la successiva industrializzazione.

Nel breve periodo (2024) le politiche e misure sono rivolte alla promozione di tecnologie individuate come prioritarie per la decarbonizzazione del sistema produttivo e la competitività del sistema Italia. In questa cornice rientrano i progetti integrati, ricadenti nella Ricerca di sistema elettrico, le iniziative nel settore idrogeno, che coinvolgono direttamente le imprese, la cybersecurity e la realizzazione della Hydrogen Demo Valley nel Centro Ricerche di ENEA della Casaccia.

Nel medio periodo 2025-2030, oltre a consolidare le tecnologie più promettenti avviate nel 2022-2024, si prevede di includere nel programma di R&S gli ambiti tecnologici prioritari di cui al capitolo 2.5. Accanto alle attività di ricerca e innovazione maggiore attenzione sarà posta al trasferimento delle nuove tecnologie nel tessuto economico del paese con l'ausilio di nuovi soggetti emergenti nel panorama energetico, quali living lab e start-up.

Gli ambiti tecnologici prioritari di cui al capitolo 2.5 saranno quindi attuati tramite i seguenti strumenti/politiche:

- Mission Innovation;
- Programma Horizon Europe;
- Ricerca di Sistema elettrico post 2024;
- Innovation fund;
- altre misure e politiche.

Tabella 48 - Ambiti tecnologici e strumenti/politiche

	Mission Innovation	Programma Horizon Europe	Ricerca di Sistema elettrico	Innovation fund	Altre politiche
Stoccaggio energia	X	X	X	X	X
Fonti rinnovabili	X	X	X	X	X
Idrogeno	X	X	X	X	X
Combustibili rinnovabili		X	X	X	X
Nucleare	X				X
CCSU		X		X	X
Tecnologie di rete e digitalizzazione	X	X	X		
Materie prime critiche e materiali avanzati;	X		X		X

#### ❖ STRUMENTI/POLITICHE NEL BREVE (FINO AL 2024)

#### ◆ RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO



La Ricerca di Sistema elettrico si concentra nella ricerca fondamentale di tecnologie e materiali energetici con TRL 1–4. Sulla base delle valutazioni strategiche effettuate, delle interlocuzioni con i principali stakeholder della ricerca e delle risultanze della pubblica consultazione, sono stati individuati due obiettivi prioritari sui quali concentrare le risorse finanziarie, pari a 210 mln€:

- decarbonizzazione;
- digitalizzazione ed evoluzione delle reti.

Nell'ambito di alcuni temi d'interesse strategico è previsto lo svolgimento di "Progetti Integrati", che prevedono un'articolata struttura scientifica e una parallela collaborazione degli enti di ricerca e università, con l'obiettivo ultimo di accelerare la selezione di tecnologie e processi in grado di contribuire a raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni a costi competitivi. Di seguito una sintesi dei Progetti Integrati.

- *Fotovoltaico ad alta efficienza.* Ha l'obiettivo di sviluppare nuove tecnologie FV, da avviare verso i processi produttivi che consentano di ridurre il costo dell'energia prodotta grazie anche alla riduzione dei costi di Balance of System (BoS) legati all'area occupata dal sistema FV, di studiare possibili soluzioni per l'integrazione del FV e di sviluppare metodologie che possano massimizzare la produzione energetica da fotovoltaico.
- *Tecnologie di accumulo elettrochimico e termico.* Ha come finalità generale quella di agire da volano allo sviluppo di tecnologie innovative di accumulo, migliorandone performance, sicurezza e sostenibilità. La ricerca nel campo dell'accumulo elettrochimico è svolta sia sull'attuale tecnologia dominante (batterie Li-ione avanzate - Gen. 3b), sia sulle tecnologie più interessanti per applicazioni stazionarie, come le redox flow e le Na-ione, sia infine sulle tecnologie più innovative, per esplorare in maniera sistematica le possibilità delle tecnologie di accumulo elettrochimico oltre il 2030 (Gen. 4 e Gen. 5).
- *Tecnologie dell'idrogeno.* Nell'ambito del progetto le attività si concentrano su livelli di maturità tecnologica bassi (TRL 1-4), con un focus particolare su componenti, tecnologie, sistemi e processi che ricadono all'interno dell'approccio Power to X, per favorire l'integrazione della rete elettrica con la rete del gas naturale, con funzione di bilanciamento della rete, come storage a lungo termine e infrastruttura per il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno su lunghe distanze.
- *Cybersecurity dei sistemi energetici.* Le potenziali minacce possono riguardare la filiera produzione-trasmissione-distribuzione dell'energia ovvero le reti di comunicazione, o ancora i network informatici. L'adozione delle nuove tecnologie digitali IT/OT/IoT nelle reti che abilitano servizi di flessibilità comporta un'evoluzione delle misure di sicurezza cyber. Sono tre i principali driver che caratterizzano la trasformazione digitale dei sistemi energetici: i) garantire la sicurezza delle nuove tecnologie per le comunicazioni energetiche; ii) preservare la resilienza del sistema elettrico; iii) sfruttare le potenzialità delle tecnologie big data e intelligenza artificiale per sostenere la Cybersecurity.

▪ **LINEE DI ATTIVITÀ DELLA RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO RELATIVE ALLA DECARBONIZZAZIONE**

- *Materiali di frontiera per usi energetici.* Le attività proposte si concentrano su recupero del calore disperso, in forma di elettricità, sviluppo di materiali e tecnologie di realizzazione di componenti per il settore energetico tramite *additive manufacturing* e catalizzatori sostenibili e a basso consumo energetico.
- *Edifici ad alta efficienza per la transizione energetica.* La ricerca e l'innovazione nel settore sono orientate allo sviluppo di componenti, strumenti e tecnologie per le rinnovabili e l'efficienza energetica, per la riqualificazione del parco edilizio esistente e nuovo.
- *Efficienza energetica dei prodotti e dei processi industriali.* Si prevedono attività per l'efficientamento dei processi termici industriali, lo sviluppo di tecnologie efficienti per la

decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate* e l'efficiamento della filiera del riutilizzo idrico.

- *Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali.* Gli obiettivi principali del progetto sono: a) presidiare e sviluppare processi e tecnologie per la transizione energetica, sistemi di rifornimento energetico dei veicoli elettrici, sistemi complessi di pompe di calore; b) favorire l'introduzione di tecnologie, processi, sistemi e modelli organizzativi e gestionali attraverso tecnologie avanzate dell'IT.
  - *Energia elettrica dal mare.* Il progetto ha come obiettivo principale la costruzione e l'installazione in mare di un prototipo off-shore in scala reale in grado di convertire il moto ondoso in energia elettrica. Il prototipo, denominato PeWEC (Pendulum Wave Energy Converter), sarà installato presso l'isola di Pantelleria.
  - *Solare termodinamico.* Affinché la tecnologia CSP possa contribuire efficacemente al processo di transizione energetica, è prioritario ridurre i costi di generazione, con attività di R&S e soluzioni tecniche finalizzate all'incremento delle prestazioni e alla riduzione del Levelised Cost of Energy (LCOE).
- **LINEE DI ATTIVITÀ DELLA RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO RELATIVE A DIGITALIZZAZIONE ED EVOLUZIONE DELLE RETI**
- *Evoluzione, pianificazione ed esercizio delle reti elettriche.* In linea con le future evoluzioni del sistema elettrico e tenendo conto delle possibili future criticità, è necessario identificare e sviluppare soluzioni tecnologiche e architetture innovative, per aumentare la flessibilità della rete elettrica, e metodologie per la definizione di interventi efficienti di pianificazione che garantiscano elevati livelli di affidabilità, adeguatezza, sicurezza e resilienza.
  - *Digitalizzazione del sistema energetico integrato.* Si individuano due ambiti principali di ricerca: il primo focalizzato su metodi e tecniche informatiche avanzate per l'efficiamento dei processi dei sistemi energetici, grazie all'elaborazione del maggior numero di informazioni disponibili; il secondo dedicato a tecnologie e architetture di elaborazione innovative che abilitino l'accesso diffuso a risorse di calcolo scalabili condivise.
  - *Energia da fonti rinnovabili e integrazione nel territorio.* Elemento essenziale della transizione energetica è l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile in ogni possibile settore produttivo. L'approccio allo sviluppo delle soluzioni tecnologiche deve essere interdisciplinare e deve riguardare gli strumenti di pianificazione e gestione del sistema energetico, che devono tenere conto degli aspetti tecnici, economici, ambientali e regolatori delle diverse soluzioni e di ogni possibile ibridazione e integrazione.
  - *Resilienza e sicurezza del sistema energetico.* A fronte dell'incremento della frequenza e della severità degli eventi meteorologici e idrogeologici estremi, dovuti ai cambiamenti climatici, nonché del verificarsi di altri eventi naturali come i terremoti, si evidenzia la necessità di disporre di strumenti che siano di supporto alle istituzioni e agli operatori per migliorare la resilienza del sistema.
  - *Mobilità sostenibile e interazione con il sistema energetico.* Lo scenario di rapida elettrificazione del parco circolante è strettamente connesso all'evoluzione del sistema elettro-energetico e pertanto è necessario sviluppare forme innovative di integrazione. Le attività di ricerca sono volte alla funzionalità e a servizi in grado di garantire benefici cross-settoriali di maggiore sostenibilità.
  - *L'utente al centro della transizione energetica.* Le direttive relative a mercato elettrico e rinnovabili del Clean Energy for All Europeans Package disegnano un nuovo ruolo per l'utente finale, che deve diventare sempre più attivo non solo nella produzione e nell'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili, ma anche nell'attuazione di percorsi di efficienza energetica e nella fornitura di servizi ancillari alla rete di trasmissione e di distribuzione.

- *Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti.* Saranno realizzate le seguenti attività: supporto all'evoluzione della regolazione dei mercati elettrici; studio di nuovi modelli di regolazione e di gestione delle reti di distribuzione; coordinamento delle attività tecnico-normative e pre-normative a livello nazionale ed internazionale ai fini della regolazione.
- *Flessibilità del sistema energetico integrato.* La rilevante presenza delle fonti rinnovabili non programmabili, e l'obiettivo di un loro forte incremento, pongono una nuova sfida a tutti i soggetti del sistema energetico. Obiettivo della ricerca è fornire strumenti per migliorare le tecnologie, l'economicità e la sostenibilità, sviluppare tecnologie innovative, disegnare nuove regole e nuovi modelli di business.

## ❖ **STRUMENTI/POLITICHE NEL MEDIO PERIODO, FINO AL 2030**

### ◆ **MISSION INNOVATION**

Nell'ambito della nuova programmazione di Mission Innovation (MI 2.0), il DM n. 386 del 17 novembre 2023 ha individuato i programmi, i progetti e le attività ammissibili nell'ambito dell'iniziativa, ripartito le risorse a disposizione, pari ad oltre 500 M€, tra le predette attività e definito le modalità generali di attuazione della misura. In particolare:

- a) al programma *Green Powered Future Mission* sono destinati 317 mln€ (circa 63% del totale), di cui 135 mln€ per l'Accordo di programma in materia di nucleare e 182 mln€ sui seguenti ambiti tecnologici: fonti rinnovabili, stoccaggio dell'energia, tecnologie di rete, dati e digitalizzazione delle stesse.
- b) al programma *Clean Hydrogen Mission* sono destinati 118 mln€ (circa 23% del totale).;
- c) ai progetti e attività trasversali tra le precedenti missioni sono destinati 36 mln€ (circa 7% del totale);
- d) ai progetti internazionali sono destinati 11 mln€ (circa 2% del totale).

### ◆ **PROGRAMMA HORIZON EUROPE**

Horizon Europe è il principale programma di finanziamento dell'UE per la ricerca e l'innovazione con un bilancio di 95,5 mld€ nel periodo 21-27. Rispetto ai precedenti programmi di sostegno alla ricerca, Horizon Europe comporta novità significative, tra cui:

- l'istituzione del Consiglio europeo per l'innovazione, per sostenere le innovazioni rivoluzionarie lungo tutto il ciclo di vita, dalla ricerca in fase iniziale, al trasferimento tecnologico, al finanziamento, fino alla crescita di start-up e PMI;
- la definizione di 5 "Missions" per ottenere un impatto maggiore grazie a un focus più mirato e a una correlazione più stretta tra R&I europee. Tra queste si rilevano:
  - "*100 climate-neutral cities by 2030*", finalizzato a sostenere, promuovere e condurre 100 città europee nella loro trasformazione sistemica verso la neutralità climatica e trasformare queste città in centri di innovazione, a vantaggio della qualità della vita e della sostenibilità in Europa;
  - "*mission adaptation to climate change*" finalizzato a sostenere almeno 150 regioni e comunità europee verso la resilienza climatica, promuovere lo sviluppo di soluzioni innovative per adattarsi ai cambiamenti climatici e incoraggiare le regioni, le città e le comunità a guidare la trasformazione della società.
- un rafforzamento delle politiche relative alla "politica della scienza aperta";
- un nuovo approccio ai partenariati più ambiziosi e strategici;

- la definizione di un nuovo modello contrattuale che troverà applicazione in tutti i programmi europei a gestione diretta finanziati nell'ambito del Quadro Finanziario Pluriennale 21-27.

Nell'ambito dei citati partenariati, si sottolineano quelli attivati dal MUR nell'ambito del *Clean Energy Transition Partnership (CETP) 2022-2027* e del *European Partnership Driving Urban Transitions (DUT) 2022-2027*. In particolare, con riferimento alla CETP 2022-2027, finalizzata alla promozione di ecosistemi dell'innovazione transnazionale, il MUR ha previsto specifici bandi di ricerca (210 mln€ - co-finanziati anche dal MiMIT) per il periodo 2022 e 2023. Detti bandi indirizzati al settore della produzione di energia elettrica e termica, nonché all'industria, prevedono attività di accompagnamento per favorire la condivisione di conoscenze strategiche e massimizzare l'impatto in modo da accelerare l'upscaling, la replica e la diffusione sul mercato di tecnologie energetiche pulite economicamente vantaggiose. Nell'ambito del DUT 2022-2027, il MUR finanzia (49 mln€ di cui 32 mln€ co-finanziati anche dal MiMIT) progetti transnazionali di R&S in linea con i tre obiettivi del programma, attuati con le seguenti misure:

- *Distretti a Energia Positiva (PED) Transition Pathway*: la misura è finalizzata a supportare la transizione in ambito urbano attraverso soluzioni innovative per la progettazione, implementazione su larga scala e la replica dei PED, con la missione di avere almeno 100 PED entro il 2025;
- *15-Minute City (15minC) Transition Pathway*: la misura mira a supportare la transizione che riguarda la mobilità urbana sostenibile migliorando l'accessibilità e la connettività, a partire dal livello di quartiere;
- *Il Circular Urban Economies (CUE) Transition Pathway*: la misura mira a supportare la transizione che riguarda la pianificazione e la progettazione di spazi urbani inclusivi ed una economia urbana basata sulla rigenerazione e la circolarità.

#### ◆ RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO POST 2024

A maggio 2024 si è conclusa la consultazione pubblica per il nuovo ciclo 2025-2027. Con la proposta di Piano Triennale 2025-2027 si vuole promuovere l'avanzamento dei risultati delle attività di ricerca in corso, assicurando continuità con il piano triennale 2022-2024, e lo sviluppo di nuovi progetti, come ad esempio sui temi delle bioenergie e della relazione tra risorsa idrica e sistema energetico. Si conferma inoltre lo sforzo di integrazione delle differenti specializzazioni di ricerca per ottimizzare l'efficacia dell'azione a supporto della transizione e della sicurezza energetica.

“Decarbonizzazione” e “Digitalizzazione ed evoluzione delle reti” sono i due macro-obiettivi intorno ai quali si articola lo schema del Piano. Per l'obiettivo “Decarbonizzazione” sono stati identificati i temi delle rinnovabili (fotovoltaico innovativo, efficiente e sostenibile; energia dal mare; solare termodinamico), dell'efficienza, delle tecnologie dell'idrogeno, dell'accumulo elettrochimico e termico, dei materiali e dispositivi di frontiera per applicazioni energetiche. Per l'obiettivo “Digitalizzazione ed evoluzione delle reti” sono stati individuati i temi relativi all'evoluzione, digitalizzazione, sicurezza, flessibilità e resilienza del sistema elettrico; sono previste inoltre attività di ricerca sugli scenari energetici e l'evoluzione dei mercati, sull'interazione tra la mobilità sostenibile e il sistema energetico, sul ruolo del cittadino come prosumer e sull'integrazione tra energia da fonti rinnovabili e territorio.

Lo schema del Piano Triennale 2025-2027 è allineato con gli obiettivi generali, espressi in campo europeo, nel SET-Plan e nel programma Horizon Europe oltre ad essere coerente con le indicazioni del Pacchetto Fit-for-55 e le misure individuate dal REPowerEU.

#### ◆ INNOVATION FUND

Il Fondo attualmente supporta 7 progetti localizzati in Italia che complessivamente riceveranno un contributo di circa 151,6 M€, a fronte di un ammontare complessivo dei costi eligibili dei progetti di 389,8 M€. Tali progetti potranno contribuire alla decarbonizzazione delle industrie per una riduzione complessiva delle emissioni GHG per circa 25,4 Mt di CO<sub>2</sub> equivalente nei primi 10 anni di esercizio. 5 ulteriori progetti sono in fase di conclusione del grant agreement.

Per quanto riguarda la prima asta pilota dell'European Hydrogen bank, mirata a finanziare la produzione di idrogeno da combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) nell'European Economic Area, nessun progetto italiano figura tra i progetti selezionati.

Tabella 49 - Elenco dei progetti del Fondo per l'Innovazione selezionati in Italia

Acronym	Title	Sector	Start date	Project phase	Beneficiaries	Innovation Fund grant (€million)	Expected GHG emission avoidance (tCO <sub>2</sub> eq)
<b>Large Scale</b>						<b>133,9</b>	<b>25,182,944</b>
SC-HOOP	Sustainable Chemical recycling through HOOP technology	Chemicals	01/07/2023	Preparation	VERSALIS SPA	16,2	139,838
TANGO	Italian PV Gigafactory	Solar Energy	01/01/2021	Operation	3 SUN EGPI	117,7	25,043,106
<b>Small Scale</b>						<b>17,8</b>	<b>188,564</b>
DrossOne V2G Parking	Large scale vehicle to grid system with integrated stationary storage: harnessing EV batteries and their fast response to deliver grid services, currently provided by highly polluting gas plants	Intra-day electricity storage	01/05/2021	Operation	F2MeS	1,6	62,336
H2 Valcamonica	Green hydrogen for the decarbonisation of Valcamonica	Hydrogen	01/01/2022	Preparation	A2A SNAM SPA  FNM	4,4	42,295
PIONEER	airPort sustainability secOND life	Intra-day electricity storage	01/01/2022	Construction	ADR ENEL X SRL Fraunhofer	3,1	16,004

	battEry stoRage						
PRIMUS	PRime Manufacturing Under innovative Solution	Glass, ceramics & constructio n materials	01/09/2022	Operation	Bormioli Rocco	4,5	42,332
VITRUM	Virtous Innovative TRansformation of high-qUality container glass Manufacturing	Glass, ceramics & constructio n materials	01/06/2022	Construction	Bormioli Luigi	4,1	25,597

◆ **ALTRE MISURE E POLITICHE**

Al fine di promuovere ed attuare la ricerca negli ambiti tecnologici prioritari non rientranti nei precedenti strumenti, saranno definite specifiche politiche e misure di incentivazione, ricorrendo sia a risorse nazionali, sia a finanziamenti comunitari. In particolare, gli ambiti tecnologici saranno:

- **IDROGENO:** la backbone italiana che va da Mazara del Vallo a Tarvisio è stata inclusa nella lista PCI e, nell'area tematica delle reti transfrontaliere di trasporto di idrogeno. Il progetto vede la partecipazione congiunta rispettivamente di Germania e Austria e contribuirà alla creazione di una rete europea di trasporto dell'idrogeno rappresentando un'opportunità per la decarbonizzazione dei poli industriali italiani ed europei, in linea con il raggiungimento dei target climatici al 2050. Inoltre, l'infrastruttura dedicata all'idrogeno prevista per l'Hydrogen Valley in Puglia è stata inclusa dalla Commissione Europea tra i progetti IPCEI sull'idrogeno approvati a febbraio 2024 nell'ambito della wave Hy2Infra. L'infrastruttura progettata da Snam si inserisce nel quadro più ampio dello sviluppo della filiera dell'idrogeno che vede coinvolti altri primari operatori industriali attivi in Puglia. Il progetto, la cui fase operativa è attesa nel 2028, ha l'ambizione di trasportare idrogeno rinnovabile prodotto in Puglia per decarbonizzare l'industria e la mobilità della regione nel polo di Taranto attraverso 100 km di pipeline ad idrogeno puro, riutilizzando in gran parte un gasdotto esistente;
- **CCS:** il progetto CALLISTO (CARbon LIquefaction transportation and STOrage) Mediterranean CO2 Network, incluso nella sesta lista PCI, mira a sviluppare il più grande hub CO2 multimodale ad accesso aperto nel Mediterraneo, supportati da infrastrutture di trasporto onshore dedicate, con l'obiettivo di consentire la decarbonizzazione di vari cluster di emettitori industriali attraverso la cattura, l'aggregazione, il trasporto e lo stoccaggio permanente della CO2. Nel suo schema principale, il candidato PCI CALLISTO Mediterranean CO2 Network include la raccolta e il trasporto sia onshore, attraverso condotte già esistenti o nuovi gasdotti in superficie, sia via mare tramite spedizione di CO2 da emettitori in Italia e Francia, con i relativi hub di rigassificazione e liquefazione della CO2 situati nei due Paesi per poi procedere con lo stoccaggio finale nell'hub CCS di Ravenna a partire dal 2027. Lo scopo di questa iniziativa è perseguire efficacemente gli obiettivi di decarbonizzazione preservando nel contempo i livelli di produzione delle industrie ad alta intensità energetica presenti nella regione ed abilitando il trasporto transfrontaliero. Durante il processo di selezione, il progetto ha ottenuto il sostegno di entrambi gli Stati membri coinvolti, Italia e Francia. Inoltre, la collaborazione tra Italia e Francia nella progettazione di una strategia comune CCS è stata confermata dall'emissione nel marzo 2023 del "Mediterranean CCS Plan" firmato da entrambi i governi, che mira a presentare il



piano a sostegno dello sviluppo del primo progetto CCS nel bacino del Mediterraneo, ovvero il Progetto Callisto Mediterranean CO2 Network, e a favorire ulteriori progetti CCS nella regione del Mediterraneo;

- **Nucleare:** Il panorama del mondo della ricerca, sviluppo e formazione nel settore nucleare nazionale è per sua natura intrinsecamente connesso e direttamente legato al relativo tessuto industriale. Va infatti considerato l'alto contenuto scientifico e tecnologico del settore, che spinge le università a collaborare con i centri di ricerca del territorio per dare forza alla loro missione di ricerca, professionalizzazione dei giovani esperti di settore ed il relativo sviluppo di competenze. L'obiettivo finale è infatti trasferire queste competenze alla filiera produttiva, in modo da incrementarne il valore tecnologico e la competitività nel panorama internazionale.

L'importanza del mantenimento di competenze nucleari e la relativa trasmissione alle future generazioni ha spinto le università con programmi dedicati all'ingegneria nucleare a conglobarsi nel Consorzio Interuniversitario per la Ricerca Tecnologica Nucleare (CIRTEN). I politecnici di Milano e Torino insieme alle università di Bologna, Padova, Palermo, Pisa e Roma "La Sapienza" hanno sfruttato le sinergiche competenze nel campo nucleare per fare massa critica e rafforzare la partecipazione a svariati programmi di ricerca nazionali ed internazionali. Tra i principali si citano il coinvolgimento del CIRTEN nella "*Ricerca di Sistema Elettrico*" dove, all'interno del filone dedicato all'energia nucleare da fissione, si è occupato di svariate attività di calcolo e modellistica a supporto dello sviluppo di sistemi SMR e AMR. Per la parte di ricerca più spiccatamente sperimentale l'azienda SIET, partecipata ENEA, svolge un ruolo di punta. Ha svolto test in scala rilevante a supporto della qualifica di componenti cardine, con l'ausilio delle sue numerose infrastrutture sperimentali, tra cui si cita l'impianto Simulatore Pressurizzato per Esperienze di Sicurezza, un unicum a livello mondiale per dimensioni e potenza. Tra le collaborazioni ed i lavori più rilevanti si citano i test per la qualifica del generatore di vapore per il progetto di SMR dell'azienda americana NuScale Power e gli esperimenti sugli innovativi sistemi di sicurezza passivi dell'SMR AP600 dell'americana Westinghouse per verificarne l'efficacia e consentirne il licensing da parte dell'ente regolatore americano. SIET è anche coinvolta nello sviluppo di sistemi LFR, dove ha messo a disposizione le sue infrastrutture per test su generatori di vapore innovativi e sistemi di sicurezza passivi auto-regolanti pensati per il dimostratore europeo della filiera, ALFRED.

L'ENEA, infine, che ha storicamente agito da collante nazionale per il tessuto della ricerca e sviluppo in ambito nucleare, ha contribuito all'avanzamento di sistemi SMR e AMR, sia con attività di progettazione che con relativo sviluppo tecnologico e sperimentazione a supporto. Nell'ambito degli AMR la più parte degli sforzi dell'ente degli ultimi 30 anni è stata rivolta ai sistemi LFR (reattori veloci raffreddati al piombo) dove l'Italia ha un ruolo centrale fra i Paesi occidentali. Dai primi studi sull'Amplificatore di Energia agli sviluppi europei degli *Accelerator Driven System* (ADS), alle molteplici attività di collaborazione in ambito UE sui metalli liquidi e a quelle nazionali (programmi TRASCO – Trasmutazione Scorie I, II, e III), ENEA ha sempre assunto la funzione di polo per la ricerca applicata e spesso ha coordinato e indirizzato le attività di ricerca e sviluppo europee e nazionali.

In ambito di energia da fusione, l'Italia ha una lunga tradizione di ricerca per lo sviluppo dell'energia da fusione ed ha sviluppato competenze su tutti gli aspetti scientifici, tecnologici e industriali, e ha una riconosciuta esperienza nella progettazione, realizzazione e utilizzo di sistemi e impianti sperimentali per fusione. La "scuola" italiana per la fusione, in fisica ed ingegneria, è considerata una delle migliori al mondo, a tal punto che ricercatori e ingegneri formati a questa scuola occupano ruoli chiave in un gran numero di laboratori e organismi europei ed internazionali.

Grazie alla costruzione della *facility* DTT presso il Centro Ricerche ENEA di Frascati, l'Italia conferma la propria centralità anche come sede di una delle maggiori installazioni di ricerca



di caratura internazionale e di importanza fondamentale per ITER e i futuri impianti a fusione. DTT è un'iniziativa italiana, parte integrante della *roadmap* europea per la fusione, che vede coinvolti tutti gli enti di ricerca, la gran parte delle università attive nella fusione ed ENI, la maggiore industria energetica nazionale. DTT è un impianto molto complesso, che richiede l'integrazione di diverse tecnologie innovative, e mette a frutto tutte le competenze maturate in Italia, incluse quelle industriali, consentendo al sistema Paese di trovarsi in una posizione privilegiata per la costruzione di un impianto a fusione di potenza.

- **Eolico:** con riferimento all'eolico, gli obiettivi di cui al capitolo 2.5 saranno raggiunti attraverso le seguenti attività di R&S:
  - *per l'eolico galleggiante:* (a) piattaforme per eolico galleggiante (sviluppando un'industria nazionale, ottimizzando i carichi idrodinamici e riducendo i costi), anche nell'ottica di un utilizzo multiuso delle tecnologie rinnovabili; (b) soluzioni per le linee di ancoraggio a basso impatto; (c) turbine di nuova generazione ottimizzate per il contesto del Mar Mediterraneo; (d) sistemi di controllo e ottimizzazione della produzione elettrica anche in funzione del possibile degrado ambientale delle pale; (e) modelli di gemello digitale e di realtà aumentata per una maggiore affidabilità e riduzione dei costi nei processi di progettazione e manutenzione; (f) sottostazioni elettriche galleggianti o fisse, nonché cavi dinamici HVDC; (g) sicurezza contro possibili attacchi terroristici; (h) studio del rumore generato; (i) consolidamento del laboratorio a mare MaRELab, realizzato in ambito Ricerca di Sistema
  - *per l'eolico a terra:* (a) ottimizzazione delle prestazioni aerodinamiche delle turbine esistenti per una massimizzazione della potenza a parità di area del rotore occupata; (b) sviluppo di una filiera industriale per re-blading; (c) sviluppo di turbine adatte alle condizioni meteo italiane ed all'integrazione in aree abitate (compresi mini e micro eolico); (d) nuovi materiali riciclabili; (e) analisi dell'impatto sulla rete elettrica negli scenari di incremento della potenza installata al 2030; (f) sviluppo di strategie di predictive maintenance.

A quanto sopra, inoltre, è possibile aggiungere anche le politiche e le misure messe in atto, o in previsione, da parte del MUR nell'ambito di ricerca nel settore energetico, della decarbonizzazione e della transizione ecologica. Anche in questo caso, le linee di attività e le tecnologie energetiche individuate sono in linea con quelle del SET Plan, rappresentando quindi un complemento alle attività del MASE.

- *Programma nazionale per la ricerca (PNR) 2021-2027.* Nell'ambito del predetto Programma, le linee di ricerca prioritarie sono:
  - fonti rinnovabili: accumuli (meccanica, termica, elettrica, chimica) energetici e reti europee e intercontinentali (elettrica e gas); nuovi materiali e componenti per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili; sviluppo di catene nazionali di valore per la produzione e utilizzo di energia elettrica e idrogeno rinnovabile per l'accumulo energetico, elettronica di potenza e gestione dell'energia; comunità energetiche;
  - digitalizzazione: reti intelligenti, flessibili, integrate, resilienti e digitalizzate;
  - decarbonizzazione dell'industria: produzione locale da fonti rinnovabili, uso efficiente e sostenibile dell'energia e dei materiali;
  - sistema energetico nazionale e sistemi di trasporto terrestre, marino e aereo.
- *Piano triennale delle attività dell'OGS 2022-2024.* Tra le principali linee di attività del Piano si segnalano quelle nel campo dello studio dello stoccaggio dell'anidride carbonica, nonché dello stoccaggio dell'idrogeno. Su quest'ultimo fronte, in particolare, grazie alle competenze acquisite nel campo dello stoccaggio dell'anidride carbonica e del gas naturale, OGS partecipa ad un innovativo progetto europeo HyStorIES (Hydrogen Storage In

European Subsurface), che prevede l'individuazione di potenziali siti di stoccaggio sotterraneo per l'idrogeno in Europa. Inoltre, l'Ente svolge attività di ricerca sulla valutazione delle risorse geotermiche ad alta e bassa entalpia e sullo studio dell'impatto ambientale connesso al loro sfruttamento industriale.

- *Attività svolte con il sistema universitario.* Tra le principali attività in via di sviluppo o attuazione, che interessano quasi tutti gli ambiti tecnologici prioritari di cui al capitolo 2.5, si evidenziano: i gas rinnovabili e idrogeno, i sistemi di accumulo, digitalizzazione delle reti, CCS, mobilità elettrica.
- *Piani Energetici Triennali delle Università, degli Enti di ricerca e delle Istituzioni dell'Alta formazione artistica e musicale (AFAM).* Nell'ambito del RepowerEU è in previsione la definizione di una riforma finalizzata alla redazione di "Piani Energetici Triennali" e successiva attuazione (entro il 2026) da parte di Università, Enti di ricerca e Istituzioni dell'Alta formazione artistica e musicale (AFAM) per l'efficientamento energetico dei propri edifici e il ricorso alle fonti rinnovabili.

*ii. Ove applicabile, cooperazione con altri Stati membri in questo settore, comprese, ove appropriato, le informazioni sul modo in cui gli obiettivi e le politiche del piano SET sono tradotti nel contesto nazionale*

La delega per il coordinamento del SET Plan in Italia è in capo a MASE e MUR. L'Italia ha deciso di presidiare tutti i working group costituiti per la predisposizione degli Implementation Plan (IP) relativi alle Azioni-chiave. I referenti nazionali di ogni working group hanno a loro volta costituito "gruppi di consultazione" composti da rappresentanti dell'industria, della ricerca e del mondo accademico, in grado di fornire un contributo qualificato alla stesura degli IP. La delegazione italiana opera sia attraverso audizioni plenarie dei principali operatori del settore della R&S pubblici e privati, sia attraverso incontri bilaterali. Fino al 2021 ha potuto inoltre contare sul supporto del "Board allargato" italiano di Horizon 2020 Energia, al quale hanno aderito circa 120 esponenti di imprese, enti di ricerca, università, ministeri e regioni, che si riuniva di norma 2-3 volte all'anno.

L'intenso lavoro che ha portato alla definizione degli Implementation Plan ha visto l'Italia particolarmente attiva nella cooperazione con gli altri Stati membri per individuare priorità e indicazioni di fabbisogno finanziario. Questa cooperazione in ambito comunitario ha spesso portato alla presentazione di progetti di partenariato congiunti a valere sul programma Horizon 2020. È auspicabile che questa cooperazione si consolidi e si intensifichi, se possibile anche nell'ambito del programma Horizon Europe.

La ricerca italiana sulle tecnologie energetiche, dopo un periodo di forte frammentazione, sta evolvendo verso un quadro più coordinato di iniziative, favorite anche dall'allineamento con il SET Plan e con il Programma Horizon 2020. Il sistema della ricerca italiano ha un buon posizionamento internazionale, dimostrando di essere pronto a cogliere tutti gli spunti più innovativi provenienti a livello internazionale. L'evoluzione in atto nella ricerca europea può contribuire positivamente al processo di razionalizzazione degli obiettivi della ricerca, valorizzando e finalizzando le varie competenze nazionali operanti nel settore. Il sistema nazionale della ricerca dovrà tuttavia essere in grado di aggiornare rapidamente priorità, indirizzi e valutazioni di competitività nel settore delle tecnologie energetiche e consentire al Paese di contribuire efficacemente alle future scelte che verranno assunte nell'ambito del SET Plan europeo, tutelando altresì la competitività industriale e valorizzando la capacità di produrre innovazione.

In particolare, rispetto al nucleare, l'Italia, tramite ENEA, Università e industria nazionale, collabora sui sistemi SMR/AMR con i maggiori player europei, tra cui EDF, CEA, IRSN in Francia, SCK-CEN in

Belgio, CIEMAT in Spagna, KIT in Germania, RATEN-ICN in Romania, KTH, Lead-cold in Svezia, e altri, condividendo strategie, supply chain, programmi di R&S, politiche di training e dissemination.

*iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

L'Italia, come già anticipato, ritiene il Programma Horizon Europe 2021-2027 uno strumento prioritario nel sostegno dei progetti di ricerca nel settore del clima e dell'energia nei prossimi anni.

I risultati conseguiti dal Paese nell'ambito del Programma Horizon 2020, e riportati al paragrafo 4.6, sono stati più che soddisfacenti. Nel primo biennio di intervento del Programma Horizon Europe sono stati però messi in evidenza dagli operatori nazionali alcuni aspetti di criticità che richiederanno nei prossimi anni una maggiore soglia di attenzione nell'approccio al Programma. In particolare:

- la forte competitività di Horizon dovuta alla riduzione generalizzata degli incentivi alla ricerca nazionale in molti Stati membri e che ha portato ad un eccesso di richieste;
- l'innovazione del format, con molti bandi distribuiti durante l'anno, e l'introduzione delle Partnership, a cui, forse, il sistema italiano non era preparato.

Altre misure comunitarie per le quali il sistema della ricerca italiano mostra interesse, come già rappresentato nella parte iniziale del presente capitolo e nei capitoli 2.5 e 4.6, sono Innovation Fund e l'IPCEI.

Sulla partecipazione a Mission Innovation l'Italia ha puntato molto attraverso la mobilitazione di risorse significative, che per i prossimi anni potrà sostenere lo sviluppo di progetti pilota e dimostrativi, con il raggiungimento di TRL medio-alti. Importante in tale prospettiva sarà l'efficacia del coordinamento tra i paesi UE aderenti a Mission Innovation, allo scopo di perseguire tutte le possibili sinergie con le risorse e i programmi comunitari disponibili per il sostegno dei progetti di ricerca.

In merito al nucleare, ENEA coordina e partecipa ad una serie di progetti europei (EURATOM) nel settore della fissione nucleare di nuova generazione, potendo così valorizzare il proprio know-how, condividere infrastrutture di ricerca, metodologie e codici di calcolo, approccio alla sicurezza, tecnologia, e integrare perfettamente le proprie attività di R&S nella SNETP.

Nel settore della fusione nucleare ENEA svolge il ruolo di Programme Manager nazionale del Programma Fusione Europeo coordinando, in qualità di Head Research Unit (HRU), le attività della compagine italiana (composta dai principali soggetti industriali, enti di ricerca e università impegnati nel settore) nel consorzio EUROfusion che gestisce le risorse economiche messe a disposizione da EURATOM per la ricerca sulla fusione nucleare.

## SEZIONE B: BASE ANALITICA<sup>91</sup>

### 4 SITUAZIONE ATTUALE E PROIEZIONI CON POLITICHE E MISURE VIGENTI<sup>92 93</sup>

#### 4.1 Evoluzione prevista dei principali fattori esogeni aventi un impatto sugli sviluppi del sistema energetico e delle emissioni di gas a effetto serra

Questo paragrafo illustra le assunzioni e la metodologia di costruzione degli scenari elaborati a supporto del presente Piano.

Qualsiasi analisi di scenario è costruita attorno ad alcune “variabili chiave” che rappresentano in modo sintetico i *drivers* fondamentali dell’evoluzione futura, le cui incertezze si riflettono nell’incertezza dei risultati ottenuti. In particolare, negli ambiti oggetto del presente Piano, risultano particolarmente importanti l’evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali, l’andamento demografico, nonché le proiezioni dei prezzi internazionali delle fonti fossili e delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> sul mercato ETS.

Inoltre, la Commissione europea, nell’ambito del meccanismo di monitoraggio di cui al Regolamento Governance in materia di proiezioni di gas a effetto serra, ha fornito nel marzo 2024 dei nuovi dati relativi ai principali driver macroeconomici e demografici, sulla base dei quali si è proceduto all’aggiornamento del dataset di partenza, integrandoli quando necessario con i dettagli che la Commissione europea ha reso disponibili nel corso del 2021 nell’ambito dell’aggiornamento dello scenario di riferimento europeo.

##### *i. Previsioni macroeconomiche (crescita del PIL e della popolazione)*

La tabella seguente mostra l’evoluzione della popolazione e del PIL tra il 2020 e il 2040 negli scenari realizzati. Nella redazione del presente aggiornamento del Piano, con l’utilizzo dei drivers più recenti, risulta particolarmente evidente la contrazione della popolazione già dal 2020, con oltre un milione e mezzo di persone in meno rispetto a quanto inizialmente ipotizzato nel Piano adottato nel 2020. Al 2030 si hanno circa 4,5 milioni di persone in meno ed al 2040 quasi 7 milioni.

<sup>91</sup> Per un elenco dettagliato dei parametri e delle variabili da segnalare nella sezione B del piano cfr. parte 2.

<sup>92</sup> La situazione attuale rispecchia quella alla data di presentazione del piano nazionale (o gli ultimi dati disponibili). Le politiche e le misure vigenti includono le politiche e le misure adottate e attuate. Le politiche e le misure adottate sono quelle decise con atto governativo ufficiale entro la data di presentazione del piano nazionale e per le quali è stato assunto un impegno di attuazione chiaro. Le politiche e le misure attuate sono quelle misure a cui, alla data di presentazione del piano nazionale integrato sull’energia e il clima o delle relazioni intermedie nazionali integrate sull’energia e il clima, si applica una o più delle seguenti situazioni: è in vigore una legislazione europea direttamente applicabile o una legislazione nazionale, sono stati conclusi uno o più accordi volontari, sono state assegnate risorse finanziarie, sono state mobilitate risorse umane

<sup>93</sup> La selezione dei fattori esogeni può essere basata sulle ipotesi formulate nello scenario di riferimento dell’UE per il 2016 o in altri scenari strategici successivi per le stesse variabili. Inoltre, i risultati specifici degli Stati membri nello scenario di riferimento dell’UE per il 2016, nonché i risultati negli scenari programmatici successivi, possono anche costituire un’utile fonte di informazione per l’elaborazione delle proiezioni nazionali con le politiche e le misure in vigore e delle valutazioni d’impatto.

Tabella 50 - Evoluzione della popolazione e del PIL

	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Popolazione (milioni)</b>	59,6	58,9	58,8	58,6	58,5
<b>PIL (mln €2015)</b>	1.573.680	1.817.198	1.886.931	1.942.484	2.053.348
<b>Tasso medio annuo PIL</b>	-	2,92%	0,76%	0,58%	1,12%

La tabella che segue mostra il valore storico 2020 e i tassi di crescita dei Valori Aggiunti (VA) settoriali utilizzati per gli scenari. I valori storici dei VA settoriali, fonte ISTAT, sono espressi in mln€ (valori concatenati, anno di riferimento 2015), mentre i tassi di crescita medi annui attesi (%) sono stati elaborati utilizzando i dettagli forniti dallo scenario di riferimento europeo la cui elaborazione si è conclusa nel 2021, nonché l'andamento del PIL raccomandato dalla Commissione europea.

Tabella 51 - Evoluzione dei Valori Aggiunti settoriali [Fonte: valori storici: Eurostat, elaborazione su dati Eurostat e PRIMES]

	Codici NACE	2020 (mln €2015)	2025	2030	2035	2040
<b>Agricoltura</b>	A	31.444	34.342	35.028	34.905	34.919
<b>Costruzioni</b>	F	64.303	72.533	75.448	75.612	76.532
<b>Servizi</b>	GTU+E	1.072.592	1.231.791	1.282.926	1.328.195	1.416.760
<b>Settore energetico e minerario</b>	D+B+C19	32.832	32.697	33.633	33.574	33.795
<b>Industria</b>	C (escluso C19)	224.916	264.613	271.692	276.374	286.326

## *ii. Variazioni settoriali che dovrebbero incidere sul sistema energetico e sulle emissioni di gas a effetto serra*

I diversi settori industriali seguono diverse dinamiche di crescita. Nella tabella seguente sono riportati i tassi medi annui di crescita dei VA dei principali settori industriali utilizzati per gli scenari. I dati sono sempre stati prodotti dall'elaborazione dei parametri raccomandati dalla Commissione europea nel 2024 e dei dati di dettaglio dello scenario europeo di riferimento.

Tabella 52 - Evoluzione dei Valori Aggiunti dei principali settori industriali [Fonte: dall'elaborazione dei parametri raccomandati dalla Commissione europea nel 2024 e dei dati di dettaglio dello scenario europeo di riferimento]

Settore	%	%	%	%
	20-25	25-30	30-35	35-40
Iron and steel	7,6%	0,4%	-0,1%	0,0%
Non ferrous metals	7,9%	0,4%	-0,1%	0,0%
Chemicals	2,4%	0,6%	0,0%	0,2%
Non metallic minerals	3,9%	0,7%	0,0%	0,2%
Pulp, paper and printing	3,2%	0,5%	0,0%	0,1%
Food, drink and tobacco	2,7%	0,7%	0,0%	0,2%
Textiles	4,1%	0,1%	-0,2%	-0,2%
Engineering	3,2%	0,6%	0,8%	1,4%
Other industries	3,1%	0,5%	0,0%	0,1%

### *iii. Tendenze mondiali del settore dell'energia, prezzi internazionali dei combustibili fossili e prezzi del carbonio nel sistema ETS dell'UE*

Anche per quanto riguarda i prezzi internazionali dei combustibili fossili e delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> nel mercato ETS si è fatto riferimento ai parametri raccomandati dalla Commissione europea nell'ambito del meccanismo di monitoraggio di cui al Regolamento Governance in materia di proiezioni di gas a effetto serra.

Tabella 53 - Evoluzione dei prezzi internazionali delle commodity energetiche e delle quote di emissione ETS [Fonte: Commissione europea]

Anno	Petrolio	Gas (NCV)	Carbone	Quote di emissione ETS1
	€2023/GJ	€2023/GJ	€2023/GJ	€2023/tCO <sub>2</sub>
2020*	7,6	3,7	1,9	29
2021*	12,5	18,1	4,5	65
2022*	16,7	35,1	10,9	90
2023*	12,5	10,9	4,4	92
2024	13,1	8,3	4,1	95
2025	12,4	9,4	4,1	95
2030	13,9	9,0	4,0	95
2035	15,4	8,2	3,8	100
2040	15,8	10,1	3,8	100

\*Media annuale del valore giornaliero

Nello scenario di policy è stato introdotto anche il cosiddetto ETS2, ossia il nuovo sistema che a partire dal 2027 riguarderà le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dalla combustione nel trasporto stradale, negli edifici e nelle industrie energetiche e manifatturiere non ricadenti nell'attuale sistema ETS.

Tabella 54 Evoluzione dei prezzi delle quote di emissione ETS2 [Fonte: Commissione europea ed elaborazioni successive]

Anno	Quote di emissione ETS2
	€2023/tCO <sub>2</sub>
2027	30
2028	50
2029	55
2030	55
2035	58
2040	58

Per quanto riguarda gli anni successivi al 2030, in assenza di ipotesi più robuste, si è assunto che il prezzo delle quote di emissione crescesse con un tasso analogo al prezzo delle quote di emissione del sistema ETS1.

#### *iv. Evoluzione dei costi delle tecnologie*

Già nel 2016, presso la Presidenza del Consiglio, fu istituito un Gruppo di lavoro tecnico nell'ambito del quale furono riunite competenze e professionalità diverse per mettere a sistema e valorizzare le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile. A tale gruppo di lavoro tecnico hanno partecipato soggetti quali MASE, MEF, MIT, RSE, ENEA, ISPRA, CNR, Banca d'Italia, Istat, Centro Studi Confindustria, Università, Terna, Snam, GSE. Uno dei risultati di questo gruppo di lavoro fu, ad esempio, la realizzazione di un catalogo contenente una disamina tecnica ed economica delle tecnologie energetiche disponibili, sia di offerta sia di uso finale, utili all'avanzamento del processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano. Tale database, continuamente aggiornato contiene alcuni dei dati con cui sono sviluppati gli scenari.

In generale poi, l'aggiornamento delle conoscenze sugli scenari di costo è facilitato dalla partecipazione di società pubbliche come RSE, ISPRA, ENEA, GSE a vari gruppi di lavoro in ambito internazionale (CE, IEA, IRENA, etc.).

Da un punto di vista di monitoraggio della situazione attuale dei costi delle tecnologie, un ruolo importante è svolto da GSE, che, ai sensi dell'articolo 48 del D.lgs. 199/2021 è tenuto a "rilevare i costi attuali delle tecnologie e i costi di produzione dei vettori energetici, da condividere con RSE, ENEA ed ISPRA per le rispettive attività di ricerca e scenariali".



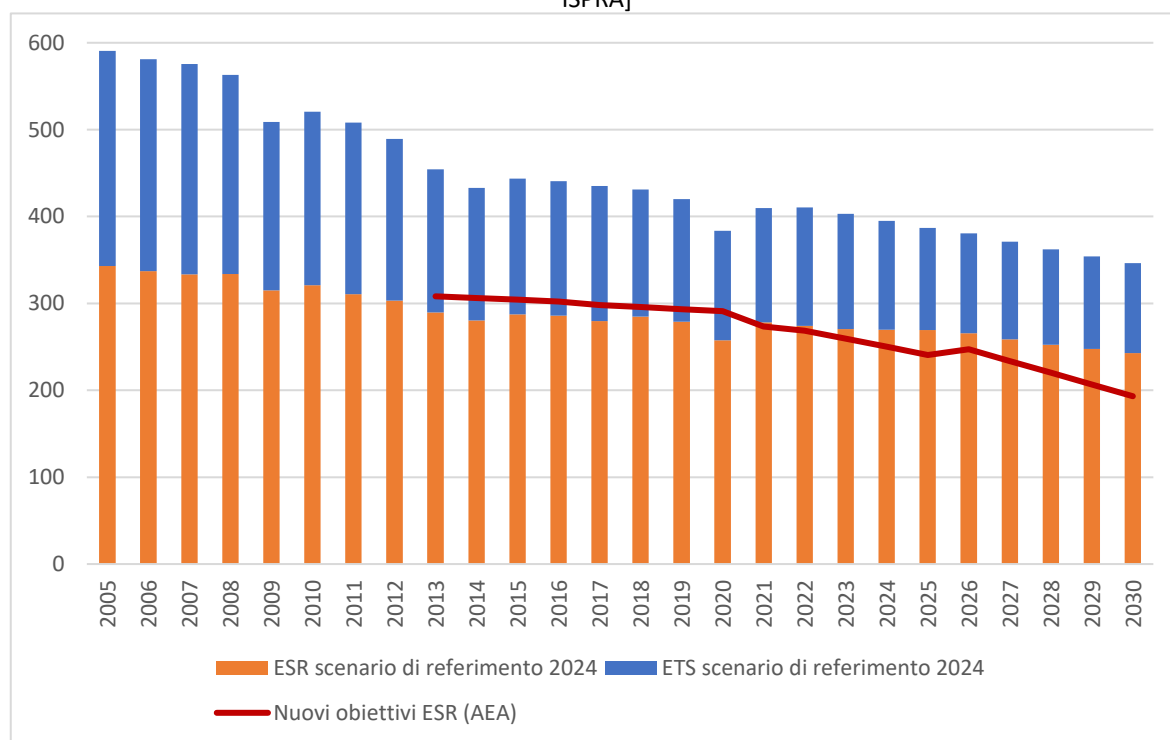
## 4.2 Dimensione della decarbonizzazione

### 4.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

*i. Andamento delle emissioni e degli assorbimenti attuali di gas a effetto serra nel sistema ETS dell'UE, condivisione degli sforzi, settori LULUCF e settori energetici diversi*

Il grafico sottostante sintetizza le proiezioni delle emissioni di gas serra fino al 2030 distinte tra ETS e ESR, secondo lo scenario emissivo di riferimento a politiche correnti (ovvero considerando l'effetto delle politiche adottate a tutto il 2021). Dal grafico risulta evidente la maggiore riduzione a carico dei settori soggetti ad ETS. A fronte di una riduzione attesa delle emissioni totali dal 2005 al 2030 pari a circa 244 MtCO<sub>2</sub>eq, ci si aspetta che le emissioni soggette ad ETS si riducano di circa 144 MtCO<sub>2</sub>eq (oltre il 58%) mentre quelle ESR di 100 MtCO<sub>2</sub>eq (circa il 29%).

Figura 56 - Emissioni di gas serra ETS ed ESR (Mt CO<sub>2</sub>eq), anni storici e scenario di riferimento [Fonte: ISPRA]



*Nota: per evitare sovrapposizioni e semplificare la visualizzazione il grafico illustra la ripartizione prima delle modifiche introdotte alla Direttiva 2003/87/CE dalla Direttiva (UE) 2023/959*

Le misure attualmente vigenti appaiono, quindi, più efficaci in termini di riduzione delle emissioni ETS grazie soprattutto all'incremento di rinnovabili nel mix di generazione elettrica. Tuttavia, al fine di promuovere una riduzione delle emissioni climalteranti nei settori ricadenti in ambito ESR (*trasporti e civile in primis*) una modifica della generazione se non accompagnata da una variazione dei consumi in termini di entità o vettori impiegati, determina vantaggi contenuti.

Infatti, per i settori inclusi in ESR lo scenario di riferimento mostra che, anche a seguito della mutata situazione post Covid-19 legata alla ripresa economica e alla modifica dei comportamenti a seguito della pandemia, e degli importanti e profondi mutamenti del contesto geopolitico intercorso,

nonostante l'adozione delle misure previste nel PNRR, le emissioni non raggiungono il precedente obiettivo di riduzione del -33% al 2030 rispetto ai livelli del 2005. Molto più impegnativo ed ambizioso risulta essere quindi lo sforzo di riduzione alla luce dell'aggiornamento dell'obiettivo che, ai sensi del recente Regolamento (UE) 2023/857 del Consiglio del 19 aprile 2023, passa al -43,7%.

Sarà infatti necessario adottare politiche e misure aggiuntive, che dovranno essere particolarmente incisive nei settori civile e trasporti, come peraltro mostrano già i dati del 2021 e del 2022, ultimi anno per il quale si dispongono di dati statistici definitivi: le emissioni italiane sono state superiori alle allocazioni annuali (AEA), definite ai sensi del Regolamento ESR, rispettivamente di 4,6 e 5,5 MtCO<sub>2</sub>eq.

La tabella sottostante sintetizza le proiezioni delle emissioni di gas serra fino al 2030, con i relativi obiettivi europei per le emissioni ETS e ESR, secondo lo scenario emissivo di riferimento a politiche correnti (ovvero considerando l'effetto delle politiche adottate a tutto il 2021).

Tabella 55 - Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO<sub>2</sub>eq), storico e scenario di riferimento  
[Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040
<b>Emissioni totali GHG escluso LULUCF</b>	522	596	411	413	406	398	390	349	308
<b>Emissioni ETS*</b>	-	248	131	136	133	125	118	104	86
<b>Emissioni ESR</b>	-	343	278	274	270	270	269	243	n.a.
<b>Obiettivi ESR**</b>	-	-	274	269	259	250	241	193	n.a.
<b>Differenza rispetto agli obiettivi ESR</b>	-	-	5	6	11	20	28	49	n.a.
<b>LULUCF</b>	-4	-34	-25	-21	-23	-26	-28	-28	-31
<b>Emissioni totali GHG incluso LULUCF</b>	519	562	386	392	383	372	362	321	278

\* Considerando l'ambito di applicazione della direttiva prima dell'adozione della Direttiva (UE) 2023/959. Non sono incluse le emissioni dell'aviazione e della navigazione nazionale.

\*\*Obiettivi indicativi, gli obiettivi saranno specificati da apposita regolamentazione da adottare a livello europeo. Per la stima si sono utilizzati i criteri stabiliti dal Regolamento (UE) 2023/857 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030.

Per il periodo 2021-2025, il Regolamento LULUCF prevede il reporting degli assorbimenti e delle emissioni del settore LULUCF e la contabilizzazione delle categorie<sup>94</sup> LULUCF con le relative regole di contabilizzazione. I dati relativi al 2021-2022 mostrano che la neutralità emissiva per il periodo 2021-2025, come riportato nella tabella 47, dovrebbe essere raggiunta, permettendo inoltre, nell'ambito del regolamento ESR, l'utilizzo di una quantità limitata di crediti LULUCF per contribuire al raggiungimento degli obiettivi ESR (la cosiddetta flessibilità LULUCF) pari a 5,75 MtCO<sub>2</sub>eq. per il periodo 2021-2025.

<sup>94</sup> Managed forest land (Forest land remaining forest land), Afforested land (land converted to forest land), Deforested land (Forest land converted to other land uses), Managed cropland (Cropland remaining cropland, land converted to cropland, cropland converted to other land uses), Managed grassland (Grassland remaining grassland, Cropland converted to grassland, Wetland converted to grassland, Settlements converted to grassland, Other land converted to grassland, Grassland converted to wetland, Grassland converted to settlement, Grassland converted to other land)

Tabella 56 - Emissioni nazionali di gas serra LULUCF e obiettivi europei (Mt CO<sub>2</sub>eq), storico e scenario di riferimento [Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2021	2022	2025	2030	2035	2040	2021-2025
<b>Emissioni-Assorbimenti LULUCF</b>	-3,6	-33,7	-24,8	-21,2	-28,0	-28,4	-24,6	-30,8	
<b>Contabilizzazione LULUCF*</b>	n.a.	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-82
<b>Obiettivi LULUCF</b>									0
<b>Distanza dagli obiettivi LULUCF</b>									82

\* Per il periodo 2021-2025, il Regolamento LULUCF prevede il reporting degli assorbimenti e delle emissioni del settore LULUCF e la contabilizzazione delle categorie<sup>95</sup> LULUCF

Per quanto riguarda il periodo 2026-2030, lo scenario mostra che non si raggiungerà l'obiettivo fissato al 2030, come riportato in tabella 48.

 Tabella 57 - La situazione emissiva del settore LULUCF per il 2026-2030 (Mt CO<sub>2</sub> eq.) [Fonte: ISPRA]

	2026	2027	2028	2029	2030
	Mt CO <sub>2</sub> eq				
Emissioni-Assorbimenti LULUCF	-28.0	-27.6	-25.9	-30.7	-28.4
Obiettivi LULUCF*	-34.6	-34.6	-34.6	-34.6	-35.8
<b>Distanza dagli obiettivi LULUCF</b>	<b>-6.6</b>	<b>-7.0</b>	<b>-8.8</b>	<b>-4.0</b>	<b>-7.4</b>

\* La traiettoria definitiva 2026-2029, e conseguentemente gli obiettivi LULUCF, si avrà nel 2025, a valle della revisione dei dati comunicati con l'inventario delle emissioni di gas serra nello stesso anno.

Da notare, infine, che anche il regolamento LULUCF prevede, in caso del superamento dell'obiettivo annuale, che venga applicata una penalizzazione (si aggiunge alle emissioni di gas serra dell'anno successivo una quantità pari all'ammontare, in tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente, delle emissioni eccedentarie moltiplicata per un fattore di 1.08).

In conclusione, per il settore LULUCF, lo scenario a politiche correnti prevede che sia raggiunto l'obiettivo di neutralità emissiva al 2025, così come previsto dal Regolamento UE 2023/839; gli assorbimenti del settore al 2030, secondo lo scenario pari a -28,4 MtCO<sub>2</sub>eq, rimangono piuttosto distanti dall'obiettivo per il settore LULUCF pari a -35,8 MtCO<sub>2</sub>eq contenuto nel pacchetto "Fit for 55".

<sup>95</sup> Managed forest land (Forest land remaining forest land), Afforested land (land converted to forest land), Deforested land (Forest land converted to other land uses), Managed cropland (Cropland remaining cropland, land converted to cropland, cropland converted to other land uses), Managed grassland (Grassland remaining grassland, Cropland converted to grassland, Wetland converted to grassland, Settlements converted to grassland, Other land converted to grassland, Grassland converted to wetland, Grassland converted to settlement, Grassland converted to other land)

*ii. Proiezioni degli sviluppi settoriali con politiche e misure vigenti a livello nazionale e dell'Unione almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*

I dati mostrano una forte riduzione delle emissioni dal 2005 fino al 2015 e un successivo decremento a tassi di riduzione più modesti. Risulta evidente la riduzione avvenuta nel 2020, a causa della pandemia di Covid-19, e la successiva risalita del 2021 e del 2022 dovuta alla ripresa delle attività. Tale andamento è dovuto a molti fattori, alcuni strutturali e altri contingenti. I più importanti sono:

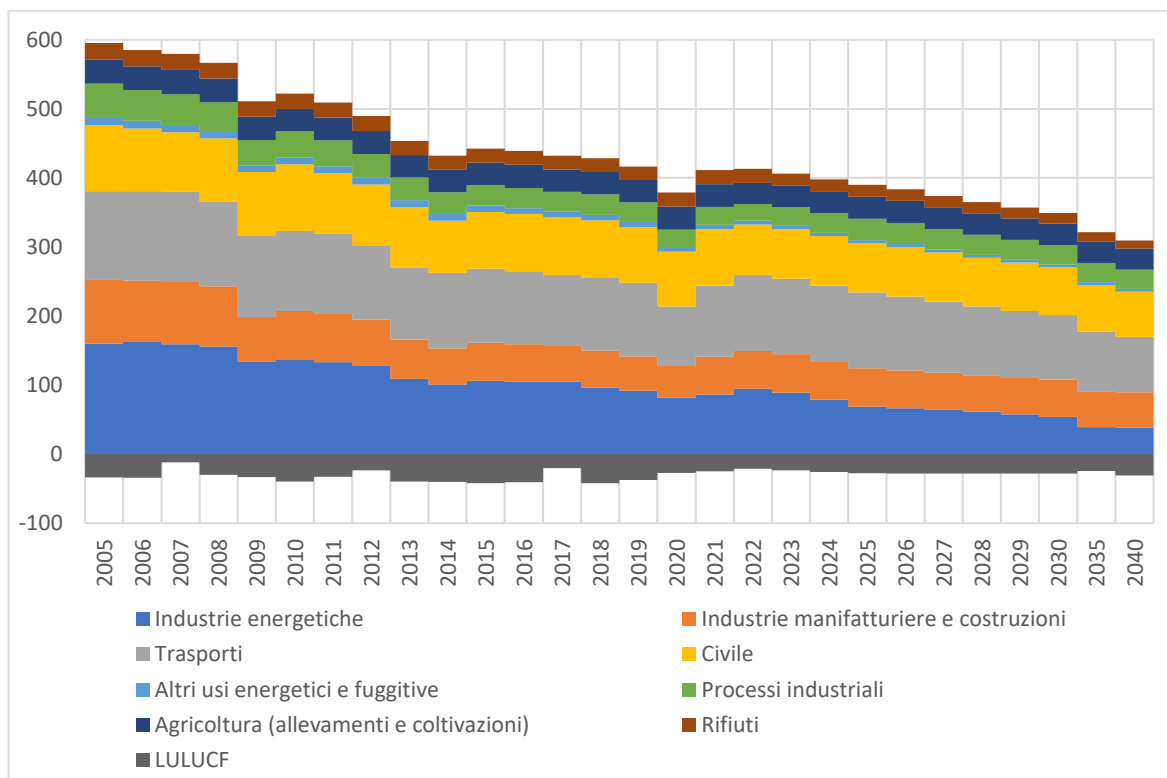
- quota di energia rinnovabile nei consumi primari più elevata di quanto atteso in seguito al forte sviluppo della produzione fotovoltaica e alla diffusione della biomassa per il riscaldamento;
- aumento dell'efficienza della generazione elettrica, con l'entrata in funzione di molti impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, in molti casi cogenerativi, accompagnata da una progressiva dismissione di impianti a vapore obsoleti alimentati a olio combustibile;
- riduzione dei consumi nei trasporti per l'azione congiunta dell'innalzamento dei prezzi dei combustibili e dei bassi livelli di attività;
- rapida riduzione dei consumi finali del settore industria in seguito alla crisi economica e alla variazione strutturale delle attività produttive;
- aumento dell'efficienza degli apparecchi per gli usi finali di energia.

La tabella e il grafico che seguono mostrano le proiezioni dello scenario di riferimento fino al 2040. Le emissioni sono disaggregate per settore.

Tabella 58 - Emissioni di gas serra disaggregate per settore (Mt CO<sub>2</sub>eq), storico e scenario di riferimento [Fonte: ISPRA]

<b>Emissioni di GHG, Mt CO<sub>2</sub>eq.</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>488</b>	<b>360</b>	<b>300</b>	<b>332</b>	<b>338</b>	<b>310</b>	<b>274</b>	<b>249</b>	<b>239</b>
Industrie energetiche	160	106	82	86	95	68	54	39	39
Industrie manifatturiere e costruzioni	92	56	46	55	55	56	54	52	51
Trasporti	128	107	87	103	110	110	93	86	80
Civile	96	82	79	82	73	72	69	67	66
Altri usi energetici e fuggitive	12	9	7	6	6	4	4	4	4
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	<b>107</b>	<b>83</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>75</b>	<b>80</b>	<b>75</b>	<b>72</b>	<b>69</b>
Processi industriali	48	30	25	26	24	31	28	27	27
Agricoltura (allevamenti e coltivazioni)	35	32	34	33	31	32	31	31	31
Rifiuti	24	20	20	20	20	17	15	14	12
<b>TOTALE (escluso LULUCF)</b>	<b>596</b>	<b>443</b>	<b>379</b>	<b>411</b>	<b>413</b>	<b>390</b>	<b>349</b>	<b>320</b>	<b>308</b>
<b>LULUCF</b>	<b>-34</b>	<b>-42</b>	<b>-27</b>	<b>-25</b>	<b>-21</b>	<b>-28</b>	<b>-28</b>	<b>-25</b>	<b>-31</b>

Figura 57 - Emissioni di gas serra disaggregate per settore (Mt CO<sub>2</sub>eq), storico e scenario di riferimento  
[Fonte: ISPRA]



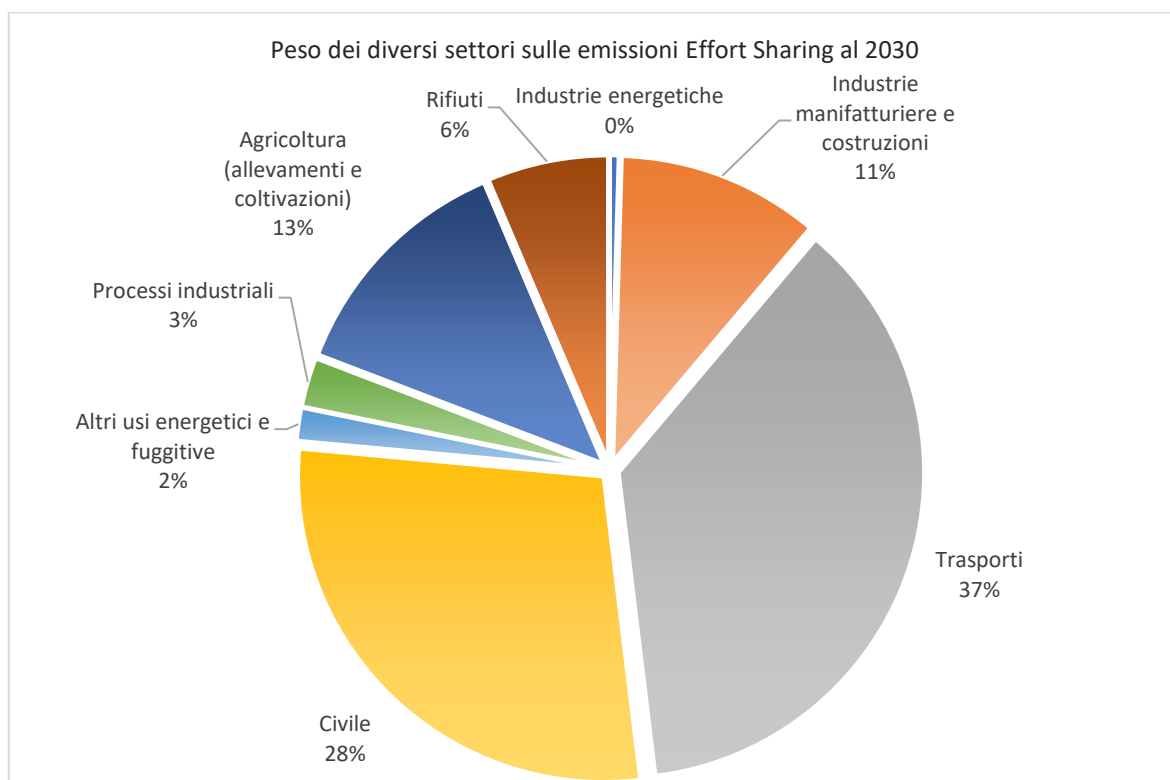
L'analisi settoriale nel periodo 2021 - 2030 evidenzia che:

- si ha una riduzione molto importante delle emissioni nelle industrie energetiche (-38%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili e l'incremento di efficienza termoelettrica dal 2008 hanno contribuito alla riduzione delle emissioni negli anni storici. La riduzione delle emissioni negli anni di proiezione è dovuta all'ulteriore incremento di efficienza termoelettrica, della quota di rinnovabili e alla progressiva eliminazione dei combustibili a più alto contenuto di carbonio;
- nel settore dei trasporti le proiezioni mostrano una diminuzione delle emissioni del 10%, ciò è dovuto all'incremento della domanda di trasporto e alla messa in atto di politiche poco incisive sullo shift modale;
- nel settore civile si nota una diminuzione delle emissioni del 16% principalmente per l'incremento dell'efficienza e per la progressiva eliminazione dei combustibili più inquinanti; anche gli stili di vita e gli andamenti delle temperature, soprattutto invernali, giocano un ruolo determinante;
- le emissioni dall'industria, per quanto riguarda i consumi energetici mostrano una notevole contrazione nel periodo 2005-2015 (circa -40%) in parte dovuta alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi. Nel periodo 2021-2030 le emissioni del settore industria rimangono pressoché costanti a fronte di una ripresa produttiva molto forte secondo le proiezioni dei driver utilizzati per l'elaborazione degli scenari; ciò implica un continuo efficientamento delle produzioni e un graduale passaggio a vettori energetici meno emissivi;

- per quanto riguarda i processi industriali e i gas fluorurati si registra un lieve incremento delle emissioni a fronte di una ripresa produttiva dovuto alla mancanza di soluzioni tecnologiche efficaci in grado di contenere le emissioni non energetiche nel breve periodo;
- le emissioni dai rifiuti mostrano un elevato tasso di riduzione dal 2021 al 2030 (-23%) principalmente dovuto alla diminuzione del conferimento dei rifiuti destinati in discarica;
- l'agricoltura presenta un andamento piuttosto stabile nel periodo 2021-2030, le misure già in essere non incidono molto sul settore le cui emissioni totali non si riducono significativamente;
- per quanto riguarda il settore LULUCF, l'anno 2022 è caratterizzato da un livello di assorbimenti molto contenuto; lo scenario di riferimento restituisce comunque un quadro con assorbimenti netti in riduzione. Questo risultato riflette un incremento emissivo dovuto all'aumento dell'incidenza degli incendi, sia nelle superfici forestate che nelle altre terre boscate.

La figura successiva mostra un focus sul peso dei diversi settori soggetti al regolamento ESR nello scenario di riferimento. È evidente dal grafico che trasporti e civile continuano ad essere i settori predominanti in termini emissivi (insieme rappresentano quasi due terzi delle emissioni) e per i quali sarà necessario adottare politiche e misure aggiuntive.

Figura 58 - Emissioni di gas serra per settore in percentuale sul totale Effort Sharing al 2030 nello scenario di riferimento [Fonte: ISPRA]



La tabella successiva mostra le emissioni nazionali (senza LULUCF), per tipo di gas, in termini di CO<sub>2</sub>eq. La CO<sub>2</sub> rappresenta oltre l'80% delle emissioni totali. È utile notare però che, sebbene anche gli altri gas contribuiscano a ridurre il livello di emissione totale, il loro ruolo tende a crescere progressivamente nel tempo. La riduzione di metano è dovuta soprattutto al settore dei rifiuti. La

riduzione dei gas fluorurati è dovuta principalmente all'implementazione dello specifico Regolamento europeo che ne disciplina l'utilizzo.

Tabella 59 - Emissioni di gas serra dal 2005 al 2040, disaggregate per gas (Mt CO<sub>2</sub>eq), storiche fino al 2022 e scenario di riferimento [Fonte: ISPRA]

<b>Emissioni di GHG, Mt CO<sub>2</sub>eq.</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
Anidride carbonica	502	362	303	337	342	324	288	264	255
Metano	55	49	47	47	46	41	39	37	35
Protossido di azoto	26	17	18	17	16	17	17	17	16
F-gas (HFCs, PFCs, SF <sub>6</sub> , NF <sub>3</sub> )	12	14	11	10	10	8	5	3	2
<b>TOTALE</b>	<b>596</b>	<b>443</b>	<b>379</b>	<b>411</b>	<b>413</b>	<b>390</b>	<b>349</b>	<b>320</b>	<b>308</b>



## 4.2.2 Energia rinnovabile

*i. Quota attuale di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia e in diversi settori (riscaldamento e raffreddamento, energia elettrica e trasporti), nonché per tecnologia in ciascuno di tali settori*

Le fonti rinnovabili di energia svolgono da diversi anni un ruolo di primo piano nel sistema energetico italiano, trovando ampia diffusione in tutti i settori di impiego (elettrico, termico, trasporti). L'evoluzione della quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili, in particolare, è illustrata nella tabella che segue; i dati sono calcolati applicando la metodologia RED I per gli anni fino al 2020 e la metodologia RED II, così come modificata dalla RED III, per il 2021 ed il 2022. Nel 2022 l'energia da FER ammonta a circa 22,6 Mtep, per una quota sui consumi finali lordi complessivi pari ad oltre il 19%; l'incidenza del settore termico sul totale FER ammonta al 47%, quella del settore elettrico e del settore trasporti rispettivamente al 46% e al 7%.

Tabella 60 - Quota FER totale (ktep)(\*) [Fonte: GSE]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Numeratore - Energia da FER</b>	<b>22.000</b>	<b>21.605</b>	<b>21.877</b>	<b>21.900</b>	<b>22.819</b>	<b>22.568</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.729	9.683	9.927	10.176	10.207	10.370
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	11.211	10.673	10.633	10.378	11.061	10.626
Consumi finali di FER nei trasporti	1.060	1.250	1.317	1.346	1.552	1.573
<b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi</b>	<b>120.435</b>	<b>121.406</b>	<b>120.330</b>	<b>107.572</b>	<b>120.340</b>	<b>117.448</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>18,3%</b>	<b>17,8%</b>	<b>18,2%</b>	<b>20,4%</b>	<b>19,0%</b>	<b>19,2%</b>

*(\*) I dati relativi al periodo 2017-2020 sono calcolati applicando la metodologia indicata nella RED I; essi non sono pertanto perfettamente confrontabili con i dati relativi al 2021 e al 2022, calcolati applicando la metodologia fissata dalla RED II, così come modificata dalla RED III.*

### ❖ SETTORE ELETTRICO

Nel 2022 la produzione elettrica da FER, calcolata applicando i criteri di calcolo fissati dalle direttive RED I (fino al 2020) e RED II così come modificata dalla RED III (dal 2021), si attesta intorno a 120,6 TWh; l'incidenza sui Consumi Interni Lordi di energia elettrica è pari al 37,1%.

Tabella 61 - Quota FER settore elettrico (TWh) [Fonte: GSE]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Numeratore - Prod. lorda di energia elettrica da FER</b>	<b>113,1</b>	<b>112,6</b>	<b>115,5</b>	<b>118,4</b>	<b>118,7</b>	<b>120,6</b>
Idrica (normalizzata)	46,0	46,8	47,1	48,0	48,5	48,1
Eolica (normalizzata)	17,2	17,9	19,1	19,8	20,3	21,0
Geotermica	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9	5,8
Solare	24,4	22,7	23,7	24,9	25,0	28,1
Bioenergie (sostenibili)	19,3	19,1	19,5	19,6	19,0	17,5
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>331,8</b>	<b>331,9</b>	<b>330,2</b>	<b>310,8</b>	<b>329,8</b>	<b>325,1</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>34,1%</b>	<b>33,9%</b>	<b>35,0%</b>	<b>38,1%</b>	<b>36,0%</b>	<b>37,1%</b>

### ❖ SETTORE TERMICO

La tabella che segue riporta i dati necessari per il calcolo della quota FER nel settore termico; anche in questo caso i dati sono calcolati applicando la metodologia RED I per gli anni fino al 2020 e la metodologia RED II, così come modificata dalla RED III, per il 2021 ed il 2022. Nel 2022 i consumi di FER nel settore termico ammontano a circa 10,6 Mtep; le variazioni annuali sono legate principalmente all'andamento delle temperature e all'evolversi della dotazione impiantistica. Negli anni più recenti la quota FER sui consumi termici complessivi nazionali si è sempre attestata intorno al 20%; il contributo maggiore è fornito dagli impieghi di biomassa solida (principalmente legna da ardere e pellet utilizzati nel settore residenziale) e dalle pompe di calore.

Tabella 62 - Quota FER settore termico (ktep) [Fonte: GSE]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Numeratore - Energia da FER</b>	<b>11.211</b>	<b>10.673</b>	<b>10.633</b>	<b>10.378</b>	<b>11.061</b>	<b>10.626</b>
Produzione lorda di calore derivato da FER	957	950	997	983	373	373
Consumi finali FER per riscaldamento	10.254	9.723	9.636	9.395	10.688	10.252
- di cui bioenergie (sostenibili)	7.265	6.780	6.779	6.564	7.477	6.827
- di cui solare	209	218	228	236	247	263
- di cui geotermico	131	128	131	120	115	110
- di cui energia ambiente per riscaldamento e acs	2.650	2.596	2.498	2.475	2.588	2.744
- di cui energia ambiente per raffrescamento	-	-	-	-	261	308
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico</b>	<b>55.823</b>	<b>55.359</b>	<b>53.979</b>	<b>52.023</b>	<b>57.068</b>	<b>51.538</b>
<b>Quota FER-C (%)*</b>	<b>20,08%</b>	<b>19,28%</b>	<b>19,70%</b>	<b>19,95%</b>	<b>19,38%</b>	<b>20,62%</b>
Calore di scarto utilizzato tramite reti di teleriscaldamento	-	-	-	-	9	10
<b>Quota FER-C con calore di scarto (%)</b>	-	-	-	-	<b>19,40%</b>	<b>20,64%</b>

\* I dati relativi al periodo 2017-2020 sono calcolati applicando la metodologia indicata nella RED I; essi non sono pertanto perfettamente confrontabili con i dati relativi al 2021 e al 2022, calcolati applicando la metodologia fissata dalla RED II, così come modificata dalla RED III. Si precisa che la quota FER-H calcolata per il 2020 applicando invece i criteri RED II è pari a 20,09% senza considerare il calore di scarto e a 20,10% se lo si considera; tale valore costituisce il livello base rispetto al quale si valutano i target per il settore termico.

### ❖ SETTORE TRASPORTI

L'evoluzione del target FER relativo al settore trasporti, illustrata nella tabella seguente, è elaborata anche in questo caso applicando i criteri di calcolo fissati dalle direttive RED I (fino al 2020) e RED II, così come modificata dalla RED III. Nel 2022 i consumi settoriali di energia da FER ammontano a 3,5 Mtep; la relativa incidenza sui consumi complessivi, calcolata applicando i coefficienti premianti indicati nella tabella (anche a denominatore, cautelativamente), risulta pari all'8,0%.

Tabella 63 - Quota FER settore trasporti (ktep) [Fonte: GSE]

	coeff. RED I	2017	2018	2019	2020	coeff. RED III	2021	2022

<b>Numeratore - Energia da FER</b>		<b>1.992</b>	<b>2.434</b>	<b>2.890</b>	<b>2.810</b>		<b>3.283</b>	<b>3.477</b>
Biocarburanti double counting avanzati	2	7	65	403	408	2	538	613
Biocarburanti double counting non avanzati	2	350	520	571	536	2	800	858
Biocarburanti single counting	1	703	665	343	402	1	214	102
Quota rinn. energia elettrica su strada	5	2	3	4	6	4	14	19
Quota rinn. energia elettrica su rotaia	2,5	159	167	163	135	1,5	163	178
Quota rinn. energia elettrica su altre modalità	1	166	168	172	154	1	93	90
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti*</b>		<b>30.728</b>	<b>31.774</b>	<b>31.946</b>	<b>26.178</b>		<b>40.454</b>	<b>43.642</b>
<b>Quota FER-T (%)</b>		<b>6,5%</b>	<b>7,7%</b>	<b>9,0%</b>	<b>10,7%</b>		<b>8,1%</b>	<b>8,0%</b>

*\*I dati relativi al periodo 2017-2020 sono calcolati applicando la metodologia indicata nella RED I; essi non sono pertanto perfettamente confrontabili con i dati relativi al 2021 e al 2022, calcolati applicando la metodologia fissata dalla RED II, così come modificata dalla RED III. I criteri di calcolo delle direttive RED sono, in questo caso, significativamente differenti: la direttiva RED I considerava solo benzina, gasolio ed elettricità in tutte le forme di trasporto, mentre la RED II, così come modificata dalla RED III, considera l'intero settore dei trasporti inclusa la navigazione internazionale e l'aviazione internazionale.*

## ii. Proiezioni indicative di sviluppo con politiche vigenti per il 2030 (con una prospettiva fino al 2040)

In termini di sviluppo delle FER nel periodo 2025-2040 le seguenti tabelle mostrano rispettivamente l'evoluzione a politiche attuali delle quote FER complessive e nei settori elettrico, termico e trasporti. Nell'evoluzione tendenziale al 2030 le FER contribuiscono al 26,2% dei consumi finali lordi di energia, con un incremento di circa otto punti percentuali rispetto al 19,2% del 2022 (dato storico). Guardando alla prospettiva al 2040 la quota FER cresce di ulteriormente arrivando al 31,4%.

Tabella 64 - Quota FER totale 2025-2040 con politiche vigenti e confronto con il 2022 (ktep) [Fonte: RSE]

	<b>2022</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>
<b>Numeratore - Energia da FER</b>	<b>22.568</b>	<b>25.770</b>	<b>30.632</b>	<b>36.985</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.370	12.255	15.066	20.088
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.626	11.394	12.545	13.394
Consumi finali di FER nei trasporti	1.573	2.122	3.021	3.503
<b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi</b>	<b>117.448</b>	<b>117.343</b>	<b>116.987</b>	<b>117.751</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>19,2%</b>	<b>22,0%</b>	<b>26,2%</b>	<b>31,4%</b>

### ❖ **SETTORE ELETTRICO**

A politiche vigenti, si prevede che il contributo nel settore elettrico raggiunga 15,1 Mtep al 2030 di generazione lorda da FER, pari a 175 TWh (al netto della quota di circa 1 TWh destinata alla

produzione di idrogeno verde). Al 2030 si raggiunge una copertura del 53,2% dei consumi interni lordi di energia elettrica con energia rinnovabile rispetto al 37,1% del 2022 (dato storico). Analizzando le singole fonti, il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano, per queste tecnologie una crescita anche a politiche attuali. Sempre nello stesso orizzonte temporale è considerata una crescita della produzione geotermica e una stabilizzazione della produzione da idroelettrico mentre si rileva una riduzione significativa delle bioenergie, sia per l'ipotesi di assenza di regimi di incentivazione specifici per queste tipologie di fonti nello scenario a politiche attuali, sia per la competizione con la produzione di biometano promossa dal PNRR. In prospettiva 2040 la quota di FER elettriche cresce fino al 68,8%.

Tabella 65 - Quota FER nel settore elettrico 2025-2040 con politiche vigenti e confronto con il 2022(TWh)  
[Fonte: RSE]

	2022	2025	2030	2040
<b>Produzione rinnovabile lorda<sup>(1)</sup></b>	<b>120,6</b>	<b>142,5</b>	<b>175,2</b>	<b>233,6</b>
Idrica (normalizzata)	48,1	47,5	46,9	46,9
Eolica (normalizzata)	21,0	27,8	43,4	69,8
Geotermica	5,8	7,3	7,7	7,7
Bioenergie <sup>(2)</sup>	17,5	13,9	10,1	9,7
Solare	28,1	46,0	67,2	99,6
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>325,1</b>	<b>327,0</b>	<b>329,6</b>	<b>339,5</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>37,1%</b>	<b>43,6%</b>	<b>53,2%</b>	<b>68,8%</b>

<sup>(1)</sup>al netto della quota destinata alla produzione di idrogeno verde con elettrolizzatori

<sup>(2)</sup>compresa la quota FER da rifiuti. Si considerano solo le produzioni da materie prime che rispettano i requisiti di sostenibilità.

### ❖ SETTORE TERMICO

Anche il settore termico riveste un ruolo importante nella evoluzione a politiche correnti delle rinnovabili: in termini assoluti si prevede, infatti, il raggiungimento di circa 12,5 Mtep di FER al 2030. La crescita è legata all'incremento della componente rinnovabile delle pompe di calore annuali e a un maggiore ricorso a impianti solari termici, geotermici e a bioenergie<sup>96</sup>. Al 2030 la quota di FER termiche raggiunge il 24,3% contro il 20,6% del 2022 (dato storico). In prospettiva 2040 la quota di FER termiche cresce fino al 26,1%.

Tabella 66 - Quota FER nel settore termico 2025-2040 con politiche vigenti e confronto con il 2022 (ktep)  
[Fonte: RSE]

	2022	2025	2030	2040
<b>Numeratore</b>	<b>10.626</b>	<b>11.394</b>	<b>12.545</b>	<b>13.394</b>
Produzione lorda di calore derivato da FER	373	410	416	476
Consumi finali FER per riscaldamento	10.252	10.984	12.129	12.919
di cui bioenergie <sup>(1)</sup>	6.827	7.410	7.939	7.937
di cui solare	263	348	503	503
di cui geotermico	110	137	137	137
di cui energia ambiente da pdc	3.052	3.078	3.539	4.329
di cui idrogeno	0	12	12	12
<b>Denominatore - Consumi Finali Lordi nel settore termico</b>	<b>51.538</b>	<b>52.489</b>	<b>51.598</b>	<b>51.382</b>
<b>Quota FER-C (%)</b>	<b>20,6%</b>	<b>21,7%</b>	<b>24,3%</b>	<b>26,1%</b>

(1) Incluso consumo di biometano

<sup>96</sup> Incluso biometano e biogas

❖ **SETTORE TRASPORTI**

La direttiva RED III, approvata a livello comunitario nel 2023, ma non ancora recepita nella legislazione nazionale, cambia i metodi di calcolo della quota FER trasporti rispetto ai criteri impostati nella precedente direttiva RED II. Viene attribuito un maggior peso all'idrogeno, ma complessivamente rende più sfidante raggiungere gli obiettivi, dato che nei consumi finali lordi vengono inclusi i consumi di tutti i segmenti dei trasporti, incluse la navigazione e l'aviazione internazionale. La quota di FER nel settore trasporti secondo RED III si attesta al 15,4% al 2030, principalmente per la crescita di biometano avanzato, biocarburanti ed energia elettrica su strada, e cresce fino al 19,2% al 2040, complice anche una maggiore penetrazione dell'idrogeno.

Tabella 67 - Quota FER nel settore trasporti 2025-2040 con politiche vigenti e confronto con il 2022 - criteri di calcolo impostati secondo le regole della Direttiva RED III (ktep) [Fonte: RSE]

	coeff. RED III	2022	2025	2030	2040
<b>Numeratore - Energia da FER</b>		<b>3.477</b>	<b>4.751</b>	<b>6.868</b>	<b>8.964</b>
Biocarburanti double counting avanzati	2	433	514	770	871
Biocarburanti double counting non avanzati	2	858	948	1.118	1.165
Biocarburanti single counting	1	98	172	335	466
Biometano single counting	1	5	-	-	-
Biometano double counting avanzato	2	180	478	759	887
Quota rinnovabile energia elettrica su strada	4	19	59	140	387
Quota rinnovabile energia elettrica su rotaia	1,5	178	208	265	373
Quota rinn. energia elettrica su altre modalità	1	90	96	122	156
Idrogeno da fonti rinnovabili	2	0	9	40	114
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti*</b>		<b>43.642</b>	<b>43.105</b>	<b>44.712</b>	<b>46.602</b>
<b>Quota FER-T (%)</b>		<b>8,0%</b>	<b>11,0%</b>	<b>15,4%</b>	<b>19,2%</b>

(\*) La direttiva RED III considera l'intero settore dei trasporti inclusa la navigazione internazionale e l'aviazione internazionale.

### 4.3 Dimensione dell'efficienza energetica

---

#### *i. Consumo di energia primaria e finale attuale nell'economia e per settore (inclusi i settori industriale, residenziale, dei servizi e dei trasporti)*

Negli ultimi decenni il sistema energetico italiano è mutato profondamente; allo sviluppo del gas naturale dei primi anni Duemila hanno fatto seguito, soprattutto a partire dal 2010 (Figura 59), una crescita veloce delle fonti energetiche rinnovabili e una progressiva riduzione dei prodotti petroliferi e del carbone, con effetti significativi sia in termini di contrasto ai rischi legati ai cambiamenti climatici sia di sicurezza e diversificazione negli approvvigionamenti energetici.

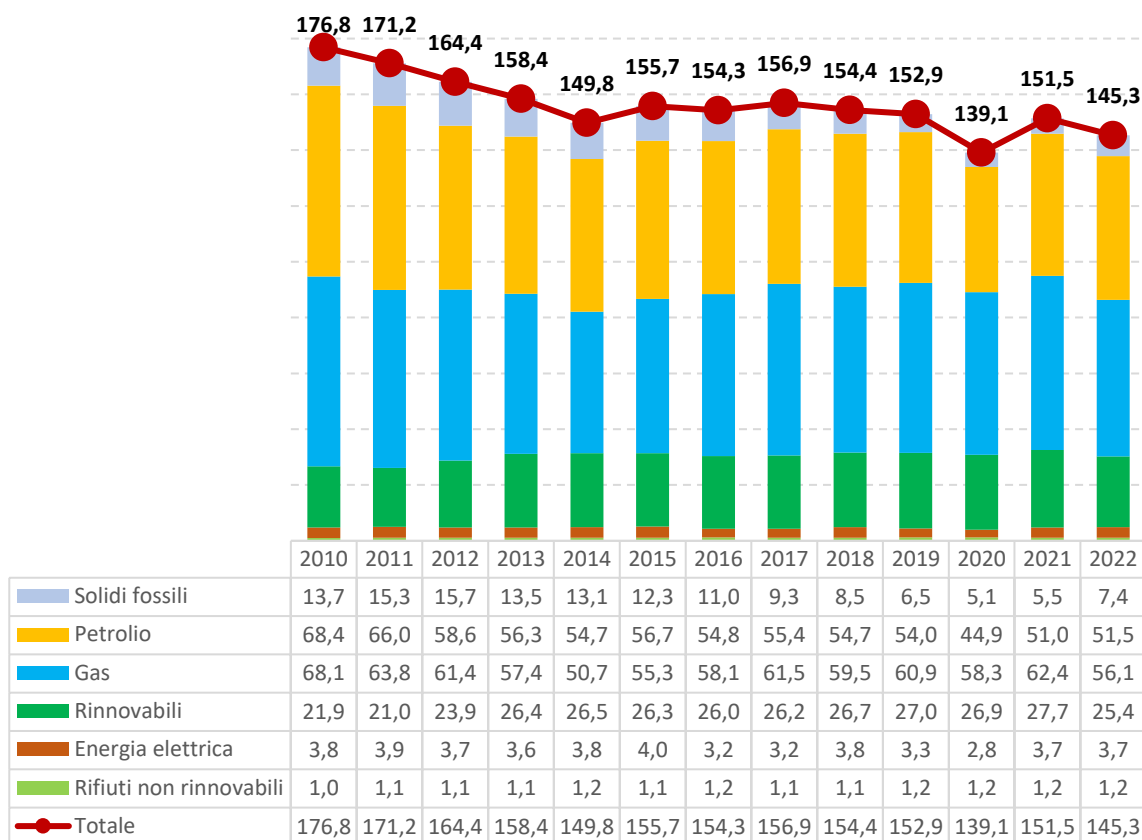
Nel 2022, secondo i dati Eurostat, il Consumo Interno Lordo di energia in Italia ammontava a circa 145 Mtep<sup>97</sup>, in notevole contrazione rispetto al dato 2021, in linea con la tendenziale contrazione osservata a partire dal 2010. Rispetto al 2017, in particolare, si osserva una diminuzione significativa degli impieghi di gas naturale (-8,8%), prodotti petroliferi (-7,0%) e di combustibili solidi (-20,7%), mentre sono in leggera contrazione i consumi di fonti rinnovabili (-2,9% dinamica principalmente associata alla notevole contrazione della produzione idroelettrica), ed aumentati quelli di energia elettrica (+13,8%).

---

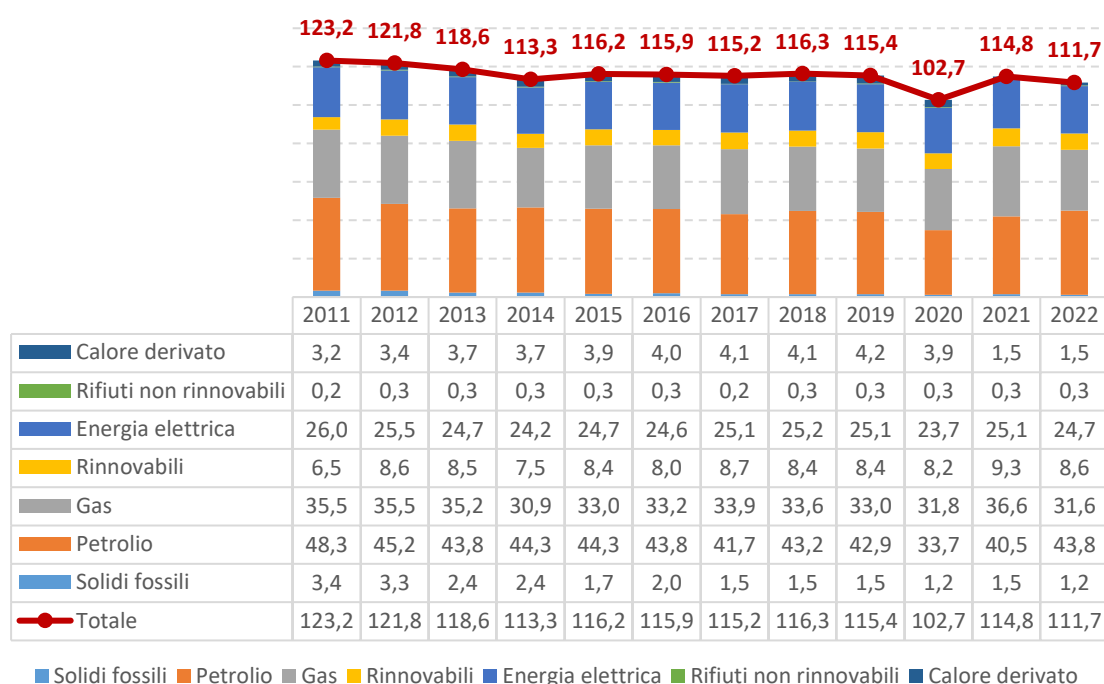
<sup>97</sup> Il Consumo Interno Lordo è pari alla somma tra Consumo di energia primaria e Usi non energetici.



Figura 59 - Evoluzione del Consumo Interno Lordo per fonte (Mtep) [Fonte: Eurostat]



I consumi finali di energia registrano, negli ultimi anni, andamenti simili a quelli del Consumo Interno Lordo. Il dato 2022 (111,7 Mtep) risulta in flessione (di 3-4 punti percentuali) rispetto al quinquennio precedente, fatta eccezione per il 2020. Anche in questo caso la contrazione riguarda principalmente gas naturale e combustibili solidi, mentre risultano in crescita i prodotti petroliferi.

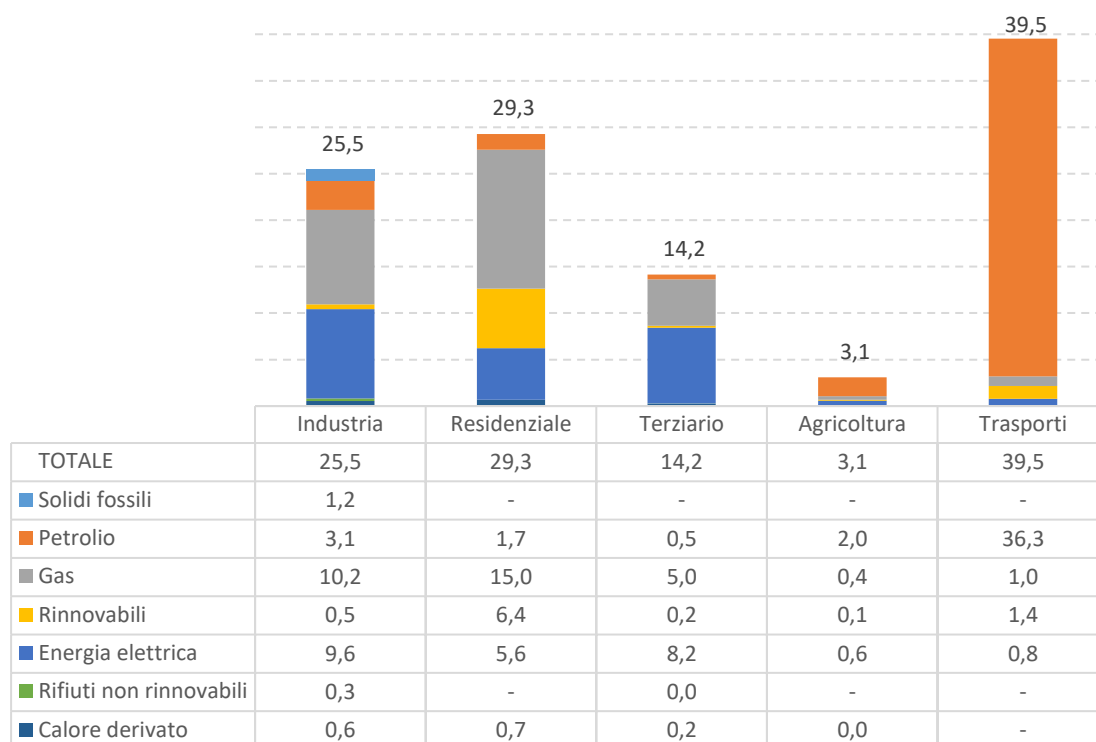
Figura 60 - Evoluzione dei consumi finali per fonte (Mtep) [Fonte: Eurostat]<sup>98</sup>


La figura successiva riporta i consumi finali settoriali rilevati nel 2022 articolati per fonte energetica. Si osserva come la maggior parte dei consumi finali si concentri nel settore dei trasporti (39,5 Mtep, 35% dei consumi finali totali); seguono il residenziale (29,3 Mtep, 26%) e l'industria (25,5 Mtep, 23%).

Gas ed elettricità restano le fonti energetiche predominanti nel settore industriale (circa il 78% sul totale dei consumi), residenziale (70%) e soprattutto terziario (93%). Gli impieghi di prodotti petroliferi sono concentrati soprattutto nel settore dei trasporti (dove si concentra l'83% del totale dei consumi dei prodotti petroliferi), nel quale d'altra parte aumenta progressivamente il ruolo delle fonti rinnovabili (biocarburanti).

<sup>98</sup> Si fa riferimento ai Consumi finali di energia calcolati applicando i criteri stabiliti per il monitoraggio dei target sull'efficienza energetica. Si precisa, inoltre, che la voce rinnovabili comprende i biocarburanti miscelati ai carburanti fossili, mentre non comprende il biometano immesso in rete né l'energia da pompe di calore.

Figura 61 - Consumi energetici finali per fonte e settore, anno 2022 (Mtep) [Fonte: Eurostat]



Con riferimento all'efficienza energetica dei consumi finali, i risparmi energetici cumulati complessivamente conseguiti da politiche attive (ai sensi dell'articolo 7 della EED, poi modificato dall'art 8 della EED III) nel periodo 2014-2020 sono ricostruiti dall'ENEA in circa 23 Mtep; questi risparmi sono associati principalmente alle detrazioni fiscali (45% del totale) e al meccanismo dei Certificati Bianchi (36%). Considerando il 2021 ed il 2022, si osserva come il peso delle detrazioni sui risparmi complessivi aumenta progressivamente (fino a 54% nel 2022), così come quello delle iniziative di promozione della mobilità sostenibile (mediamente al 27%), mentre scende quello dei Certificati Bianchi (mediamente l'11%).

Tabella 68 - Risparmi energetici derivanti da politiche attive, ai sensi dell'articolo 7 della EED, modificato dall'articolo 8 della EED III (Mtep) [Fonte: ENEA]

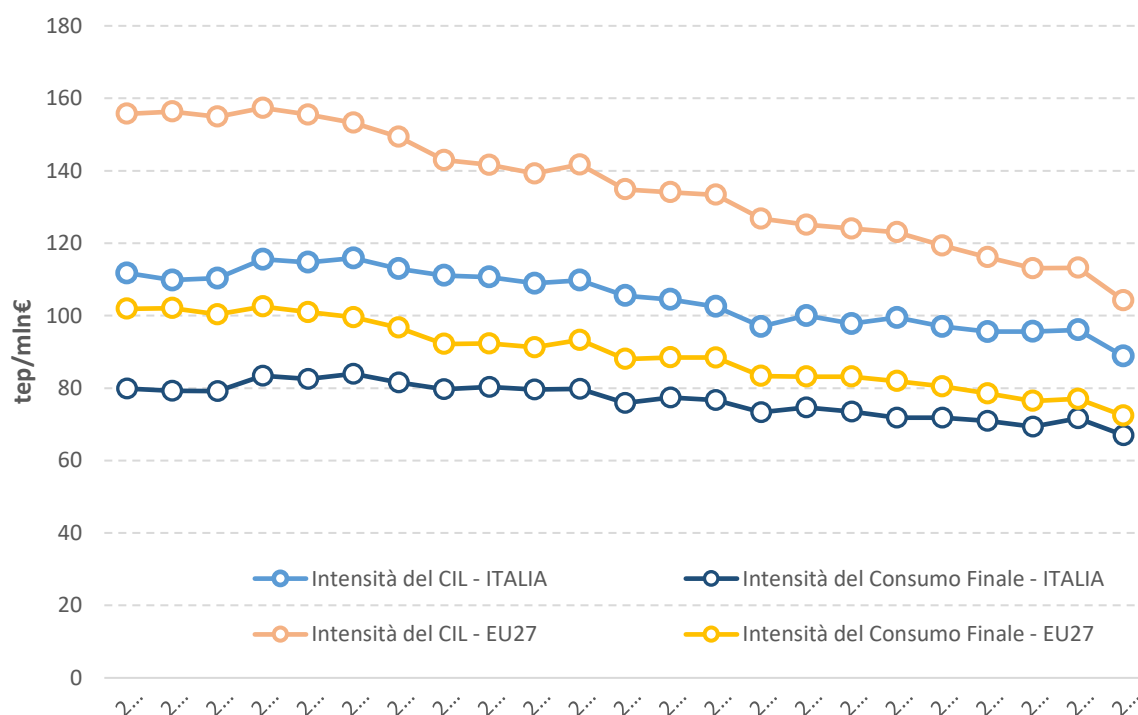
	2014-2020	2021	2022
Certificati bianchi	8,39	0,11	0,32
Conto termico	0,62	0,09	0,15
Detrazioni fiscali	10,40	0,52	1,36
Fondo nazionale efficienza energetica	0,00	0,01	0,01
Piano Transizione 4.0	1,83	0,07	0,14
Politiche di coesione	1,11	0,01	0,01
Campagne di informazione	0,41	0,00	0,10
Mobilità sostenibile	0,48	0,47	0,42
<b>Totale</b>	<b>23,24</b>	<b>1,3</b>	<b>2,5</b>

### ❖ INTENSITÀ ENERGETICA ED EFFICIENZA ENERGETICA

L'intensità energetica, valutata in termini di energia consumata per unità di ricchezza economica prodotta (PIL, valori concatenati, anno di riferimento 2010), è un indicatore robusto dell'efficienza economica ed energetica. I dati Eurostat mostrano come l'Italia risulti caratterizzata da un'intensità energetica per ricchezza prodotta tra le più basse rilevate nei principali Paesi europei.

L'intensità calcolata facendo riferimento all'energia primaria e quella calcolata per i consumi finali seguono andamenti piuttosto simili. La figura seguente mostra, in particolare, come l'intensità media calcolata seguendo entrambi gli approcci si sia ridotta significativamente, tra il 2000 e il 2022, sia per l'Italia sia per l'insieme dei Paesi UE.

Figura 62 - Consumo finale e consumo interno lordo per unità di PIL – Anni 2000-2022 [Fonte: Eurostat]



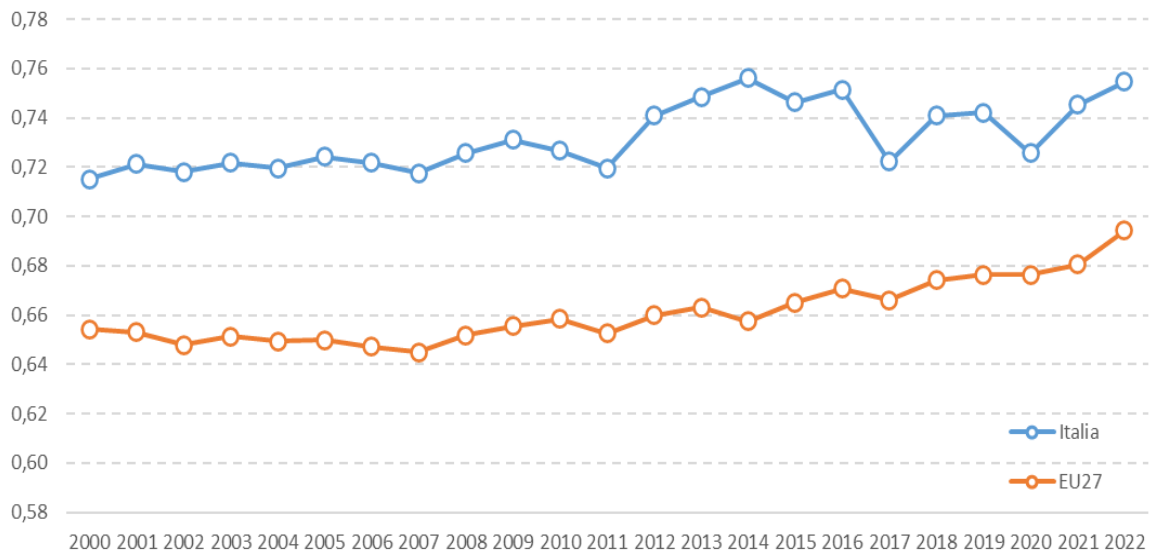
Con riferimento invece all'efficienza energetica, l'Italia mostra storicamente valori maggiori rispetto alla media degli altri paesi europei, il che si traduce in un maggiore sforzo necessario per conseguire risparmi energetici significativi rispetto ad altre economie dove i consumi specifici sono storicamente più elevati e comprimibili.

Il rapporto tra consumi di energia finale e consumi di energia primaria è un indicatore dell'efficienza complessiva di conversione dell'energia delle fonti primarie; in Italia, questo rapporto è sempre stato significativamente maggiore rispetto alla media europea (Figura seguente). Fino al 2011, la relativa stabilità dell'indicatore è legato al fatto che l'incremento di efficienza, dovuto anche all'aumento della produzione lorda di energia elettrica da impianti di cogenerazione, viene parzialmente compensato dal peso crescente di fonti energetiche secondarie (elettricità, derivati petroliferi) nei consumi finali di energia; negli anni successivi si osserva invece un incremento tendenziale del rapporto, dovuto sia all'aumento della quota di consumi finali elettrici sia all'incremento di efficienza di trasformazione dei combustibili fossili.

Dal 2000 il rapporto tra consumi di energia finale e primaria in Italia oscilla intorno a valori compresi tra 0,715 (dato 2000) e 0,756 (dato 2014, appena superiore a quello rilevato nel 2022, pari a 0,755),

per un valore medio intorno a 0,73, mentre in EU27 il dato medio osservato nel periodo 2000-2022 si attesta a 0,66.

Figura 63 - Consumi finali per unità di consumo interno lordo, Anni 2000-2022 [Fonte: Eurostat]

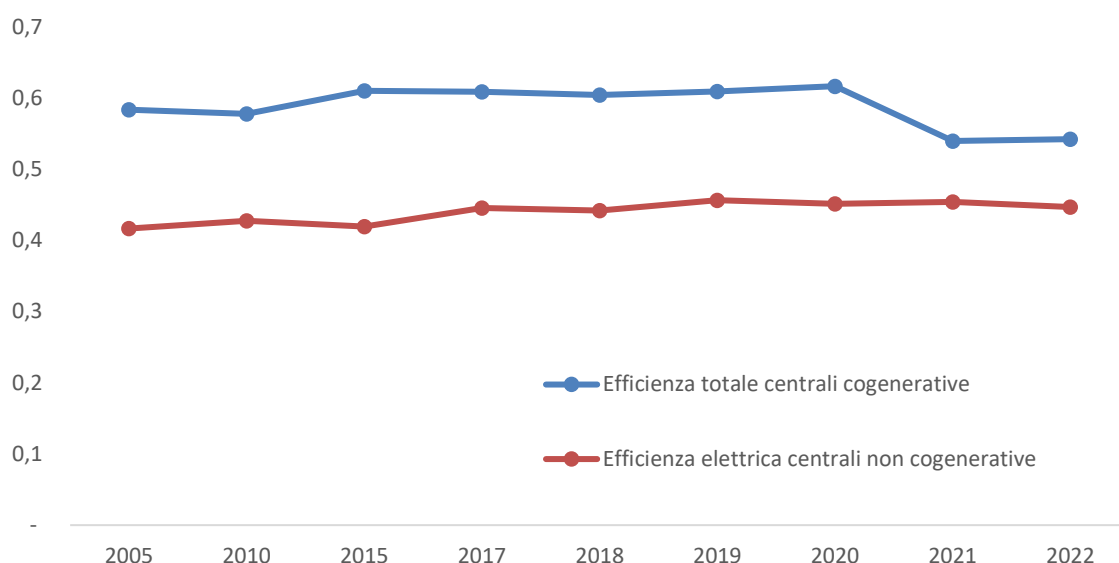


#### ❖ **EFFICIENZA DI TRASFORMAZIONE ELETTRICA**

I dati su consumi energetici e produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di calcolare l'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

La figura seguente riporta l'andamento dell'efficienza del parco termoelettrico nazionale per le centrali cogenerative e non cogenerative. In particolare, nel 2022 l'efficienza elettrica delle centrali cogenerative, considerando anche la produzione di calore, risulta pari al 54%, quella delle centrali non cogenerative al 45%. Per una corretta interpretazione del dato si noti che, a partire dall'anno 2021, i consumi associati al calore cogenerato autoconsumato dagli autoproduttori sono scorporati, in ottemperanza a quanto richiesto da Eurostat, dai dati relativi alla cogenerazione e sono conteggiati come usi finali nel settore di appartenenza degli autoproduttori. Ciò spiega l'apparente contrazione del rendimento medio rispetto agli anni precedenti.

Figura 64 - Efficienza del parco termoelettrico nazionale\* [Fonte: Eurostat]  
(Rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati)



(\*) Si segnala che a partire dal 2021 i dati sono rilevati con una metodologia differente rispetto al passato, recependo le indicazioni di Eurostat. I valori non sono pertanto pienamente confrontabili con quelli degli anni precedenti.

Appare di particolare rilievo l'incremento di efficienza osservato per le centrali cogenerative negli anni tra il 2010 e il 2015, legato principalmente al prevalente funzionamento delle sezioni cogenerative a ciclo combinato e a condensazione di dimensioni significative e maggiore efficienza.

Si osserva come le efficienze di conversione registrate negli anni più recenti risultino superiori a quelle registrate nel periodo 2005-2010; l'incremento di efficienza è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi nel periodo 2015-2020, per gli impianti non cogenerativi nel periodo 2017-2021.

#### ii. Potenziale attuale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti<sup>99</sup>

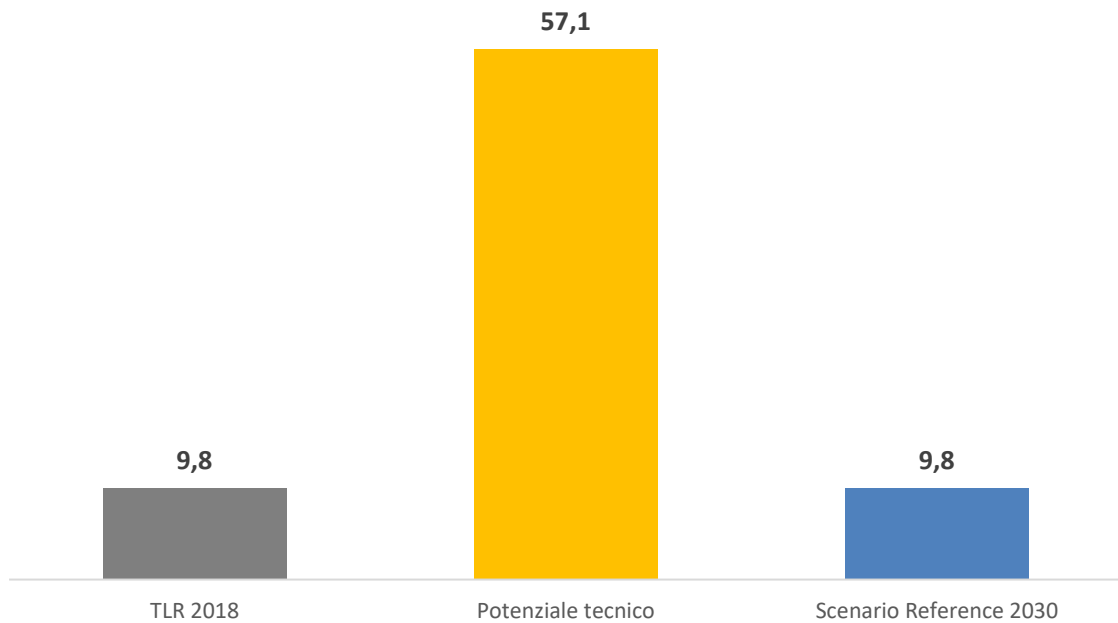
Come previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED, nel corso del 2021 il GSE ha aggiornato la valutazione del potenziale di sviluppo del teleriscaldamento efficiente e della cogenerazione ad alto rendimento originariamente sviluppata nel 2016.

Con riferimento al teleriscaldamento efficiente, le analisi sulla domanda di calore riferite al 2018 hanno evidenziato un potenziale tecnico di sfruttamento del teleriscaldamento pari a circa 57 TWh (circa 6 volte i livelli attuali di sviluppo), concentrato principalmente nelle regioni settentrionali del Paese.

Le proiezioni dello scenario di Reference indicano che, a politiche vigenti, nel 2030 il calore erogato da reti di teleriscaldamento efficienti sarebbe pari a 10 TWh.

<sup>99</sup> Conformemente all'articolo 14, paragrafo 1, della Direttiva 2012/27/UE

Figura 65 - Confronto tra livello attuale TLR, potenziale tecnico e scenario Reference al 2030 (TWh)

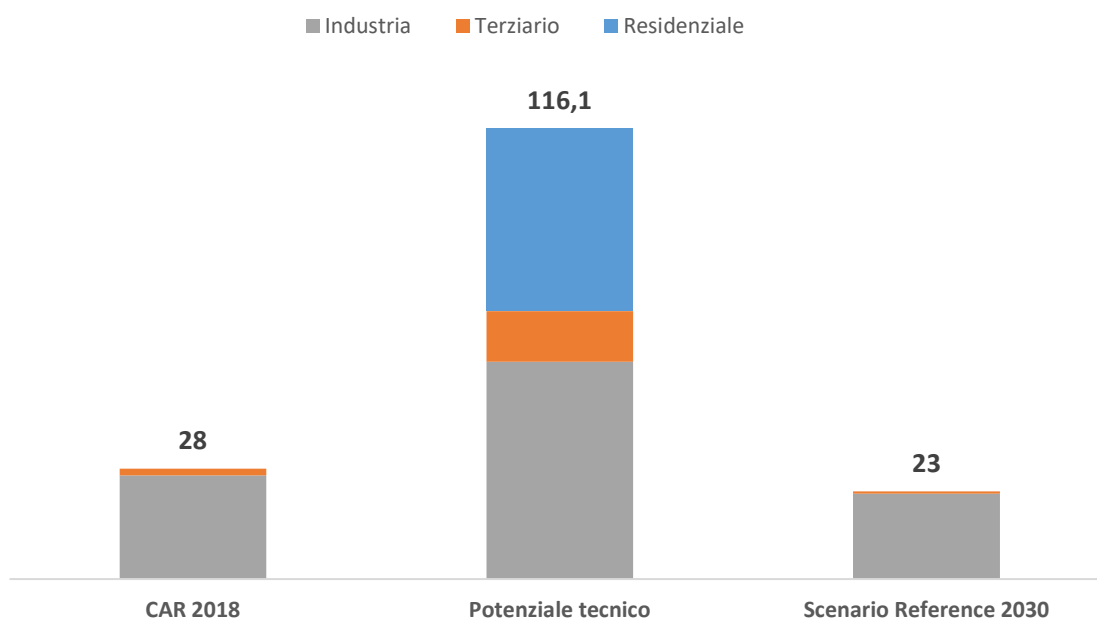


Con riferimento alla cogenerazione ad alto rendimento, al 2018 risultano complessivamente 35,5 TWh di calore CAR, in gran parte ascrivibile all'industria (75%), seguita dal calore cogenerato per TLR (20%) e dal terziario (5%), mentre è trascurabile il residenziale. In termini di fonti, il gas è ampiamente prevalente nei consumi (95%). Il potenziale tecnico, da interpretarsi come un massimo teorico di domanda di calore cogenerabile sulla base di condizioni puramente tecniche, è risultato pari a 116 TWh (escludendo gli impianti a servizio di reti di teleriscaldamento), di cui 56 TWh in ambito industriale, 47 TWh nel residenziale e 13 TWh nel terziario.

Secondo lo scenario di Reference, al 2030, a politiche vigenti, il calore utile da CAR ammonterebbe a 23 TWh.



Figura 66 - Confronto tra livello attuale CAR (esclusi impianti CAR-TLR), potenziale tecnico e scenario Reference (TWh)



iii. *Proiezioni in considerazione delle politiche, delle misure e dei programmi attuali in materia di efficienza energetica, di cui al punto 1.2 ii), per il consumo di energia primaria e finale per ciascun settore almeno fino al 2040 (anche per il 2030)<sup>100</sup>*

Nella Tabella 5.1 si mostrano i dati storici al 2022 e le proiezioni a politiche vigenti nel periodo 2025-2040 in termini di Consumo Interno Lordo (CIL), di consumi energetici primari e finali con disaggregazione per settore e fonte. Inoltre, è riportata la proiezione dei consumi per usi non energetici.

Emerge una progressiva riduzione dell'intensità energetica<sup>101</sup> (Figura 5.1), oltre che un ruolo sempre più rilevante giocato dalle rinnovabili a discapito delle fonti fossili.

<sup>100</sup> Questa proiezione dello scenario di riferimento attuale è la base per l'obiettivo di consumo di energia finale e primaria per il 2030, di cui al punto 2.3, e per i coefficienti di conversione.

<sup>101</sup> Misura di efficienza energetica del sistema economico, intesa come quantità di energia necessaria per produrre una unità di PIL. Si calcola come rapporto tra CIL e PIL.

Tabella 69 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore); proiezioni 2025-2040 nello scenario di riferimento, dati storici 2021 e 2022 EUROSTAT (Mtep)

Scenario Riferimento	2021	2022	2025	2030	2040
<b>Consumo interno lordo <sup>1</sup></b>	<b>151.5</b>	<b>145.3</b>	<b>143.4</b>	<b>139.1</b>	<b>134.7</b>
Solidi <sup>2</sup>	6.7	8.6	4.4	3.7	3.5
Prodotti petroliferi	51.0	51.5	49.5	47.7	46.7
Gas naturale	62.4	56.1	56.2	50.4	43.4
Rinnovabili	27.7	25.4	29.5	33.6	38.8
Energia elettrica	3.7	3.7	3.7	3.7	2.3
<b>Consumi energetici primari <sup>3</sup></b>	<b>145.6</b>	<b>139.6</b>	<b>137.2</b>	<b>133.1</b>	<b>128.8</b>
<b>Consumi finali energetici <sup>4</sup></b>	<b>114.8</b>	<b>111.7</b>	<b>111.8</b>	<b>111.1</b>	<b>111.2</b>
<b>dettaglio per settore</b>	<b>114.8</b>	<b>111.7</b>	<b>111.8</b>	<b>111.1</b>	<b>111.2</b>
Industria	27.5	25.5	26.4	26.3	26.1
Residenziale	32.7	29.3	29.3	28.3	27.9
Terziario	14.9	14.2	14.4	14.0	14.3
Trasporti	36.4	39.5	38.5	39.1	39.7
Agricoltura	3.3	3.3	3.2	3.3	3.3
<b>dettaglio per fonte</b>	<b>114.8</b>	<b>111.7</b>	<b>111.8</b>	<b>111.1</b>	<b>111.2</b>
Solidi <sup>2</sup>	1.8	1.5	1.7	2.0	2.0
Prodotti petroliferi	40.5	43.8	41.0	40.0	39.3
Gas naturale	36.6	31.6	32.5	30.7	30.0
Energia elettrica	25.1	24.7	24.9	25.3	26.3
Calore	1.5	1.5	1.7	1.8	1.9
Rinnovabili <sup>5</sup>	9.3	8.6	9.9	11.5	11.9
<b>Consumi finali non energetici</b>	<b>5.9</b>	<b>5.7</b>	<b>6.2</b>	<b>5.9</b>	<b>6.0</b>

<sup>1</sup> Indicatore "Gross inland consumption (Europe 2020-2030)" che include aviazione internazionale ed esclude calore ambientale e trasporto navale internazionale.

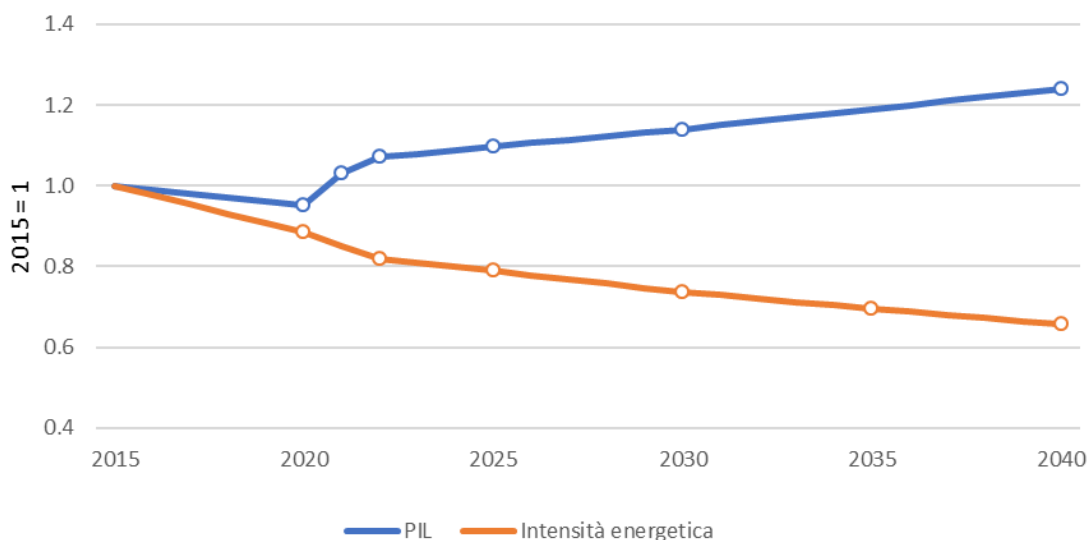
<sup>2</sup> Inclusa quota rifiuti non rinnovabili e gas siderurgici.

<sup>3</sup> I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.

<sup>4</sup> Indicatore "Final energy consumption (Europe 2020-2030)".

<sup>5</sup> include biocarburanti e biometano

Figura 67 Confronto tra la proiezione dell'intensità energetica e il PIL<sup>102</sup> nel periodo 2015-2040

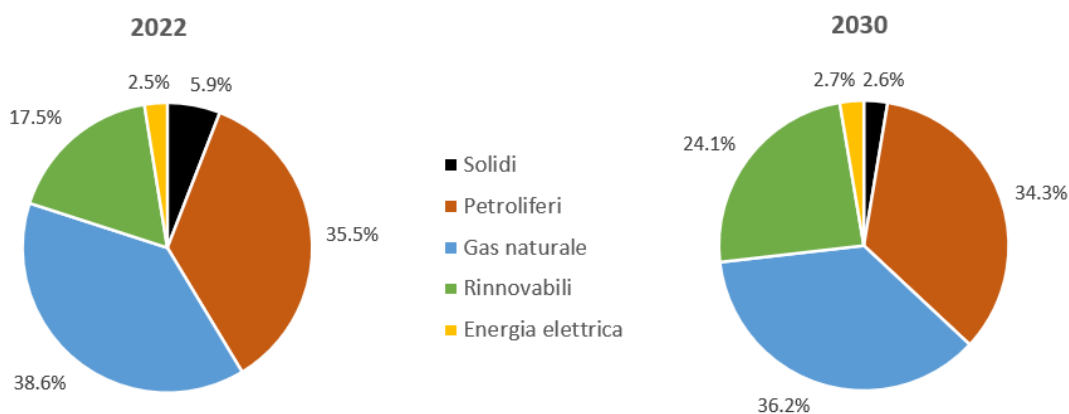


L'evoluzione del fabbisogno energetico primario è il risultato di alcuni processi afferenti a temi di diversa natura:

- Il progressivo efficientamento energetico e l'innovazione tecnologica dei nuovi dispositivi che progressivamente sostituiscono quelli più obsoleti;
- La maggiore quota in termini di consumo di rinnovabili termiche, energia elettrica (elettrificazione) e biocarburanti e pertanto un differente mix di combustibili negli usi finali;
- Il processo graduale di decarbonizzazione in termini sia di una maggiore penetrazione delle FER nei settori di consumo (ad es. nei settori inclusi nello schema ETS) e di generazione (ad es. della produzione di energia elettrica)

In termini di mix energetico primario al 2030 rispetto al 2022, si nota che il peso dei combustibili fossili diminuisce, con particolare riferimento al gas naturale che rimane comunque la fonte principale, mentre incrementa il consumo delle fonti rinnovabili (Figura 68).

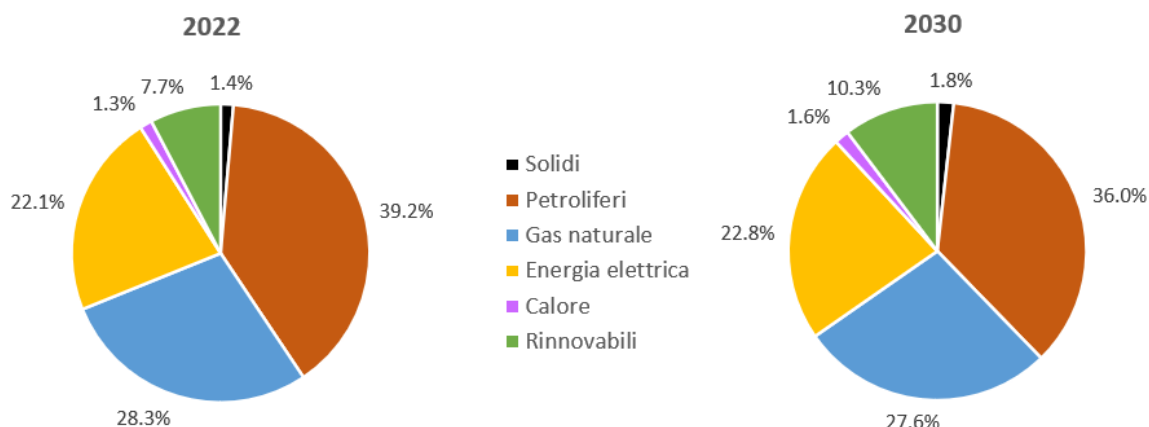
Figura 68 Confronto del mix energetico primario 2022 e 2030 (scenario di Riferimento).



<sup>102</sup> Valori concatenati 2015

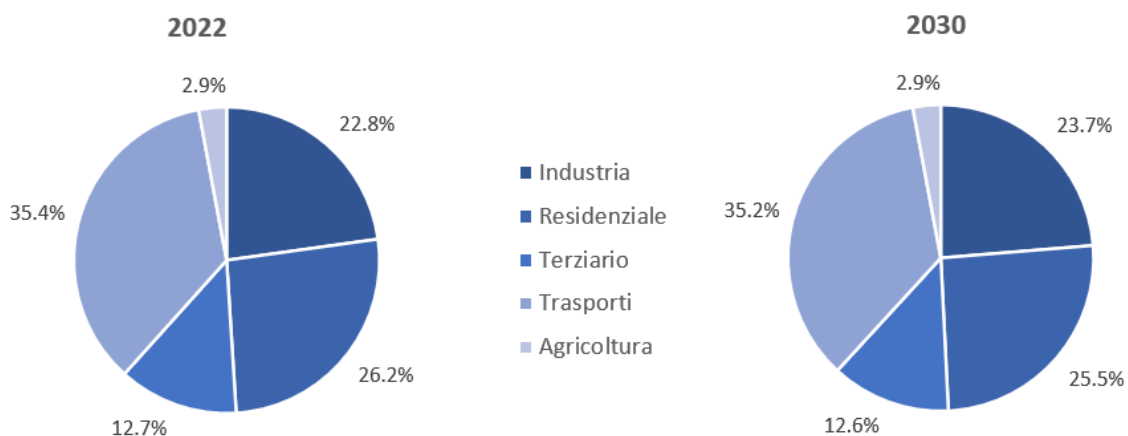
Le considerazioni generali già espresse per la dinamica dei mix energetici primari valgono anche per quanto concerne il mix dei consumi finali (Figura 69). La tendenza è una contrazione per la quota di gas e prodotti petroliferi a vantaggio delle rinnovabili e dell'energia elettrica.

Figura 69 Confronto del mix energetico finale 2022 e 2030 (scenario di Riferimento).



A livello settoriale (Figura 70) invece il mix dei consumi energetici finali resta invece simile al 2030 rispetto all'ultimo anno a consuntivo (2022). Si evidenzia una leggera diminuzione del peso energetico del settore residenziale e un moderato aumento dell'industria. Nel 2022, infatti, i consumi finali dell'industria sono stati particolarmente bassi per via della crisi dei prezzi dell'energia.

Figura 70 Confronto ripartizione dei consumi dei settori di uso finale 2022 e 2030 (scenario di Riferimento).



*iv. Livelli ottimali in termini di costo dei requisiti minimi di prestazione energetica risultanti dai calcoli a livello nazionale, ai sensi dell'articolo 5 della Direttiva 2010/31/UE*

La Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) 2002/91/CE e la successiva direttiva 2010/31/UE (EPBD Recast) definiscono i principi relativi al miglioramento della prestazione energetica degli edifici. Nella EPBD Recast è stato richiesto agli Stati Membri di definire i requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici in funzione dei livelli ottimali di costo. A tali fini, la direttiva ha introdotto una metodologia di analisi comparativa con il proposito di determinare i requisiti di riferimento per gli standard nazionali.

Il Regolamento delegato (UE) N.244/2012 e le successive Linee guida (Orientamenti della Commissione) del 19 aprile 2012 hanno definito un quadro metodologico per la determinazione dei requisiti energetici ottimali degli edifici, dal punto di vista sia tecnico che economico.

L'applicazione italiana della metodologia proposta dalla Commissione ha consentito di identificare i requisiti minimi di prestazione energetica corrispondenti ai livelli di costo ottimali, per edifici nuovi e per edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni edili e impiantistiche, importanti e non.

Nella relazione "Metodologia di calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi per i requisiti minimi di prestazione energetica (direttiva 2010/31/UE art. 5)"<sup>103</sup> inviata alla Commissione ad agosto 2013 sono stati forniti i risultati di questi calcoli nonché i confronti con i corrispondenti requisiti. Come previsto dalla direttiva 2010/31/UE all'art. 5, la metodologia comparativa è stata aggiornata nel 2018 a cinque anni dalla sua predisposizione avvenuta nel 2013. Le novità introdotte nell'aggiornamento sono presentate nel paragrafo successivo<sup>104</sup>, mentre per una descrizione di dettaglio della metodologia comparativa si rimanda alla relazione del 2013 sopra citata.

*Principali novità e ipotesi di calcolo alla base dell'impostazione della metodologia 2018*

Al fine di poter meglio comprendere i risultati ottenuti con l'aggiornamento 2018 della metodologia comparativa, è necessario evidenziare alcuni tra i principali aspetti che sono alla base dell'approccio seguito. Di seguito sono riportate le principali novità rispetto alle valutazioni fatte nel 2013 e le principali ipotesi di calcolo seguite nell'applicazione della metodologia.

- Introduzione e valutazione dell'ipotesi di non intervento sugli edifici esistenti. Nelle valutazioni tecnico-economiche delle misure di efficienza energetica (EEM), per gli edifici esistenti sono stati considerati i costi complessivi degli interventi e non quelli ridotti in caso si operasse in presenza di una cosiddetta "finestra di opportunità". Pertanto, in questo aggiornamento della metodologia sono stati considerati anche i costi relativi ai ponteggi e a tutte le opere accessorie. Nel caso dell'applicazione della metodologia 2013, erano stati considerati esclusivamente i costi relativi ai soli interventi di efficienza energetica, nell'ipotesi di realizzazione contestuale alle opere di manutenzione straordinaria, che andavano comunque poste in essere. Questa valutazione aggiuntiva consente di rendere più realistico l'ammontare dell'investimento da sostenere e proporre costi più alti ma più vicini alla pratica corrente.
- Definizione di una nuova destinazione d'uso tra gli edifici di riferimento. Le valutazioni sono state condotte, oltre che per gli edifici di riferimento esaminati in precedenza, anche per un edificio ad uso scolastico rappresentativo dell'epoca 1946-1976, localizzato nelle zone climatiche italiane B (601-900 gradi-giorno) ed E (2101-3000 gradi-giorno).
- Valutazione della prestazione energetica degli edifici di riferimento con il metodo di calcolo in regime semi-stazionario secondo la nuova serie UNI/TS 11300. Rispetto alla precedente applicazione della metodologia di analisi comparativa, nell'aggiornamento 2018 sono

<sup>103</sup><https://ec.europa.eu/energy/en/content/eu-countries-2013-cost-optimal-reports-part-2>

<sup>104</sup> Maggiori informazioni sono reperibili nel rapporto pubblicato dalla Commissione <https://ec.europa.eu/energy/en/content/eu-countries-2018-cost-optimal-reports>

utilizzate le specifiche tecniche di più recente pubblicazione (anni 2014/16). Si riportano alcune tra le novità principali:

- i dati climatici fanno riferimento alla nuova norma tecnica UNI 10349-1:2016;
  - nuova modalità di calcolo per il periodo di riscaldamento e di raffrescamento;
  - calcolo analitico dei ponti termici sia per nuovi edifici che edifici esistenti;
  - nuove modalità per il calcolo dei rendimenti e delle perdite dei sottosistemi di generazione per vettori energetici diversi da quelli fossili (introduzione UNI TS 11300-parte 4:2016).
- Variazione dei livelli delle misure di efficienza energetica (EEM). La tipologia degli interventi/misure considerate sono le stesse di quelle utilizzate nelle valutazioni del 2013, ma in alcuni casi sono stati variati il numero di livelli esaminati e/o la loro intensità (scala di valori).
  - Aggiornamento dei costi globali:
    - le variazioni principali riguardano i valori dei costi dei vettori energetici (gas metano ed energia elettrica) e degli investimenti delle misure di efficienza energetica EEM;
    - non viene considerata alcuna forma di incentivo o sussidio a causa della continua evoluzione del quadro legislativo in materia e il breve orizzonte temporale di alcuni di essi, in accordo con il Regolamento che lascia libera scelta allo Stato Membro.
  - Impiego di fonti rinnovabili. Per l'applicazione del fotovoltaico sui vari edifici di riferimento considerati, è stata sempre ipotizzata disponibilità di spazi e orientamento ottimale, senza considerare possibili vincoli o ostruzioni spesso presenti nei casi reali.

#### *Risultati ottenuti dall'applicazione della metodologia comparativa cost-optimal*

Vista l'eterogeneità delle caratteristiche del parco edifici è stato necessario individuare una modalità che consentisse di poterlo descrivere in modo rispondente alle sue specificità e che potesse darne una rappresentazione significativa. Sono state, dunque, definite delle famiglie di edifici attraverso cui è stato costruito un modello di aggregazione rappresentativo dello stock nazionale.

Nello specifico, considerando gli edifici in zona climatica B (clima a prevalenza di fabbisogno estivo) ed E (prevalenza fabbisogno invernale), la metodologia ha analizzato le seguenti tipologie di edificio:

- RMF (Residenziale Monofamiliare): risalente a due epoche di costruzione, 1946-1976 e 1977-1990, e composto da edifici di 1 e 2 piani;
- RPC (Residenziale Piccolo Condominio): risalente a due epoche di costruzione, 1946-1976 e 1977-1990, composto da edifici di 3 piani;
- RGC (Residenziale Grande Condominio): risalente a due epoche di costruzione, 1946-1976 e 1977-1990, composto da edifici di 4, 6 e 8 piani;
- UFF (Edifici a destinazione d'uso uffici): risalenti a due epoche di costruzione, 1946-1976 e 1977-1990, composto da edifici di 2 piani e da edifici da 4 - 5 piani;
- SCU (Scuole): risalente all'epoca di costruzione 1946-1976 e sviluppata su 4 piani.

Per ciascuna tipologia è stato considerato sia il nuovo edificio (NO), sia un intervento per due differenti edifici esistenti (E1 ed E2<sup>105</sup>): i risultati sono riportati in Tabella 22 (residenziale), Tabella 23 (uffici) e Tabella 24 (scuole) che presentano i valori cost-optimal aggiornati al 2018. I valori ottimali sono determinati per mezzo di una ottimizzazione tecnico-economica tra le diverse configurazioni possibili prese in esame. Si tenga presente che i codici che rappresentano gli edifici li differenziano anche per determinate caratteristiche tipologiche-costruttive: ad esempio il codice

<sup>105</sup> Con E1 si vuole indicare l'edificio risalente all'epoca di costruzione 1946-1976 e con E2 quello risalente all'epoca 1977-1990.

RPC definisce un edificio residenziale con tipologia "piccolo condominio" (RPC) ma l'edificio RPC E1 e RPC E2 differiscono per anno di costruzione, rapporto S/V, superficie disperdente, volume riscaldato ed altro, fattori che portano alle valutazioni riportate in Tabella 22, Tabella 23 e Tabella 24<sup>106</sup>.

Tabella 70 - Minimo costo globale, relativo valore ottimale di energia primaria annuale, energia primaria globale non rinnovabile STATO DI FATTO, Energia primaria globale non rinnovabile scenario COST-OPTIMAL e risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> scenario COST-OPTIMAL degli edifici residenziali di riferimento

	CODICE EDIFICIO	Costo globale	Valore Ottimale EP	Energia primaria globale non rinnovabile STATO DI FATTO	Energia primaria globale non rinnovabile COST-OPTIMAL	Risparmio emissioni anidride carbonica COST-OPTIMAL
		[€/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[KgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> ]
ZONA CLIMATICA E	RMF_E1	498	90,6	500	79	84,2
	RMF_E2	311	89,5	290	79,2	42,2
	RMF_NO	575	97,7	-	26,9	-
	RPC_E1	335	127	325	106	21
	RPC_E2	243	103	160	55,2	16,2
	RPC_NO	419	102	-	42,6	-
	RGC_E1	355	118	295	101	18,6
	RGC_E2	212	73,5	140	59,6	13,1
	RGC_NO	363	75,3	-	40	-
ZONA CLIMATICA B	RMF_E1	310	102	225	90,2	27
	RMF_E2	270	92,8	105	82,2	4,6
	RMF_NO	477	120	-	34,8	-
	RPC_E1	242	79	160	55,2	21
	RPC_E2	185	54,3	118	37,2	16,2
	RPC_NO	359	100	-	43,9	-
	RGC_E1	257	82,8	155	62,2	18,6
	RGC_E2	187	55,2	105	39,3	13,1
	RGC_NO	320	85	-	45,2	-

Fonte: STREPIN marzo 2021

<sup>106</sup>Per ulteriori dettagli si rimanda a: STREPIN, Allegato 1 al Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica giugno 2017, <http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/PAEE-2017.pdf>



Tabella 71 - Minimo costo globale, relativo valore ottimale di energia primaria annuale, energia primaria globale non rinnovabile STATO DI FATTO, Energia primaria globale non rinnovabile scenario COST-OPTIMAL e risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> scenario COST-OPTIMAL degli edifici ad uso ufficio di riferimento

	CODICE EDIFICIO	Costo globale	Valore ottimale EP	Energia primaria globale non rinnovabile STATO DI FATTO	Energia primaria globale non rinnovabile COST-OPTIMAL	Risparmio emissioni anidride carbonica COST-OPTIMAL
		[€/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[KgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> ]
<b>ZONA CLIMATICA E</b>	<b>UFF_E1</b>	452	120	320	93,6	45,3
	<b>UFF_E2</b>	384	94,7	230	76,2	30,8
	<b>UFF_NO</b>	514	89,9	-	55,4	-
<b>ZONA CLIMATICA B</b>	<b>UFF_E1</b>	394	115	230	85,5	29
	<b>UFF_E2</b>	372	98,1	190	76,8	22,6
	<b>UFF_NO</b>	468	112	-	69,9	-

Fonte: STREPIN marzo 2021

 Tabella 72 - Minimo costo globale, relativo valore ottimale di energia primaria annuale, energia primaria globale non rinnovabile STATO DI FATTO, Energia primaria globale non rinnovabile scenario COST-OPTIMAL e risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> scenario COST-OPTIMAL degli edifici ad uso scuola di riferimento

	CODICE EDIFICIO	Costo globale	Valore ottimale EP	Energia primaria globale non rinnovabile STATO DI FATTO	Energia primaria globale non rinnovabile COST-OPTIMAL	Risparmio emissioni anidride carbonica COST-OPTIMAL
		[€/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[KgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> ]
<b>ZONA CLIMATICA E</b>	<b>SCU_E1</b>	330	115	240	101	27,8
<b>ZONA CLIMATICA B</b>	<b>SCU_E1</b>	190	55,5	95	41,7	10,7

Fonte: STREPIN marzo 2021

Dalla valutazione dei risultati presentati nelle tabelle precedenti emergono alcune considerazioni generali pertinenti all'involucro degli edifici, gli impianti tecnici e i costi associati alle configurazioni ottenute con la metodologia cost-optimal.

Considerando l'involucro edilizio (es: isolamento a cappotto, sostituzione serramenti), l'intervento risulta una soluzione ottimale secondo la metodologia utilizzata, soltanto per i nuovi edifici e solo in pochi casi per quelli esistenti, principalmente risalenti all'epoca di costruzione compresa tra il 1946 ed il 1976. Nelle altre casistiche, visti gli elevati costi delle opere civili necessarie per la realizzazione o ripristino dell'isolamento dell'involucro, la soluzione ottimale si è orientata sulla realizzazione di altri interventi, in particolare relativi agli impianti.

Per quanto concerne gli impianti, esclusivamente per gli edifici di nuova costruzione monofamiliare e per gli uffici è risultato ottimale l'utilizzo integrale di pompa di calore per climatizzazione (H+C) e ACS (Full Electric Building). Considerando invece le altre famiglie di edifici, la soluzione ottimale impiantistica prevede l'integrazione di pompa di calore, caldaia a gas (condensazione e tre stelle) e multi-split. Il ricorso a moduli fotovoltaici è presente su tutte le tipologie edilizie. Per quanto riguarda gli edifici residenziali la copertura dei consumi tramite fonti rinnovabili va dal 50-70% sugli

edifici di nuova costruzione al 10-20% per quelli esistenti. Gli uffici hanno invece una copertura del 40-50% per i nuovi edifici e del 15-20% per quelli esistenti. Infine, gli edifici scolastici hanno un profilo di consumo sensibilmente differente, data l'assenza della climatizzazione estiva. In questo caso riscaldamento e ACS sono completamente soddisfatti dalla caldaia a condensazione, mentre il fotovoltaico raggiunge una copertura di circa il 20%.

Analizzando la struttura dei costi relativi alle soluzioni cost-optimal, le differenze maggiori si identificano rispetto all'epoca di costruzione degli edifici (nuovi ed esistenti), mentre invece è meno rilevante la discrepanza dei costi tra la zona climatica B ed E.

E' stato predisposto un report da ENEA e Politecnico di Torino nell'ambito delle attività relative alla Ricerca di Sistema Elettrico - Progetto 1.5 Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi elettrici degli edifici nuovi ed esistenti – che costituisce uno studio finalizzato a descrivere e testare le nuove modalità di calcolo che si stanno seguendo per il secondo aggiornamento dell'applicazione italiana della metodologia di analisi comparativa.

In particolare, nel report trasmesso dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica alla Commissione europea, sono state analizzate le differenze tra le soluzioni ottimali derivanti dall'applicazione del metodo orario semplificato della norma UNI EN ISO 52016-1 e quelle derivanti dal metodo mensile quasi-stazionario adottato nel precedente aggiornamento della metodologia.

Il confronto tra i risultati ottenuti dalle due modalità di calcolo, che si differenziano essenzialmente nel modello di trasmissione del calore attraverso i componenti edilizi, non evidenzia differenze significative nella combinazione delle misure di efficienza energetica e nel calcolo del costo globale. L'analisi di sensibilità ai parametri economici ha però mostrato delle variazioni del livello ottimale al variare del costo degli interventi/misure di efficienza energetica (EEM) e dei vettori energetici: mette inoltre in evidenza che il parametro economico con la maggior influenza sul costo globale è il tasso di sconto (o di attualizzazione).

I risultati di questo studio non si possono considerare consolidati ai fini dell'aggiornamento della metodologia stessa in quanto, seppur l'approccio seguito risulti corretto dal punto di vista tecnico, i costi delle tecnologie applicate, nonché gli altri parametri economici e finanziari utilizzati nella procedura di calcolo, sono stati lasciati inalterati rispetto alle analisi realizzate nel 2018, allo scopo di approfondire maggiormente gli aggiornamenti necessari.

Nel corso di questi ultimi due anni, infatti, per gli effetti delle misure post-pandemiche nazionali e per evidenti ragioni geopolitiche internazionali, si sono registrate delle significative variazioni dei costi di approvvigionamento energetico ed è aumentata l'incertezza circa la loro evoluzione nel tempo; altrettanto rilevanti sono state le variazioni dei costi delle tecnologie e degli interventi di efficienza energetica, in particolare per effetto delle misure di efficienza energetica introdotte e delle difficoltà di distribuzione dei beni a livello globale.

Tenuto conto della nuova situazione di equilibrio dei prezzi attuale, si sta provvedendo ad aggiornare le variabili di prezzo delle commodities e delle lavorazioni, al fine di tenerne conto nell'ambito della nuova metodologia messa a punto di cui si rende conto nel report allegato.

L'affinamento dei risultati sulla base dell'aggiornamento dei prezzi suddetto, in fase di completamento, comprenderà, come quello già realizzato nel 2018, 26 modelli di edificio (di cui 16 ad uso residenziale, 8 ad uso ufficio e 2 ad uso scolastico) e 16 misure di efficienza energetica (EEM) ma si differenzierà dal precedente per i seguenti principali aspetti:

- Valutazione della prestazione energetica degli edifici di riferimento con il modello di calcolo orario del fabbisogno di energia termica per riscaldamento e raffrescamento introdotto dalla norma UNI EN ISO 52016-1;

- Revisione dei livelli delle misure di efficienza energetica EEM per tener conto dell'evoluzione prestazionale delle tecnologie impiantistiche e dell'aggiornamento dei requisiti di legge in vigore a partire dal 2021 (dal 2019 per gli edifici pubblici);
- Aggiornamento dei costi dell'energia elettrica e del gas metano, ivi compresi quelli delle emissioni di carbonio, e stima delle possibili evoluzioni dei prezzi nel lungo periodo;
- Aggiornamento dei costi degli investimenti per le misure di efficienza energetica EEM;
- Aggiornamento del tasso di attualizzazione da utilizzare nel calcolo dei costi globali nell'analisi macroeconomica e in quella finanziaria.

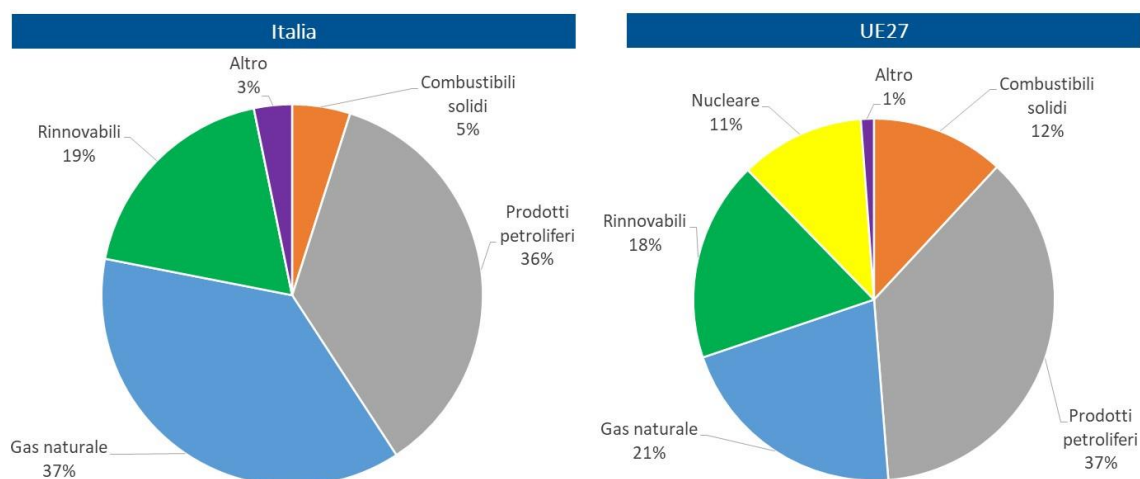
Il risultato di tale affinamento sarà completato ed inviato con un'apposita relazione entro il 2024.

## 4.4 Dimensione della sicurezza energetica

*i. Stato attuale di mix energetico, risorse energetiche interne e dipendenza dalle importazioni, compresi i rischi pertinenti*

Il mix energetico italiano, qui inteso come distribuzione delle diverse fonti utilizzate per soddisfare il fabbisogno energetico di un territorio (rappresentato dalla disponibilità lorda di energia<sup>107</sup>), è rappresentato – con riferimento al 2022 – nel grafico che segue, insieme a un confronto con la media EU27 (dati Eurostat).

Figura 71 – Mix energetico – anno 2022 [Fonte: Eurostat]



Si osservano differenze significative tra il mix energetico italiano e quello medio EU27. In Italia, il gas naturale riveste un ruolo relativamente molto significativo (37% del totale rispetto a una media EU27 del 21%), mentre il ricorso ai prodotti petroliferi è in linea con la media europea. L'impiego di combustibili solidi è notevolmente inferiore, quello delle fonti rinnovabili leggermente maggiore.

Queste caratteristiche sono correlate, naturalmente, alle dinamiche di produzione interna e di importazione delle diverse fonti. Dopo un quinquennio di relativa stabilità, nel 2022 in Italia la produzione complessiva nazionale di fonti energetiche risulta pari a 34,7 Mtep, in contrazione significativa rispetto all'anno precedente (-6,4%). Tutte le fonti sono state interessate da questa dinamica: la produzione di gas naturale è diminuita del 2,5%, quella di rinnovabili del 6,5%, quella di prodotti petroliferi del 7,7%.

<sup>107</sup> Secondo le convenzioni Eurostat, l'indice di dipendenza energetica dalle importazioni viene calcolato con riferimento alla voce Gross available energy / Disponibilità lorda di energia, leggermente differente da altre voci cui si è fatto riferimento nei paragrafi precedenti (ad esempio, il Gross Inland Consumption / Consumo Interno Lordo).

Tabella 73 - Risorse energetiche interne 2017-2022 (ktep) [Fonte: Eurostat]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Produzione nazionale</b>	<b>36.667</b>	<b>37.342</b>	<b>36.910</b>	<b>37.480</b>	<b>37.078</b>	<b>34.710</b>
Solidi	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	4.456	5.091	4.708	5.856	5.228	<b>4.824</b>
Gas naturale	4.536	4.462	3.931	3.287	2.608	<b>2.544</b>
Rinnovabili*	27.675	27.790	28.271	28.336	29.242	<b>27.342</b>

\*Include i biocarburanti per trasporto, il biometano, l'energia ambiente e la quota dei rifiuti non rinnovabili.

Le importazioni registrano, nel 2022, un andamento opposto rispetto alla produzione interna: il dato complessivo risulta infatti pari a circa 119 Mtep, in aumento del 3,8% rispetto al 2021. In questo caso le differenze tra le diverse fonti sono rilevanti: la variazione annuale è infatti positiva per l'energia elettrica (+0,5%), i prodotti petroliferi (+11,2%) e i combustibili solidi (+41,2%), negativa per gas naturale (-4,9%) e rinnovabili (-6,0%).

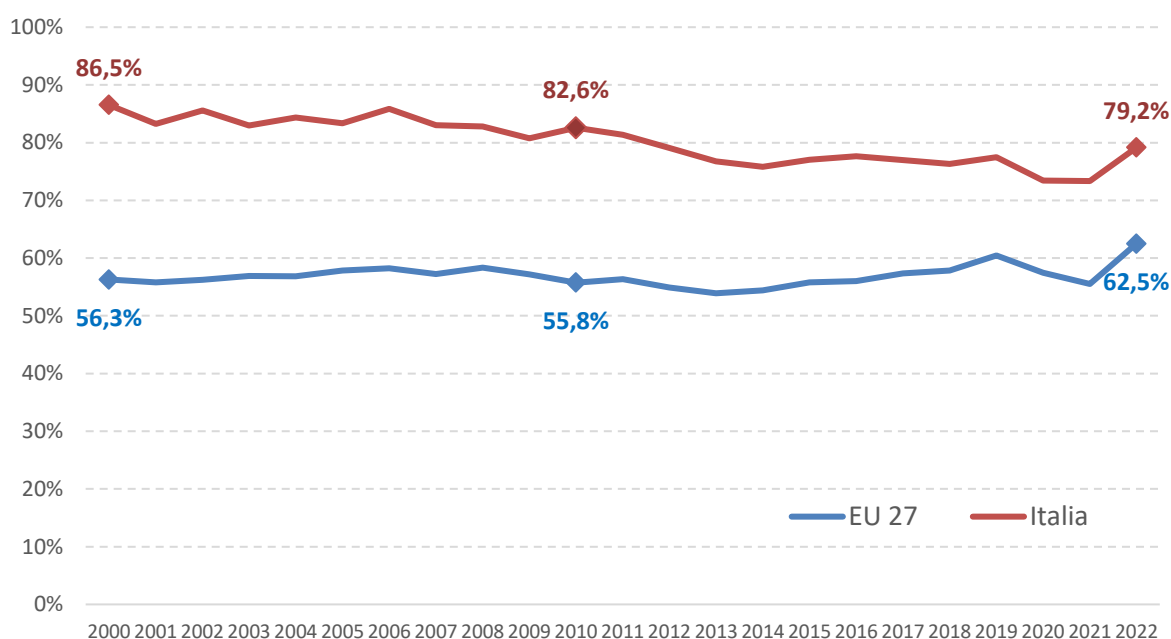
Tabella 74 - Importazioni nette 2017-2022 (ktep) [Fonte: Eurostat]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Importazioni nette</b>	<b>124.564</b>	<b>121.920</b>	<b>122.492</b>	<b>105.799</b>	<b>114.850</b>	<b>119.168</b>
Solidi	9.360	8.622	6.387	4.739	5.374	7.591
Greggio e prodotti petroliferi	52.824	51.634	52.437	42.008	45.121	50.179
Gas naturale	56.820	55.268	57.936	54.117	58.519	55.674
Energia elettrica	3.247	3.775	3.280	2.769	3.679	3.696
Rinnovabili*	2.312	2.622	2.452	2.165	2.156	2.027

\* Include i biocarburanti per trasporto.

Con riferimento infine all'indicatore del grado di dipendenza dell'Italia dalle importazioni di prodotti energetici, si osserva come il valore rilevato nel 2022, peraltro in aumento rispetto all'anno precedente, risulti elevato sia in termini assoluti (oltre il 79% del fabbisogno è coperto da importazioni) che in termini relativi (il dato è circa 17 punti percentuali superiore alla media EU27); si tratta di una condizione che può esporre il sistema energetico italiano a rischi in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, così come evidenziato, ad esempio, dalle recenti fasi di turbolenza geo-politica e di mercato.

Figura 72 – Indice di dipendenza energetica dalle importazioni (%) [Fonte: Eurostat]



D'altra parte, estendendo l'analisi agli andamenti degli ultimi due decenni, si può osservare come alcuni fenomeni relativamente recenti (in particolare, la progressiva crescita delle FER e la contrazione dell'intensità energetica) abbiano determinato una progressiva e significativa diminuzione tendenziale della dipendenza italiana dalle importazioni di prodotti energetici da Paesi esteri.

### ii. Proiezioni di sviluppo con politiche e misure vigenti almeno fino al 2040 (anche per il 2030)

Nelle tabelle seguenti sono riportate le proiezioni relative a produzione, importazioni nette di prodotti energetici e dipendenza energetica nel periodo 2025-2040 a politiche attuali.

Nel medio e lungo termine emerge, in termini di mix energetico, il ruolo maggiormente significativo delle FER a discapito delle contribuzioni delle altre fonti, che pure si associa a una diminuzione della disponibilità energetica lorda<sup>108</sup>.

Con riferimento alla produzione nazionale, si segnala un incremento complessivo dovuto esclusivamente all'apporto delle FER (+33% nel 2040 rispetto ai livelli del 2025, pari a +10 Mtep prodotti, principalmente per effetto delle tecnologie fotovoltaiche ed eoliche).

Quanto alle importazioni, la contrazione è confermata nel medio e lungo periodo per tutti i tipi di prodotti energetici, fatta eccezione per le FER, che in ogni caso rappresentano una parte residuale delle importazioni nette totali. In particolare, si osserva una riduzione rilevante per i volumi relativi al gas naturale (-11 Mtep importati al 2040 rispetto al 2025, corrispondenti a una variazione negativa del 20%).

<sup>108</sup> La disponibilità energetica lorda è calcolata come somma della produzione nazionale, importazioni nette, variazioni delle scorte e prodotti sottoposti a riciclaggio e a recupero.

In conseguenza alle dinamiche di importazioni e produzione interna per tipo di fonte e prodotto, la dipendenza energetica cala nel lungo termine, passando dal 74,5% nel 2025, al 71,2% nel 2030 e al 68,0% nel 2040.

Tabella 75 - Risorse energetiche interne, proiezioni 2025-2040, scenario di riferimento (ktep)

	2025	2030	2040
<b>Produzione nazionale</b>	<b>37.664</b>	<b>41.438</b>	<b>45.074</b>
Solidi	-	-	-
Prodotti petroliferi	3.961	3.530	2.803
Gas naturale	2.548	2.299	803
Rinnovabili*	31.155	35.609	41.468

\*Include i biocarburanti per trasporto, il biometano, l'energia ambiente e la quota dei rifiuti non rinnovabili

Tabella 76 - Importazioni nette, proiezioni 2025-2040, scenario di riferimento (ktep)

	2025	2030	2040
<b>Importazioni nette</b>	<b>110.112</b>	<b>102.506</b>	<b>95.642</b>
Solidi	3.410	2.647	2.648
Greggio e prodotti petroliferi	47.884	46.403	45.992
Gas naturale	53.691	48.197	42.938
Energia elettrica	3.712	3.715	2.260
Rinnovabili*	1.415	1.544	1.804

\* Include i biocarburanti per trasporto.

Tabella 77 - Dipendenza energetica, proiezioni 2025-2040, scenario di riferimento (%)

	2025	2030	2040
<b>Dipendenza energetica</b>	<b>74.5%</b>	<b>71.2%</b>	<b>68.0%</b>



## 4.5 Dimensione del mercato interno dell'energia

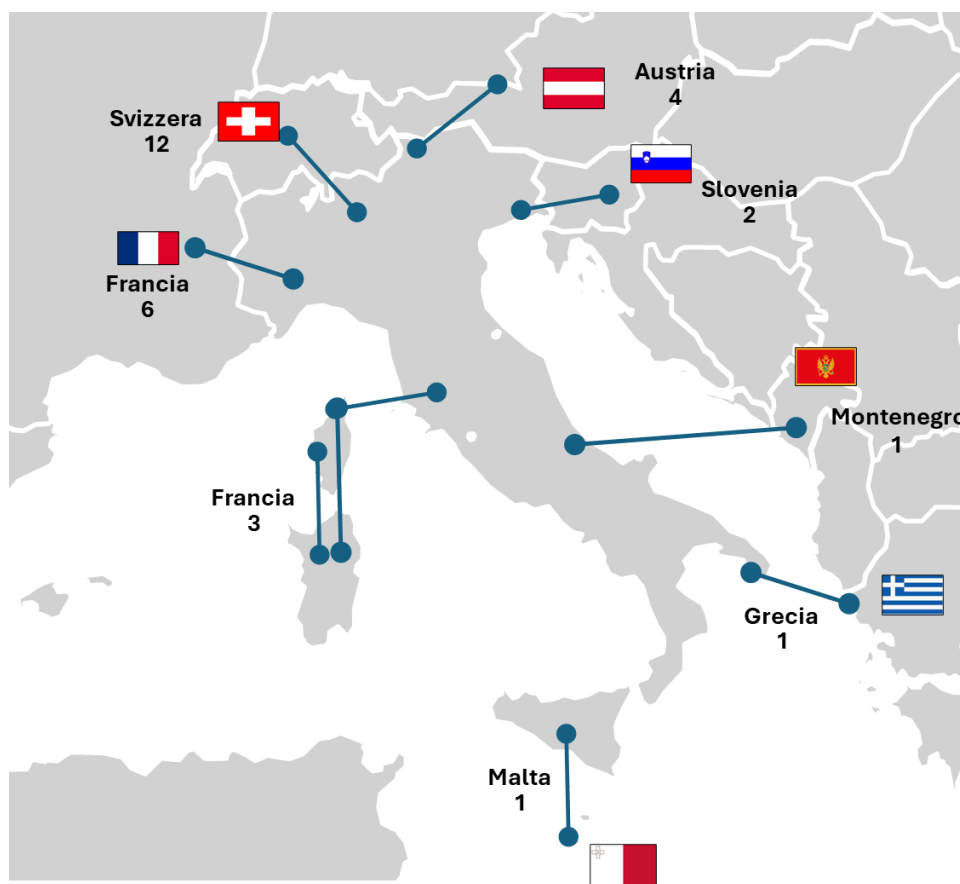
### 4.5.1 Interconnettività elettrica

#### *i. Stato attuale di livello di interconnessione e principali interconnettori<sup>109</sup>*

Allo stato attuale la capacità di interconnessione è localizzata principalmente sulla frontiera nord del Paese (6 linee con la Francia, 12 con la Svizzera, 4 con l'Austria, 2 con la Slovenia). Il totale sulla frontiera nord è di 9 terne a 380 kV, 9 terne a 220 kV, 4 terne a 150/132 kV ed un collegamento HVDC doppio bipolo 320kV con la Francia.

Sono presenti, inoltre, un collegamento in corrente continua con la Grecia, uno che collega la penisola con il Montenegro e un tri-terminale che collega la Sardegna e la penisola italiana con la Corsica (SACO12). Inoltre, la Sardegna è collegata alla Corsica anche tramite un cavo in corrente alternata a 150kV (SARCO). Infine, un cavo in doppia terna a 220 kV collega la Sicilia con Malta.

Figura 73 - Mappa delle interconnessioni esistenti [Fonte: Terna]



<sup>109</sup> Con riferimento ai prospetti delle infrastrutture di trasmissione esistenti dei gestori del sistema di trasmissione (TSO)

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera nord per l'anno 2024 è compreso fra 8.300 MW e 10.435 MW in import e fra 4.110 MW e 4.995 MW in export <sup>110</sup>.

Tabella 78 - Consistenza delle linee di interconnessione con l'estero

Stazione Italia	Stazione Estero	Tensione (kV)	AC/DC
Camporosso	Trinité Victor (FR)	220	AC
Venaus	Villarodin (FR)	380	AC
Rondissone	Albertville (FR)	380	AC
Rondissone	Albertville (FR)	380	AC
Piovasasco (**)	Grand'Ile (FR)	320	DC
Piovasasco	Grand'Ile (FR)	320	DC
Pallanzeno	Serra (CH)	220	AC
Ponte	derivaz. All'Acqua (CH)	220	AC
Valpelline	Riddes (CH)	220	AC
Avise	Riddes (CH)	220	AC
Bulciago	Soazza (CH)	380	AC
Musignano	Lavorgo (CH)	380	AC
Cagno	Mendrisio (CH)	380	AC
Mese	Gorduno (CH)	220	AC
Gorlago	Robbia (CH)	380	AC
S. Fiorano	Robbia (CH)	380	AC
Tirano	Campocologno (CH)	150	AC
Villa di Tirano	Campocologno (CH)	132	AC
Soverzene	Lienz (AT)	220	AC
Tarvisio (*)	Greuth (AT)	132	AC
Glorenza (**)	Nauders (AT)	220	AC
Prati di Vizze	Steinach (AT)	132	AC
Redipuglia	Divaccia (SI)	380	AC
Padriciano	Divaccia (SI)	220	AC
Galatina	Arachthos (GR)	400	DC
Codrongianos/Suvereto	Lucciana (Corsica)	200	DC
Codrongianos/Suvereto	Lucciana (Corsica)	200	DC
S. Teresa di Gallura	Bonifacio (Corsica)	150	AC
Ragusa	Maghtab (Malta)	220	AC
Villanova (**)	Lastva (ME)	500	DC

(\*) Merchant Line

(\*\*) Interconnector L. 99\09

<sup>110</sup> Fonte: NTC values in import direction on the Italian borders - YEAR 2024; NTC values in export direction on the Italian borders - YEAR 2024

Tabella 79 - Capacità di interconnessione [elaborazioni dati Terna]

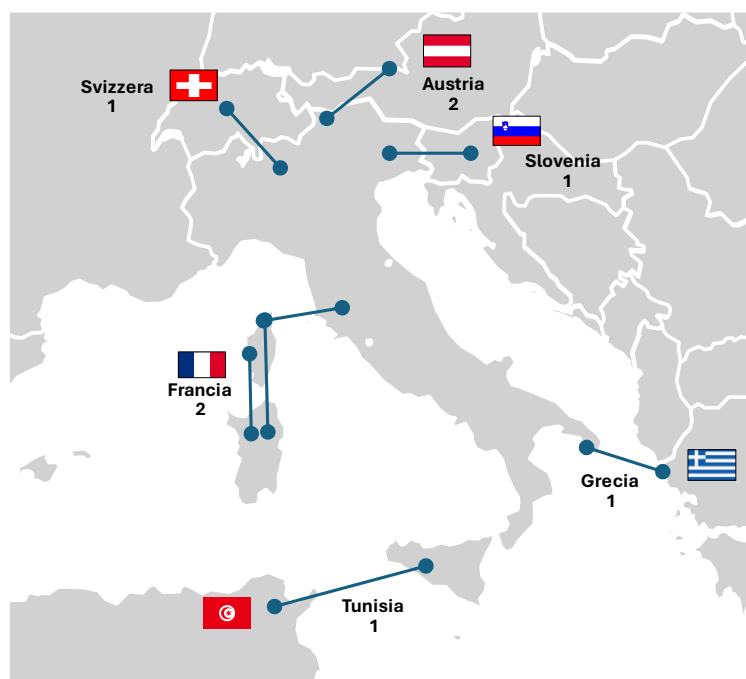
Periodo	Frontiera	Inverno [MW]		Estate [MW]	
		Peak 7h-23h	Off Peak 23h-7h	Peak 7h-23h	Off Peak 23h-7h
<b>Import</b>					
Lunedì - Sabato	Francia	4.485	4.338	4.044	3.817
	Svizzera	4.572	4.036	3.747	3.424
	Austria	625	605	580	565
	Slovenia	753	641	534	494
	<b>Totale frontiera nord</b>	<b>10.435</b>	<b>9.620</b>	<b>8.905</b>	<b>8.300</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Montenegro	600	600	600	600
	Malta	200	200	200	200
Domenica e Festivi	Francia	4.338	4.338	3.817	3.817
	Svizzera	4.036	4.036	3.424	3.424
	Austria	605	605	565	565
	Slovenia	641	641	494	494
	<b>Totale frontiera nord</b>	<b>9.620</b>	<b>9.620</b>	<b>8.300</b>	<b>8.300</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Montenegro	600	600	600	600
	Malta	200	200	200	200
<b>Export</b>					
Lunedì - Sabato	Francia	1.995	2.160	1.870	2.055
	Svizzera	1.810	1.910	1.440	1.660
	Austria	200	245	180	200
	Slovenia	660	680	620	645
	<b>Totale frontiera nord</b>	<b>4.665</b>	<b>4.995</b>	<b>4.110</b>	<b>4.560</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Montenegro	600	600	600	600
	Malta	200	200	200	200
Domenica e Festivi	Francia	2.160	2.160	2.055	2.055
	Svizzera	1910	1910	1660	1660
	Austria	245	245	200	200
	Slovenia	680	680	654	645
	<b>Totale frontiera nord</b>	<b>4.995</b>	<b>4.995</b>	<b>4.560</b>	<b>4.560</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Montenegro	600	600	600	600
	Malta	200	200	200	200

## ii. Esigenze di incremento della capacità di trasmissione con l'estero (anche per il 2030)<sup>111</sup>

Tra gli interventi di interconnessione pianificati, è stato autorizzato a settembre 2023 il completo rifacimento del collegamento Sardegna-Corsica-Italia continentale SACOI 3 (in sostituzione dell'attuale SACOI 2) ed a maggio 2024 il collegamento sottomarino Italia-Tunisia; la nuova interconnessione tra Italia e Grecia (Grita 2) risulta invece in fase di concertazione.

<sup>111</sup> Con riferimento ai piani nazionali di sviluppo della rete e ai piani di investimento regionale dei TSO

Figura 74 - Progetti di interconnessione pianificati da Terna [Fonte: Terna]



A dicembre 2023 è entrato in esercizio l'Interconnector Italia-Austria con un NTC di 300 MW. Inoltre, a novembre 2022 è stata conseguita l'entrata in esercizio del bipolo privato e ad agosto 2023 del bipolo pubblico del progetto HVDC Piossasco-Grande Île con una capacità di scambio complessiva di 1.200 MW. Nel 2019 è entrata in esercizio la nuova interconnessione HVDC Italia-Montenegro con una capacità di scambio di 600 MW.

Si riporta di seguito lo status di avanzamento dei principali progetti per lo sviluppo dell'interconnessione con l'estero, individuati da Terna nel Piano di Sviluppo 2023.

Autorizzati:

- collegamento Italia - Francia, SACOI 3 "Sardegna-Corsica-Italia Continentale" in sostituzione dell'attuale SACOI 2, ormai giunto al termine della sua vita utile;
- collegamento Italia - Tunisia, opera di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo che fornirà uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e nord Africa.

In fase di progettazione/consultazione:

- elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia – Austria: ricostruzione dell'attuale elettrodotto 220 kV tra Italia (Soverzene) e Austria (Lienz);
- nuova interconnessione con la Grecia (Grita 2): nuovo collegamento HVDC per l'incremento della capacità di scambio tra i due paesi;

In fase di pianificazione:

- nuova interconnessione con la Svizzera associata al più ampio progetto di Razionalizzazione della Valchiavenna.

In aggiunta al primo polo dell'interconnessione HVDC Piossasco-Grand'Île (sulla frontiera Italia-Francia), al primo polo dell'interconnessione HVDC MON.ITA. (sulla frontiera Italia-Montenegro) e interconnessione 220 kV Nauders (AT) – Glorenza (IT), sulla frontiera Italia-Slovenia è attualmente previsto in accordo agli obiettivi della Legge 99/2009 il progetto:

- interconnessione – Italia-Slovenia – Ottimizzazione rete esistente 380/220 kV sulla frontiera Italia-Slovenia.

Ai progetti sopra menzionati pianificati da Terna, si affiancano ulteriormente le iniziative di soggetti privati (reg./14/2009), cd. merchant lines, e delle quali Terna deve tener conto, al fine di non sovrastimare le interconnessioni e di non gravare eccessivamente sul territorio.

A fronte delle autorizzazioni concesse, tuttavia, sono poche le merchant realizzate, finendo ciò per rappresentare un fattore di incertezza. Fra le merchant lines, sulla frontiera nord sono presenti progetti tra Italia e Svizzera, Francia e Austria mentre a sud della penisola sono presenti progetti con Malta, Tunisia ed Algeria.

## 4.5.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

### *i. Caratteristiche principali delle attuali infrastrutture di trasmissione per l'energia elettrica (RTN)*

La rete di trasmissione nazionale al 31 dicembre 2023 ha una estensione di rete di oltre 68.000 km di linee e cavi e circa 910 stazioni<sup>112</sup>. La rete è caratterizzata da uno sviluppo prevalentemente longitudinale. La struttura in zone, i corrispondenti limiti di transito e il dettaglio delle linee di connessione fra zone sono riportati nelle figure seguenti.

L'area Nord-Ovest ha visto negli ultimi anni un incremento della produzione rispetto al fabbisogno regionale, per l'effetto contemporaneo della diffusione della generazione distribuita e della contrazione dei consumi. Tale fenomeno comporta un aggravarsi delle criticità di trasporto da Nord-Ovest a Nord-Est, in quanto si somma all'elevato import di potenza dalla frontiera (Svizzera e Francia) e alla produzione idroelettrica.

La rete ad alta e altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta criticità legate alla stagionalità (periodi di elevata idraulicità) e al basso livello di interconnessione e di magliatura. La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Redipuglia (GO). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale confluiscono i flussi di potenza provenienti dalla frontiera slovena.

Nell'area Sud l'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro-Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale, creando congestioni sulle reti primarie e fenomeni di instabilità dinamica in certe condizioni di funzionamento. Particolari criticità si registrano sui collegamenti 380 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 380 kV che dalla Calabria si diramano verso nord.

Per quanto riguarda il territorio delle due grandi Isole, in Sicilia l'alimentazione del sistema elettrico è garantita da un parco termico in parte vetusto, concentrato principalmente nell'area Est e Sud-Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER collocati principalmente nelle aree Sud-Occidentale e Centro-Orientale (principalmente eolici); in particolare la distribuzione del parco di generazione rende il sistema siciliano squilibrato rappresentando di fatto una criticità per la piena integrazione della nuova generazione rinnovabile.

In Sardegna, il sistema elettrico risulta molto sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema, in quanto lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza più elevata che nel sistema continentale.

<sup>112</sup> Fonte: Terna, Relazione Finanziaria annuale – Rapporto integrato 2023

Figura 75: Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, caso invernale [Fonte: Terna, Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, rev. 30, dicembre 2023]

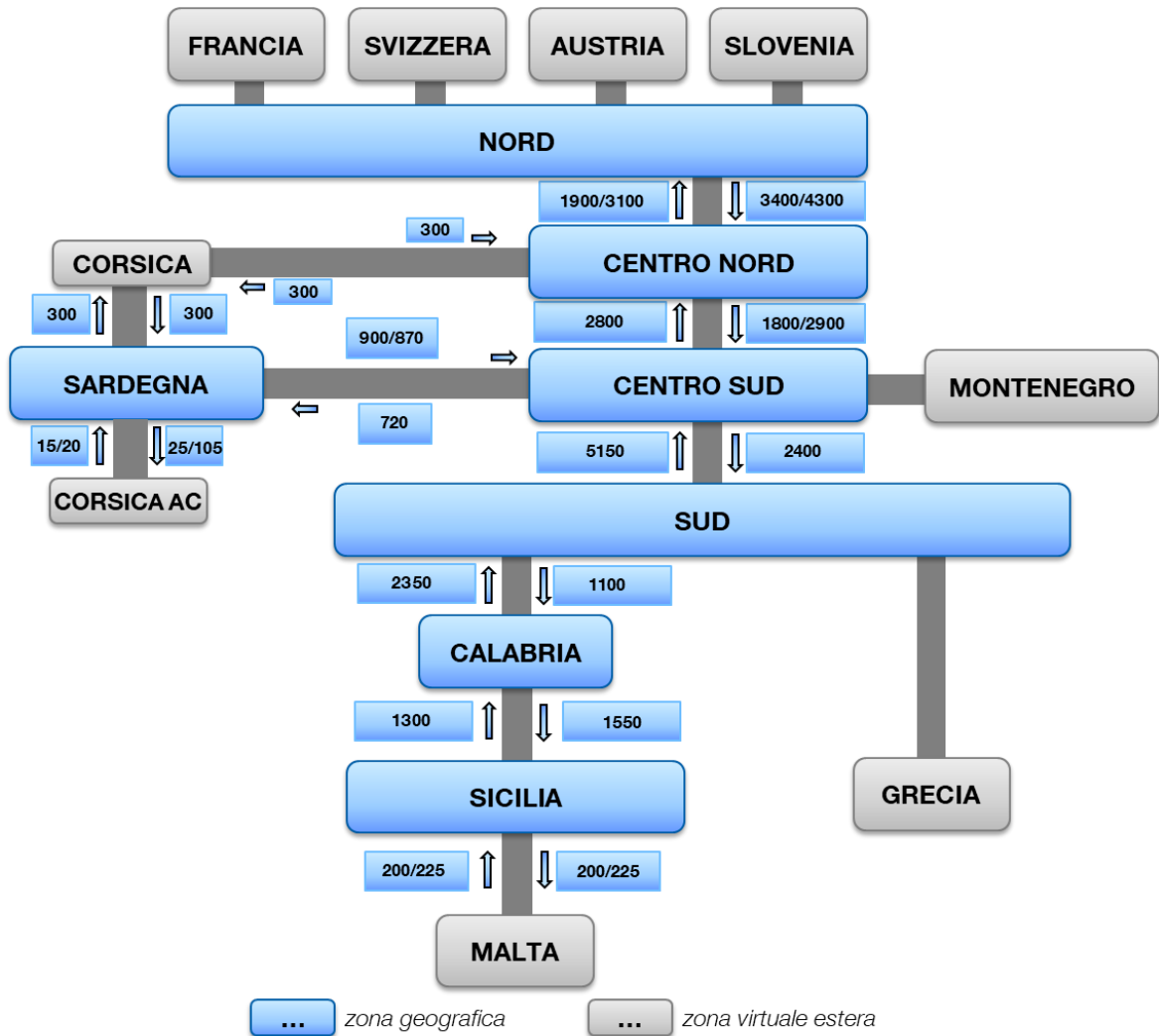
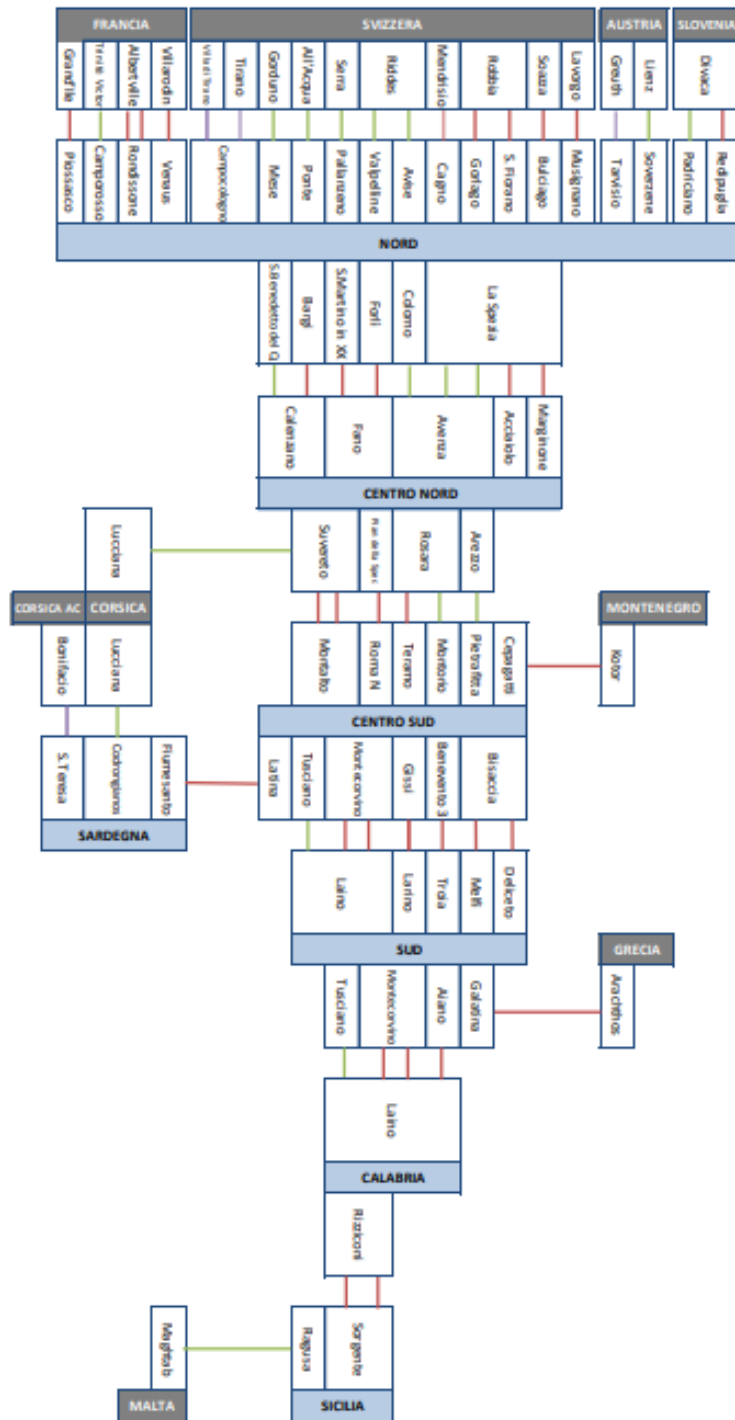




Figura 76: Schema delle linee di connessione fra zone [Fonte: Terna, Individuazione zone della rete rilevante, Allegato A.24 al codice di rete, rev. 05, gennaio 2021]



*ii. Caratteristiche principali delle attuali infrastrutture di distribuzione per l'energia elettrica*

Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'energia elettrica, al 31 dicembre 2021 risultavano 399.099 km di rete a media tensione (MT) e 879.837 km di rete a bassa tensione (BT), oltre a cabine primarie e secondarie, operate da 125 gestori che distribuiscono complessivamente circa

263.7 TWh di energia a 36.933.000 punti di prelievo, di cui 29.776.000 utenze domestiche e 7,1 milioni di utenze non domestiche (fonte ARERA, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2021).

Il maggiore operatore italiano, e-distribuzione (che gestisce circa il 90% delle linee) nel proprio piano di sviluppo al 31 dicembre 2020 dichiara 2.336 cabine primarie e 447.250 cabine secondarie per una potenza di trasformazione rispettivamente di 110.353 MVA e 85.066 MVA<sup>113</sup>.

I principali driver che determinano (e soprattutto determineranno) l'evoluzione della rete di distribuzione sono identificabili nei seguenti:

- generazione distribuita (impianti di generazione connessi alle reti MT e BT);
- diffusione delle pompe di calore elettriche per il riscaldamento e il raffrescamento;
- infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici.

Dal monitoraggio dell'Autorità<sup>114</sup> al 31 dicembre 2020 risultano connessi circa 952.000 impianti di generazione distribuita di cui circa 935.000 di generazione fotovoltaica. La potenza efficiente lorda totale risulta di 34,1 GW, di cui circa 20 GW di generazione fotovoltaica e circa 7 GW di generazione termoelettrica. La produzione lorda totale è di 70,95 TWh, di cui 53,6 TWh da fonti rinnovabili con 22,8 TWh di fotovoltaico. Al 31 dicembre 2021<sup>115</sup> si contano oltre 1 milione di impianti fotovoltaici con potenza inferiore ai 5 MW (al di sotto dei 6 MW gli impianti sono solitamente connessi in distribuzione<sup>116</sup>) con una potenza totale di 20,3 GW; gli impianti di taglia superiore ai 5 MW sono 205 (di cui una parte è connessa in distribuzione), per una potenza complessiva di 2,3 GW.

Sempre al 2021 si contano circa 20,3 milioni di pompe di calore per il riscaldamento<sup>117</sup> per una potenza termica installata di circa 120,3 GW. Per quanto riguarda il raffrescamento degli ambienti risultano circa 22,0 milioni di impianti per una potenza termica installata di 136,3 GW.

Per quanto riguarda i veicoli elettrici, al 31 dicembre 2021 sono immatricolati 136.754 autoveicoli totali di cui il 49% BEV e il 51% PHEV, mentre si contano circa 26 mila punti di ricarica pubblici distribuiti su 13.223 infrastrutture di ricarica. Il 17% dei punti di ricarica ha una potenza fino a 7 kW in corrente alternata, il 77% fino a 43 kW in corrente alternata e il restante potenze superiori in corrente continua<sup>118</sup>.

Da questi numeri risulta evidente che il consumo per il riscaldamento e il raffrescamento già oggi riveste un contributo significativo per il carico e tipicamente i giorni di picco corrispondono ai giorni più caldi o più freddi<sup>119</sup>.

Gli interventi pianificati dai distributori hanno delle limitazioni rispetto all'evoluzione futura del sistema. I piani sono triennali e di conseguenza non coprono l'orizzonte temporale completo. Inoltre, nei piani sono riportati solamente gli interventi economicamente più rilevanti, tipicamente le cabine primarie e porzioni di rete in media tensione. I nuovi impianti di generazione distribuita e di carico hanno però impatti rilevanti soprattutto sulla rete di bassa tensione, che non è analizzata nel dettaglio. Per esempio, nel piano di sviluppo 2021 (PdS) di e-distribuzione<sup>120</sup> sono riportati, per

<sup>113</sup>[https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano\\_di\\_Sviluppo\\_delle\\_infrastrutture\\_di\\_EDistribuzione\\_2021\\_2023.pdf](https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf)

<sup>114</sup> <https://www.arera.it/it/docs/22/703-22.htm>

<sup>115</sup>[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf)

<sup>116</sup> <https://www.ceinorme.it/strumenti-online/norme-cei-0-16-e-0-21/>

<sup>117</sup> [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf)

<sup>118</sup><https://www.motus-e.org/analisi-di-mercato/dicembre-2021-le-auto-elettriche-raddoppiano-nel-21-il-governo-le-abbandonerà-aspettando-infrastrutture-che-già-ci-sono/>

<sup>119</sup> <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/dati-esercizio>

<sup>120</sup>[https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano\\_di\\_Sviluppo\\_delle\\_infrastrutture\\_di\\_EDistribuzione\\_2021\\_2023.pdf](https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf)

il triennio 2021-2023, 253 interventi sulle cabine primarie, di cui circa 90 per la realizzazione di nuove cabine primarie. In aggiunta è stata formalizzata la richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale di circa 75 impianti primari, prevalentemente per la connessione di nuova generazione distribuita. Il PdS di e-distribuzione è particolarmente significativo a questo riguardo, dato che serve le aree a maggiore penetrazione di generazione distribuita (gli altri gestori servono, con alcune eccezioni, prevalentemente i centri urbani). Passando ai successivi tre principali gestori per energia distribuita (Areti, Unareti e Ireti), nei loro PdS si prevede un totale di nuove 17 cabine primarie, senza contare il potenziamento dei trasformatori AT/MT. Dai piani di sviluppo emerge che gli interventi previsti sono guidati da diversi driver: crescita del carico, connessione della generazione, esigenze di telecontrollo, resilienza, riduzione delle perdite e qualità della tensione.

### *iii. Proiezioni delle esigenze di ampliamento della RTN almeno fino al 2040 (anche per il 2030)<sup>121</sup>*

Il Piano di Sviluppo 2023 di Terna identifica alcuni interventi di sviluppo qualificati come prioritari, di cui fanno parte anche due collegamenti con l'estero (nuovo HVDC Italia-Grecia e nuova interconnessione Italia-Tunisia). I collegamenti interni sono individuati in base alle seguenti esigenze principali:

- riduzione delle congestioni tra zone di mercato;
- riduzione delle congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva;
- incremento della sicurezza e affidabilità nelle aree metropolitane;
- incremento della qualità e sicurezza.

Di seguito si riporta il dettaglio dei principali interventi per tipologia di beneficio.

#### ❖ **RIDUZIONE CONGESTIONI TRA ZONE DI MERCATO**

- elettrodotto 400 kV "Calenzano - Colunga" per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione nord - centro nord;
- elettrodotto 400 kV "Foggia - Villanova" per l'incremento dei limiti di scambio in direzione sud - centro sud e per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al sud;
- elettrodotto 400 kV "Montecorvino - Avellino - Benevento" per l'incremento dei limiti di scambio sulle sezioni sud - centro sud e sud - Calabria, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- riassetto rete nord Calabria per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione Sud - Calabria, oltre che per favorire la produzione da fonti rinnovabili in Calabria;
- HVDC Centro Sud - Centro Nord (Adriatic Link) per l'incremento della sicurezza di esercizio del sistema elettrico tra le zone di mercato Centro Sud-Centro Nord e Centro Nord-Nord, garantendo maggiore capacità di regolazione, oltre che per favorire l'ulteriore produzione da fonte rinnovabile attesa;
- collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna (Tyrrhenian Link) per l'incremento dei limiti di scambio sulle sezioni Centro Sud - Sicilia e Sicilia - Sardegna, oltre che per favorire la sicurezza di esercizio del sistema elettrico delle isole collegandole direttamente con il Continente, garantendo maggiore capacità di regolazione, e l'integrazione della nuova generazione attesa da fonte rinnovabile sulle isole;
- Hypergrid: cinque nuove dorsali elettriche per l'incremento della capacità di trasporto tra le zone e favorire l'integrazione del nuovo contingente FER. Le cinque dorsali sono:

<sup>121</sup> Con riferimento ai piani nazionali di sviluppo della rete e ai piani di investimento regionale dei TSO

- Central Link
- HVDC Milano - Montalto
- Dorsale Ionico – Tirrenica: HVDC Priolo – Rossano – Montecorvino - Latina
- Dorsale Adriatica: HVDC Foggia – Villanova – Fano - Forlì
- Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (Sapei 2) e Sardinian Link

#### ❖ **RIDUZIONE CONGESTIONI INTRAZONALI E VINCOLI CAPACITÀ PRODUTTIVA**

- elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l'area nord - ovest e nord - est del Paese;
- razionalizzazione rete media Valle del Piave al fine di ridurre le congestioni e favorire la produzione da fonti rinnovabili (principalmente centrali idroelettriche) e il trasporto dell'energia immessa nella rete nei periodi di alta idraulicità;
- elettrodotti 400 kV “Paternò - Pantano - Priolo”, “Chiaramonte Gulfi - Ciminna” e “Partanna – Ciminna” per una maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente, anche al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- elettrodotto 150 kV SE S. Teresa - Buddusò al fine di ridurre le congestioni e incrementare la sicurezza e la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

#### ❖ **INCREMENTO DELLA SICUREZZA E AFFIDABILITÀ NELLE AREE METROPOLITANE**

- razionalizzazione reti AAT e AT Torino, Genova, Firenze, Roma e Napoli, per riduzione delle congestioni che condizionano la sicurezza e affidabilità di esercizio delle reti primarie che alimentano aree ad alta concentrazione di utenza.

#### ❖ **INCREMENTO DELLA QUALITÀ E SICUREZZA**

- riassetto della rete a 150 kV nella Penisola sorrentina, per la qualità e continuità del servizio di alimentazione della locale rete AT, caratterizzata da elevata densità di carico;
- interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa e nell'area di Catania per migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi delle aree, caratterizzate da molte cabine primarie in antenne e da carichi industriali sensibili alla fenomenologia dei buchi di tensione/microinterruzioni.

In aggiunta a quanto sopra, si fornisce di seguito la rappresentazione aggiornata preliminare della capacità di trasporto prevista in ambito europeo nel Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 <sup>122</sup> di ENTSO-E, attualmente in fase di predisposizione. La rappresentazione definitiva sarà disponibile con la pubblicazione del TYNDP 2024.

<sup>122</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/>

Tabella 80 - Valori di scambio secondo il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 di ENTSO-E

ENTSO-E TYNDP 2024		Transfer capacity increase (NTC) 2025		Transfer capacity increase (NTC) 2035	
Border		=>	<=	=>	<=
Inter-Nazionali	FR-ITn	4485	2160	4485	2160
	CH-ITn	4572	1910	5772	3110
	AT-ITn	725	545	1375	1195
	ITn-SI	680	753	1080	1153
	ITcs-ME	600	600	1200	1200
	GR-Its	500	500	1500	1500
	ITsic-MT	225	225	450	450
	ITsic-TN	0	0	600	600
Corsica	FRc-ITCO	70	130	120	150
	ITcn-ITCO	300	300	400	400
	ITsar-ITCO	380	320	480	420
Intra-Nazionali	ITcn-ITcs	3050	2950	4650	5350
	ITcn-ITn	3500	4700	4500	5300
	ITcs-ITs	2400	5000	5600	8200
	ITcs-ITsar	720	900	720	900
	ITsic-ITsar	0	0	1000	1000
	ITcs-ITsic	0	0	1000	1000
	ITs-ITca	1100	2350	4000	5250
	ITsic-ITca	1500	1500	4000	4000
	ITcs-ITn	0	0	2000	2000

#### *iv. Proiezioni delle esigenze di ampliamento delle reti di distribuzione almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*

Negli scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale riveste particolare rilevanza la crescita sia di alcune tipologie di carico sia della generazione distribuita: entrambi i fenomeni, ovviamente, incidono sulle reti di distribuzione. Relativamente ai conseguenti impatti sulla distribuzione è possibile esprimere delle considerazioni di carattere generale, anche se gli specifici interventi possono cambiare in funzione delle caratteristiche di ogni rete, del territorio servito e dello scenario considerato. Infatti, uno dei problemi principali per determinare l'evoluzione delle reti di distribuzione è applicare gli scenari globali alle realtà locali con un elevato dettaglio geografico.

In questo contesto, le reti possono essere suddivise in due tipologie principali: reti urbane e reti rurali, che si differenziano sia per le loro caratteristiche intrinseche, sia per l'evoluzione attesa delle utenze.

Per le reti di distribuzione in ambito urbano, l'aumento del carico, soprattutto in termini di potenza connessa alla rete, è particolarmente rilevante, a causa dell'elevata densità di carico già presente.

L'incremento del picco di potenza prelevata è legato principalmente al condizionamento estivo, al riscaldamento invernale, e alla ricarica dei veicoli elettrici e in misura minore all'elettrificazione degli altri usi finali (es. piani cottura elettrici). Per queste reti ci si aspetta un impatto su tutti i componenti di rete e soprattutto su quelli a tensione più bassa (cabine secondarie MT/BT e linee BT). Gli impatti sulle cabine primarie e sulle linee MT sono in genere inferiori, perché questi componenti di rete sono pianificati con dei margini piuttosto ampi e sono altamente telecontrollati, di conseguenza riescono a sopportare meglio un aumento del carico<sup>123</sup>. Inoltre, i fattori di contemporaneità dei diversi carichi tendono ad essere contenuti e i componenti di rete in prossimità della cabina primaria non soffrono significativamente gli aumenti di carico localizzati. Altri componenti di rete, come le cabine secondarie MT/BT<sup>124</sup> e le linee BT, sono invece più suscettibili a un aumento del carico, soprattutto se determinato dall'elettrificazione degli usi finali che è spesso caratterizzato da potenze elevate (es. veicoli elettrici), elevate concentrazioni di carico (es. ristrutturazione di un condominio con completa elettrificazione) o elevati fattori di contemporaneità (es. condizionamento estivo).

Considerando per esempio le cabine secondarie, le tre società di distribuzione che servono principalmente aree urbane (Areti, Unareti e Ireti) nei propri piani di sviluppo prevedono interventi nei prossimi anni su circa 3.500 cabine secondarie su un totale di circa 23.200. In questi casi le condizioni più critiche sono raggiunte prevalentemente durante le ondate di calore estive: le alte temperature e il contributo del carico dovuto agli impianti di condizionamento determinano maggiori problemi di sovraccarico e affidabilità. Risulta perciò evidente che l'aumento del numero di pompe di calore per il condizionamento estivo e dei veicoli elettrici determineranno un peggioramento delle condizioni esistenti (anche a parità di condizioni climatiche). Inoltre, anche durante i periodi invernali, sebbene il funzionamento delle reti sia favorito dalle basse temperature, l'utilizzo di impianti di riscaldamento elettrici unito all'aumento dei veicoli elettrici potrà determinare nuove criticità.

Infine, gli interventi di potenziamento delle reti in ambiti urbani risultano particolarmente difficoltosi: la posa delle linee richiede processi di scavo complessi e dispendiosi, soprattutto nei centri storici, e la realizzazione o il potenziamento delle cabine secondarie può risultare in alcuni casi infattibile a causa della mancanza di spazi fisici per i nuovi locali o delle limitazioni sul numero di permessi disponibili per attivare dei cantieri (in quest'ottica servirebbe sinergia con la pianificazione delle altre infrastrutture).

Al contrario, in aree industriali o rurali le reti di distribuzione sono maggiormente sollecitate dall'aumento della generazione distribuita, in particolare fotovoltaica. La generazione in questi casi determina degli impatti differenti rispetto al carico: molto spesso gli impianti di generazione sono di dimensioni rilevanti e allacciati in media tensione, anche tramite linee dedicate connesse direttamente in cabina primaria. In questi casi gli interventi principali sono legati alla costruzione di nuove cabine primarie per poter accogliere la generazione e trasmetterla verso la rete di trasmissione (come risulta evidente dal PdS di e-distribuzione). In caso di reti di media densità di carico (es. aree residenziali con numerose abitazioni unifamiliari), un'elevata penetrazione della generazione distribuita può determinare problemi su tutti i livelli di tensione a causa della maggiore densità di potenza della generazione distribuita rispetto al carico BT. Infine, nelle aree ad alta densità di carico la generazione locale solitamente porta dei benefici riducendo i picchi di carico, e viceversa anche i picchi di produzione vengono compensati anche in situazioni di basso carico. Risulta perciò evidente la potenziale sinergia carico-produzione nelle reti urbane sollecitate a causa delle ondate di calore. Nelle reti con un'elevata penetrazione della generazione distribuita

<sup>123</sup><https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2021/04/LCL-DNO-Report-B2-Impact-of-Electric-Vehicle-and-Heat-Pump-loads-on-Network-demand-profiles.pdf>

<sup>124</sup> [https://orca.cardiff.ac.uk/id/eprint/146419/1/IMRJ\\_7308\\_20211230\\_V1.pdf](https://orca.cardiff.ac.uk/id/eprint/146419/1/IMRJ_7308_20211230_V1.pdf)

rivestiranno un ruolo importante anche i sistemi di accumulo installati per aumentare l'autoconsumo, permettendo di contenere sia l'impatto della generazione sia dei nuovi carichi.

Per quanto riguarda l'elettrificazione degli usi finali alcune considerazioni generali possono essere condotte per le pompe di calore e i veicoli elettrici.

I sistemi di condizionamento a pompa di calore per il raffrescamento costituiscono già un carico significativo per la rete, con circa il 50% delle famiglie dotate di un climatizzatore<sup>125</sup>. Questo è dimostrato anche dal fatto che il picco di carico del sistema elettrico si riscontra in corrispondenza delle giornate più calde dell'anno. L'aumento del numero di impianti di condizionamento accentuerà sicuramente queste criticità, soprattutto nelle aree urbane caratterizzate dai fenomeni di isole di calore.

Le pompe di calore utilizzate come impianto principale per il riscaldamento sono attualmente molto meno diffuse dei climatizzatori estivi<sup>126</sup>. Sebbene il profilo di assorbimento di queste utenze non si sovrapponga al picco esistente della rete di distribuzione, che, come detto, avviene solitamente d'estate, il loro impatto sulla rete in futuro non sarà trascurabile. Soprattutto nei casi di sostituzione di impianti termici esistenti di taglia elevata (es. condominiali), il loro impatto sulla rete, soprattutto di bassa tensione, potrebbe essere significativo.

La stima dell'impatto delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici è incerta a causa della scarsa esperienza degli operatori di rete sul comportamento di questi sistemi, soprattutto a causa del fatto che molti dei relativi consumi sono *behind the meter* e quindi non monitorati direttamente dai distributori, problematica che riguarda anche le pompe di calore. Inoltre, è molto incerta la traiettoria di evoluzione della mobilità, intesa non solamente come livello di diffusione e vettore energetico impiegato, ma anche come distribuzione territoriale, tipologie di infrastrutture di ricarica e abitudini degli utenti. Attraverso indagini di scenario si sono individuati gli aspetti più significativi: per quanto riguarda le ricariche lente degli utenti non domestici, le criticità attese sono prevalentemente legate alla sovrapposizione del picco mattutino *baseline* con il picco di ricarica delle automobili che si recano sui posti di lavoro<sup>127</sup>. Per le ricariche domestiche, invece, le criticità sono determinate dalla sovrapposizione del picco serale con il picco di ricarica dei veicoli di chi rientra a casa nella stessa fascia oraria<sup>128</sup>. Le ricariche delle altre tipologie di utenze (es. Trasporto Pubblico Locale, hub di ricarica per veicoli commerciali leggeri e pesanti) sono maggiormente dipendenti dalla specifica localizzazione sulla rete (es. in prossimità di una cabina primaria già saturata) e delle esigenze di ricarica<sup>129</sup> (es. in deposito e attraverso gli *opportunity charger*). Gli impatti aumentano al crescere della potenza nominale dei punti di ricarica, soprattutto per le infrastrutture pubbliche a media e alta potenza<sup>130</sup>. La ricarica dei veicoli elettrici presenta però anche il notevole vantaggio di poter essere controllata in modo relativamente semplice, permettendo di modulare l'assorbimento anche in base alle esigenze del sistema<sup>131</sup>. Questo permette di realizzare una serie di strategie per ridurre l'impatto sul sistema elettrico e in particolare sulla rete di distribuzione<sup>132</sup>. Per quanto riguarda le ricariche presso i luoghi di lavoro, esse possono essere coordinate, anche

<sup>125</sup><https://www.istat.it/it/files/2022/06/REPORT-CONSUMI-ENERGETICI-FAMIGLIE-2021-DEF.pdf>

<sup>126</sup> [https://www.assoclima.it/downloads/2256/73/Libro\\_Bianco\\_sulle\\_pdc\\_quarta\\_edizione\\_\\_versione\\_web.pdf](https://www.assoclima.it/downloads/2256/73/Libro_Bianco_sulle_pdc_quarta_edizione__versione_web.pdf)

<sup>127</sup>[https://www.researchgate.net/publication/341454431\\_Cross-Country\\_Comparison\\_of\\_Hourly\\_Electricity\\_Mixes\\_for\\_EV\\_Charging\\_Profiles](https://www.researchgate.net/publication/341454431_Cross-Country_Comparison_of_Hourly_Electricity_Mixes_for_EV_Charging_Profiles)

<sup>128</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206152100140X>

<sup>129</sup> <https://open-research-europe.ec.europa.eu/articles/1-156>

<sup>130</sup><https://www.rse-web.it/rapporti/evoluzione-del-sistema-energetico-urbano-e-impatti-attesi-sulle-infrastrutture-risultati-e-raccomandazioni/>

<sup>131</sup> IEA *Grid Integration of Electric Vehicles A manual for policy makers*.

<sup>132</sup> Rancilio, G.; Cortazzi, A.; Viganò, G.; Bovera, F. *Assessing the Nationwide Benefits of Vehicle–Grid Integration during Distribution Network Planning and Power System Dispatching*. *World Electr. Veh. J.* **2024**, *15*, 134. <https://doi.org/10.3390/wevj15040134>



con il carico preesistente, in modo da minimizzare l'impatto sulla rete<sup>133</sup>. La ricarica sul posto di lavoro e, più in generale, la ricarica diurna hanno il vantaggio di poter essere accoppiate con la generazione fotovoltaica, raggiungendo il beneficio di una riduzione dell'impatto sulla rete (reciproca compensazione tra carico e generazione)<sup>134</sup>. Per quanto riguarda la ricarica domestica, una soluzione semplice consiste nel dilazionare o posticipare la ricarica nelle ore notturne, periodo in cui il carico ha il suo minimo giornaliero<sup>135,136</sup>. Un'altra interessante soluzione è quella di installare dei sistemi di accumulo, anche accoppiati a impianti di generazione distribuita, che potrebbero così permettere minori potenziamenti della rete<sup>137</sup>. Per quanto riguarda le ricariche in infrastrutture ad accesso pubblico, sono rilevanti i sistemi di coordinamento dei processi di ricarica<sup>138</sup> (soprattutto per le soste più lunghe) o, nuovamente, l'installazione di sistemi di accumulo<sup>139</sup>, che avrebbero anche il vantaggio di ridurre la potenza nominale delle stazioni e quindi evitare l'installazione di una cabina utente per connessioni in MT. Infine, è opportuno menzionare il coordinamento per la pianificazione dell'ubicazione dei punti di ricarica con i gestori di rete<sup>140</sup>.

Per permettere alle reti di distribuzione di gestire la connessione di ulteriori carichi e generatori, possono essere valutate soluzioni di controllo intelligente (es. controllo della potenza reattiva dei generatori), l'installazione di apparati dedicati (es. banchi di rifasamento, sistemi di accumulo) o l'uso della flessibilità resa disponibile dagli utenti<sup>141</sup>. Le soluzioni proposte in letteratura sono numerose<sup>142</sup>, ma spesso risulta difficile quantificarne i benefici. Infatti, un'analisi esaustiva<sup>143</sup> di questi ultimi rapportati ai relativi costi deve tenere conto di molteplici fattori (es. remunerazione e costo della flessibilità resa disponibile dagli utenti) e dell'incertezza dell'evoluzione dello scenario. In questi casi è anche importante caratterizzare in dettaglio il mercato locale considerando il coordinamento tra TSO e DSO per la fornitura di servizi ancillari<sup>144</sup>.

In letteratura sono disponibili pochi studi in grado di quantificare in modo attendibile gli investimenti necessari negli scenari di decarbonizzazione, soprattutto a causa della mancanza di dati per modellizzare il sistema, della difficoltà di condurre analisi su sistemi vasti e complessi e della difficoltà di scalare scenari nazionali o regionali al livello delle reti di distribuzione. In uno studio di Eurelectric<sup>145</sup> si stimano per l'Italia circa 30 miliardi di investimenti sulle reti di distribuzione tra il 2020 e il 2030 in uno scenario con un aumento di 42 GW di generazione e 6 milioni di veicoli elettrici. Di questi 30 miliardi, circa 6 sono determinati dai veicoli elettrici e 3.3 miliardi dalla generazione. Il resto riguardano soprattutto investimenti legati alla digitalizzazione e all'ammodernamento della rete: quest'ultima voce di spesa è particolarmente significativa, soprattutto a causa dell'invecchiamento dell'infrastruttura. Infatti, lo stesso studio stima che al 2030 circa il 50% delle linee BT avrà più di 40 anni: la necessità di modernizzare la rete può essere perciò un'occasione per ripensare la pianificazione in funzione dei nuovi scenari. Un deciso

<sup>133</sup> Zachary Needell, Wei Wei, Jessika E. Trancik, "Strategies for beneficial electric vehicle charging to reduce peak electricity demand and store solar energy," *Cell Reports Physical Science*, Volume 4, Issue 3, 2023, 101287, ISSN 2666-3864,

<sup>134</sup> Bosisio, Alessandro & Iannarelli, Gaetano & Greco, Bartolomeo & Morotti, Andrea & Pegoiani, Andrea & Cirocco, Alessandro & Cavalletto, Luca. (2023). *E-hub urbani di ricarica dei veicoli elettrici*. 108 - Numero 11/12. 20-28.

<sup>135</sup> <https://www.irena.org/>

<sup>136</sup> [https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_EV\\_Smart\\_Charging\\_2019.pdf?rev=ce97a59bf5314e1dafce7bdcaa72fa88](https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_EV_Smart_Charging_2019.pdf?rev=ce97a59bf5314e1dafce7bdcaa72fa88)

<sup>137</sup> <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/20/541-20>

<sup>138</sup> <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/557>

<sup>139</sup> <https://www.rse-web.it/rapporti/fornitura-di-servizi-alla-rete-tramite-veicoli-elettrici-in-ricarica-soluzioni-tecniche-gestione-e-remunerabilita-nel-caso-applicativo-di-flotte-aziendali/>

<sup>140</sup> <https://www.mdpi.com/2079-9292/9/6/939>

<sup>141</sup> <https://www.arera.it/it/docs/23/173-23.htm>

<sup>142</sup> <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/296-23>

<sup>143</sup> <https://bridge-smart-grid-storage-systems-digital-projects.ec.europa.eu/>

<sup>144</sup> <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grid-cost-benefit-analysis>

<sup>145</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/21/352-21.pdf>

<sup>146</sup> <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots/>

aumento degli investimenti a livello globale, quasi il 100%, è previsto anche dalla IEA<sup>146</sup>, ma i dati non sono scorporati per area geografica e quindi non è possibile estrarre le informazioni specifiche per l'Italia.

In uno studio RSE<sup>147</sup> erano stati valutati i costi addizionali relativi ad uno scenario che considerava circa 50GW di capacità di generazione fotovoltaica installata e 6 milioni di veicoli elettrici: i maggiori investimenti erano stimati in circa 7,2 miliardi di euro, di cui 1 miliardo dovuti ai veicoli elettrici, 600 milioni alle pompe di calore e 5,6 miliardi alla generazione fotovoltaica. I costi potevano comunque variare tra i 3,3 fino a quasi 11 miliardi in base alle ipotesi di scenario e alla penetrazione di tecnologie *smart grid*. Questi valori sono da considerarsi addizionali rispetto agli investimenti sull'infrastruttura di rete già inclusi nell'andamento storico dei distributori (solitamente maggiori di 1,2 miliardi l'anno<sup>148</sup>) quindi il valore stimato, seppur inferiore, è dello stesso ordine di grandezza del rapporto di Eurelectric. Bisogna tuttavia tenere conto delle incertezze nello scenario a livello locale: ad esempio, se la penetrazione di infrastrutture di ricarica sarà maggiore nelle aree più urbanizzate, in cui il carico è già elevato e subirà un aumento contestuale dovuto alla diffusione delle pompe di calore, l'impatto potrà essere anche localmente significativo.

#### ❖ **RAFFORZAMENTO SMART GRID (PNRR M2C2-I2.1)**

Nell'ambito del PNRR è stata introdotta la Missione 2 "*Rivoluzione verde e Transizione ecologica*", Missione 2 "*Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete*" è stato previsto l'Investimento 2.1 "*Rafforzamento smart grid*" finalizzato a incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili (Hosting Capacity) e a aumentare la potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici (es. mobilità elettrica, riscaldamento con pompe di calore). Per l'attuazione della misura sono stati assegnati circa 3,6 mld€ con l'obiettivo di incrementare la *Hosting capacity* per la generazione distribuita di 4.000 MW e aumentare la capacità e la potenza a disposizione di almeno 1.500.000 utenti per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici.

Con il DM n. 146 del 6 aprile 2022 sono stati definiti gli elementi essenziali delle procedure di selezione delle proposte relative alla misura. In particolare, il decreto destina 3,6 mld€ (1 mld€ per incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili; 2,6 mld€ per aumentare la potenza a disposizione delle utenze e favorire l'elettrificazione) ai concessionari del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica, sotto forma di contributo a fondo perduto fino al 100% dei costi ammissibili, per la realizzazione di interventi sia sulla rete elettrica che sui suoi componenti software.

Il 22 giugno 2022, è stato pubblicato sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica l'avviso pubblico n. 119 per la presentazione di proposte progettuali, prevedendo che i soggetti interessati possono presentare proposte progettuali nell'ambito dei due citati contingenti (hosting capacity e elettrificazione dei consumi).

Alla data del 3 ottobre 2022, termine di presentazione delle domande di finanziamento, sono stati presentati 25 progetti integrati e due progetti finalizzati all'elettrificazione dei consumi. Sulla base della dotazione finanziaria complessiva dell'Avviso sono stati ammessi a finanziamento 22 progetti con la realizzazione dei quali alla data del 30 giugno 2026 l'incremento della Hosting Capacity sarà pari a circa 9.800 MW e il numero di abitanti coinvolti dagli interventi di elettrificazione sarà pari a 8,5 milioni.

<sup>146</sup> <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf>

<sup>147</sup> <https://www.rse-web.it/rapporti/confronto-tecnico-economico-delle-alternative-di-sviluppo-al-2030-della-rete-di-distribuzione/>

<sup>148</sup> <https://ieeexplore.ieee.org/document/9241121>

L'investimento è incrementato con risorse aggiuntive, pari a € 450 milioni di euro, dal REPowerEU M7-Investimento 1, con l'obiettivo di realizzare i progetti già selezionati nell'ambito della misura M2C2.1 del PNRR ammissibili ma non finanziati per esaurimento della dotazione finanziaria e interventi su porzioni di rete a bassa e media tensione per l'elettrificazione dei consumi di ulteriori 230.000 abitanti.

#### ❖ **INTERVENTI SU RESILIENZA CLIMATICA RETI (PNRR M2C2-I2.2)**

Nell'ambito del PNRR è stata introdotta la Missione 2 "Rivoluzione verde e Transizione ecologica", Missione 2 "Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete" è stato previsto l'Investimento 2.2 "Interventi su resilienza climatica reti" finalizzato ad aumentare la resilienza della rete di distribuzione, agli eventi meteorologici estremi (vento/caduta di alberi, ghiaccio, ondate di calore, inondazioni e rischi idrogeologici), nonché a ridurre la probabilità di interruzioni prolungate della fornitura elettrica e limitare le conseguenze sociali ed economiche negative per le aree interessate.

Per l'attuazione della misura sono stati assegnati circa 0,5 mld € con l'obiettivo migliorare la resilienza di almeno 4.000 km di rete del sistema elettrico al fine di ridurre la frequenza e la durata delle interruzioni della fornitura dovute a condizioni meteorologiche estreme.

Con il DM n. 150 del 7 aprile 2022 sono stati definiti gli elementi essenziali delle procedure di selezione delle proposte relative alla misura. Il decreto assegna 500 mln€ (150 mln€ per la realizzazione di interventi che impattano su almeno 1500 km della rete di trasmissione; 350 mln€ per la realizzazione di interventi sulla rete di distribuzione), nella forma di contributo a fondo perduto, fino al 100% dei costi ammissibili, al concessionario della rete elettrica di trasmissione e ai concessionari della rete elettrica di distribuzione per la realizzazione di interventi volti ad aumentare la resilienza di almeno 4000 km della rete elettrica agli eventi meteorologici estremi, nonché a ridurre la probabilità di interruzioni prolungate della fornitura elettrica e limitare le conseguenze sociali ed economiche negative per le aree interessate.

Il 20 giugno 2022, sono stati pubblicati l'Avviso pubblico n. 117 per acquisire manifestazioni di interesse per la realizzazione di interventi finalizzati a migliorare la resilienza della rete elettrica di trasmissione a eventi meteorologici estremi e l'Avviso pubblico n. 118 per la presentazione di Proposte di intervento finalizzati a migliorare la resilienza delle reti elettriche di distribuzione.

A valere sull'Avviso n. 117, sono stati presentati dal TSO n. 10 progetti per un importo complessivo di circa 173 mln€ e sono stati ammessi a finanziamento 9 progetti che impattano su 1.700 km di rete.

A valere sull'Avviso n. 118 sono stati presentati dai Distributori n. 27 progetti per un importo complessivo di circa 440 mln€ e sono stati ammessi a contributo 22 progetti che impattano su circa 6.593 km di rete.

L'investimento è stato incrementato con risorse aggiuntive, pari a € 63,2 milioni dal REPowerEU M7-Investimento 2. Con l'incremento della dotazione verranno realizzati gli interventi già selezionati nell'ambito della misura M2C2.2 del PNRR, ammissibili ma non finanziati per esaurimento della dotazione finanziaria, con un aumento della resilienza per ulteriori 648 km di rete elettrica.

### 4.5.3 Mercati dell'energia elettrica e del gas, prezzi dell'energia

#### *i. Situazione attuale dei mercati dell'energia elettrica e del gas, compresi i prezzi dell'energia*

##### ❖ **MERCATI ORGANIZZATI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

L'architettura del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano è attualmente incentrata sui seguenti tre segmenti:

- i mercati dell'energia, ripartiti tra mercati a pronti e mercati a termine, nei quali gli operatori si scambiano energia elettrica tra loro;
- il mercato per il servizio di dispacciamento o MSD ripartito tra MSD ex-ante e Mercato del Bilanciamento o MB, nel quale il gestore del sistema acquista i servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema elettrico nel tempo reale;
- il mercato della capacità di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, nel quale il gestore del sistema approvvigiona a termine la capacità necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

##### ◆ **MERCATI DELL'ENERGIA**

In Italia il Gestore dei Mercati Energetici (GME) è il soggetto che, ai sensi del D.lgs. 79/1999, ha il compito di organizzare e gestire i mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a Pronti dell'Energia (MPE) - a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero (MI) - e Mercato elettrico a Termine (MTE).

Il MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna: essa viene gestita mediante aste orarie in cui le offerte accettate sono valorizzate al prezzo marginale di equilibrio (*system marginal price*). Il MGP è un mercato organizzato su base zonale, in cui le zone di mercato rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte accettate in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte accettate in acquisto e riferite a unità di consumo sono valorizzate in ciascuna ora al Prezzo Unico Nazionale (PUN), definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti zionali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Anche il MI è un mercato zonale che si articola in una sessione in contrattazione continua (XBID), organizzata in *book* di negoziazione zionali, intervallata da tre aste a prezzo marginale di equilibrio con orari di chiusura progressiva, in cui sia le offerte in vendita che quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Il GME è altresì il soggetto individuato come Nominated Electricity Market Operator (NEMO) ai sensi del Regolamento della Commissione 2015/1222 (c.d. CACM Regulation). Nell'ambito del disegno di mercato integrato sviluppatosi negli ultimi anni ai sensi del suddetto regolamento CACM, sulla frontiera tra Italia e Slovenia, tra Italia e Francia, tra Italia e Austria e tra Italia e Grecia, le capacità di interconnessione giornaliere sono ora assegnate, in relazione sia al Mercato del Giorno Prima sia al Mercato Infragiornaliero, attraverso il meccanismo del *market coupling*. Tale meccanismo effettua contemporaneamente l'allocazione implicita dei diritti di trasmissione fisici giornalieri ed il *clearing* delle offerte di acquisto e di vendita di energia. Nel 2021 l'Italia ha aderito al progetto

europeo di Mercato Infragiornaliero, interconnesso, a negoziazione continua con aste complementari per la valorizzazione della capacità, permettendo la contrattazione fino ad un'ora prima dell'effettiva consegna dell'energia a beneficio in particolare dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili, che possono ora meglio aggiustare le loro posizioni in virtù di previsioni più aggiornate della produzione

Il GME è, inoltre, coinvolto, insieme ad ARERA, Terna e MASE nell'ambito del progetto WB6 Western Balcan finalizzato a promuovere l'avvio di un *coupling* regionale nell'area balcanica sulla base dell'esperienza maturata.

Per quanto riguarda il mercato a termine, il MTE consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto).

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Questi ultimi sono comunque registrati su una specifica piattaforma, la Piattaforma Conti Energia (PCE) che consente ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti, inclusi quelli bilaterali conclusi su piattaforme di brokeraggio.

#### ◆ **MERCATO PER IL SERVIZIO DEL DISPACCIAMENTO**

Il MSD, organizzato sulla base dei criteri e condizioni fissati da ARERA, ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico quali, ad esempio: la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione e l'utilizzo di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale. Il MSD si articola in una fase di programmazione (MSD ex ante) e nel Mercato del bilanciamento (MB). Il MSD ex ante si articola in sei sottofasi di programmazione, mentre il MB prevede la presentazione continua di offerte, sino a 60' prima dell'inizio dell'ora cui tali offerte si riferiscono. La modalità di contrattazione nel MSD è quella di un'asta discriminatoria, ove le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*). Dal 2025 entra in vigore la nuova regolazione dell'attività di dispacciamento volta a garantire la sicurezza del sistema elettrico in modo efficiente, anche nell'attuale contesto in rapida e continua evoluzione, caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili.

Anche con riferimento al MSD, l'Italia partecipa al processo di integrazione europea in corso. Dal 2021 è infatti operativa una piattaforma per l'integrazione dei mercati di bilanciamento e, nello specifico, per lo scambio di servizi di riserva, dei Paesi UE. Inoltre, al fine di implementare le nuove modalità di negoziazione conseguenti all'adesione dell'Italia al mercato europeo *intraday*, in modo coerente con il dispacciamento centralizzato da parte di Terna, sono state introdotte modifiche all'organizzazione del mercato dei servizi volte ad un maggiore coordinamento dello stesso con gli esiti del mercato *intraday*, prevedendo vincoli specifici alle unità abilitate alla fornitura di servizi a permanere entro specifici intervalli di potenza dispacciata definiti da Terna.

#### ◆ **MERCATO DELLA CAPACITÀ**

Oltre ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, in Italia è operativo anche un mercato della capacità, finalizzato a garantire, in un'ottica di neutralità tecnologica, l'adeguatezza del sistema rispetto ad un obiettivo prefissato, attraverso la realizzazione di nuova capacità ed il mantenimento in piena efficienza della capacità esistente: non solo generazione ma anche *demand*

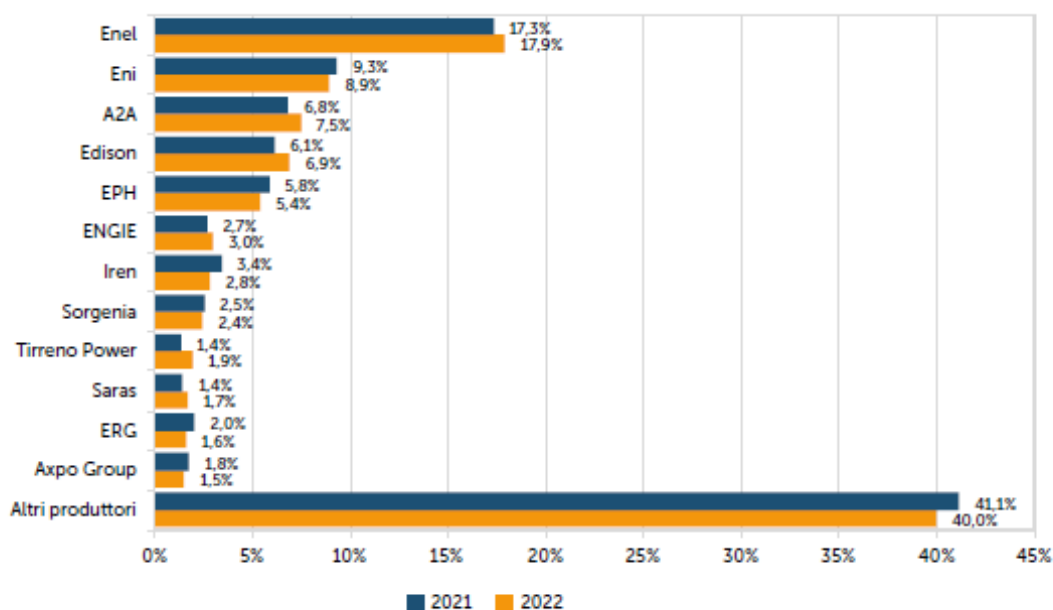
*response* e sistemi di accumulo. Con il termine “adeguatezza” si intende la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio. Un sistema elettrico si può ritenere adeguato se è dotato di risorse sufficienti in termini di generazione, stoccaggio, *demand response* e capacità di trasporto per soddisfare la domanda attesa di energia elettrica con un ragionevole grado di confidenza.

Tale mercato è gestito da Terna che organizza periodicamente delle aste con diversi periodi di consegna della capacità contrattualizzata (1 anno per la capacità esistente e 15 anni per la capacità di nuova realizzazione), sulla base di una disciplina predisposta da Terna medesima. La disciplina si basa su criteri e condizioni fissati dall'ARERA e approvata dal MASE, nel rispetto della normativa comunitaria. Lo svolgimento delle aste si basa sull'analisi di adeguatezza nel medio-lungo periodo che Terna effettua annualmente. Gli assegnatari di contratti di capacità in esito alle aste, a fronte dell'ottenimento di un premio, devono garantire che tale capacità sia offerta sui mercati dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento per la durata dell'obbligo di consegna e sono tenuti a restituire al sistema ogni differenza positiva tra i prezzi ottenuti su tali mercati ed un prezzo *strike* predefinito.

#### ◆ DATI QUALITATIVI DI SINTESI SU GENERAZIONE E MERCATI ALL'INGROSSO

A fronte di una produzione lorda di 284 TWh, il contributo dei principali produttori è evidenziato nella figura seguente.

Figura 77: Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda: confronto 2021-2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'indice di Herfindahal - Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 576, risulta in aumento rispetto al 2021, quando era pari a 552 e già in aumento rispetto al 2020 (496).

Nel 2022 si evidenzia una riduzione dei consumi elettrici, conseguente alle condizioni dei mercati energetici in concomitanza dello scoppio della guerra russo-ucraina, che ha determinato una contrazione rispetto al 2021 delle negoziazioni nel mercato organizzato, attestandosi queste ultime a quota 289,2 con effetti anche sul livello di liquidità (72,9%). Nel 2023, prosegue la contrazione dei volumi negoziati accompagnata da una flessione dei prezzi.



Il PUN, analogamente agli altri prezzi dei mercati *day-ahead* europei, ha subito rialzi mai osservati prima, alimentati soprattutto dai costi di generazione (in particolare: il costo del gas naturale PSV). Il prezzo elettrico italiano medio annuo del 2022 ha così raggiunto il record storico di 303,95 €/MWh. È interessante osservare che nella crescita quasi verticale registrata nel 2022, si è aggiunta anche una dinamica rialzista del *clean spark spread* (CSS).

Figura 78: Andamento del PUN e sue determinanti [Fonte: GME]

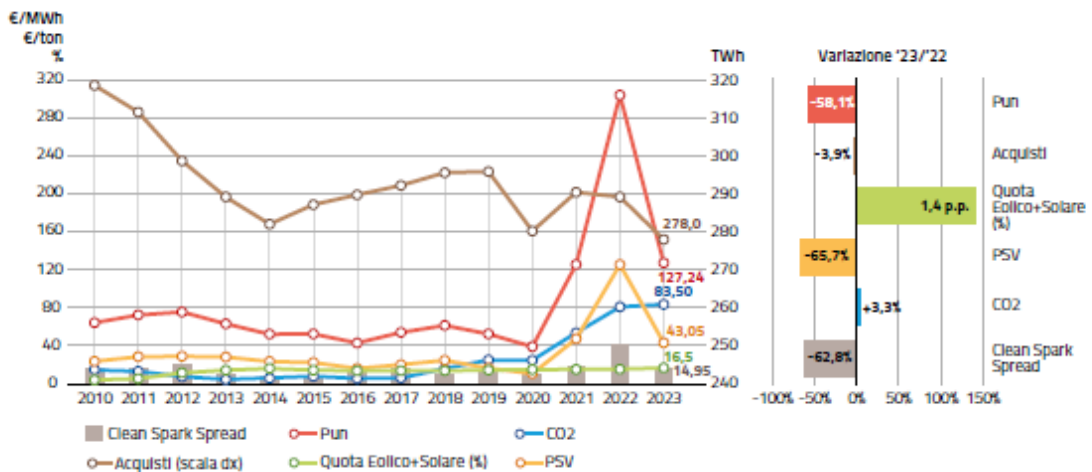
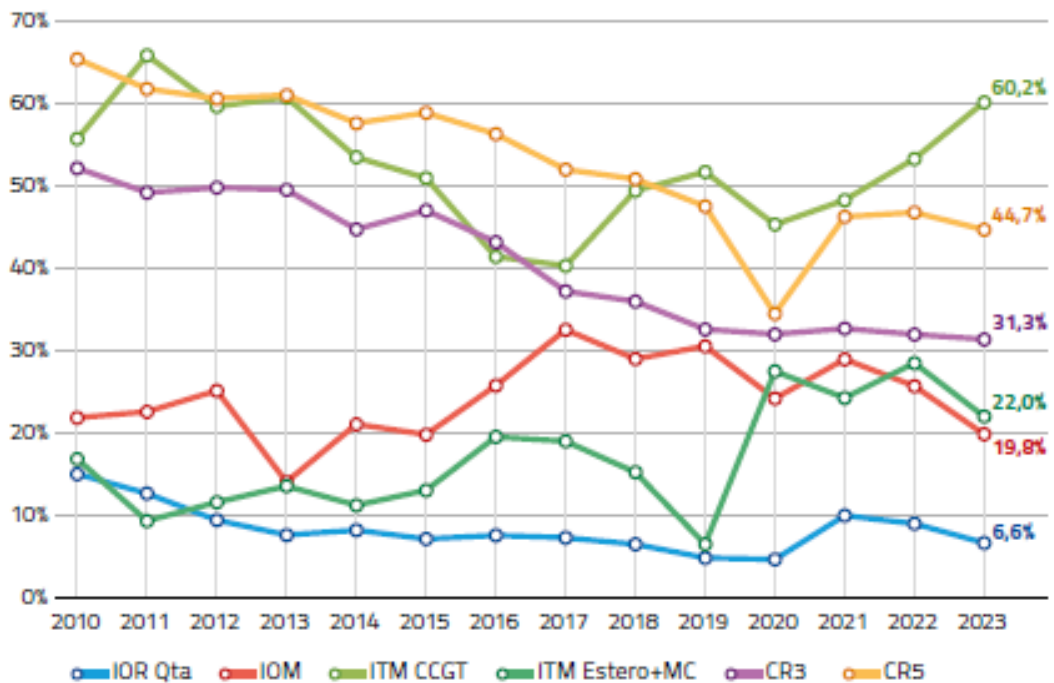


Figura 79: Indicatori di competitività a livello aggregato [Fonte: GME]



Per quanto riguarda il mercato della capacità, ad oggi sono state effettuate tre aste, due alla fine 2019 e una nel 2021, con riferimento ai periodi di consegna 2022, 2023, 2024. È in fase di programmazione lo svolgimento delle nuove aste per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028.



Di seguito si riportano i dati di sintesi dell'approvvigionamento di capacità funzionale all'adeguatezza finora svolto.

Tabella 81 – Sintesi degli esiti delle aste per l'approvvigionamento della capacità

	2022	2023	2024
Capacità sul territorio nazionale	36,5 GW	39 GW	37,9 GW
Capacità relativa alle frontiere estere	4,4 GW	4,4 GW	3,6 GW
Capacità da generazione da fonti rinnovabili non programmabili (eolico, fotovoltaico e idro ad acqua fluente)	1 GW	1,3 GW	1,5 GW
Capacità da sistemi di accumulo	0	0,1 GW	1,1 GW
Capacità esistente: volume	34,8 GW	35 GW	34,2 GW
Capacità esistente: premio	33.000 €/MW/anno	33.000 €/MW/anno	33.000 €/MW/anno
Capacità di nuova realizzazione: volume	1,8 GW	4 GW*	3,8 GW**
Capacità di nuova realizzazione: premio	75.000 €/MW/anno	75.000 €/MW/anno	70.000 €/MW/anno

\* Di cui 3,1 GW autorizzata e 0,9 GW di contratti risolti (fonte Terna)

\*\* di cui 3,2 GW autorizzata e 0,6 GW di contratti risolti (fonte Terna)

#### ❖ MERCATI ALL'INGROSSO DEL GAS NATURALE

Importazioni e acquisti al Punto di Scambio Virtuale (PSV) sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono.

Il PSV è un *hub* virtuale gestito da Snam Rete Gas, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa, derivanti sia da negoziazioni OTC sia da contrattazioni sui mercati centralizzati.

Con riferimento a questi ultimi, a partire dal 2010 è stata avviata in Italia la borsa del gas in cui il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori. In tale mercato, ora denominato MGAS, gli operatori abilitati possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Il MGAS si articola in:

- Mercato del gas a pronti (MPGAS), costituito dall'insieme dei seguenti mercati:
  - Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS). Le negoziazioni sul MGP-GAS si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua e, per il solo comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (comparto AGS), la cui sessione si svolge nel giorno gas G-1, secondo le modalità di negoziazione ad asta. Per le negoziazioni del MGP-GAS, che si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative ai tre giorni-gas successivi a quello in cui si apre la sessione di negoziazione. Per le negoziazioni del comparto AGS, che si svolgono secondo le modalità di negoziazione ad asta, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas successivo a quello in cui si svolge la sessione di negoziazione.
  - Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS). Le negoziazioni sul MI-GAS si svolgono secondo le modalità della negoziazione continua e, per il solo comparto per

l'approvvigionamento di gas di sistema (comparto AGS), la cui sessione si svolge nel giorno G, secondo le modalità di negoziazione ad asta. Per le negoziazioni del MI-GAS, che si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui si apre la sessione di negoziazione. Per le negoziazioni del comparto AGS, che si svolgono secondo le modalità di negoziazione ad asta, vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al medesimo giorno-gas in cui si svolge la sessione di negoziazione.

- Mercato dei Prodotti Locational (MPL). Il MPL si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta. Le sessioni del MPL si svolgono unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.
- Mercato organizzato per la negoziazione di Gas in Stoccaggio (MGS). Il MGS si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta. Sul MGS possono essere negoziate dagli utenti abilitati e da Snam Rete Gas offerte di acquisto e vendita di gas in stoccaggi.
- Mercato a Termine del Gas (MT-GAS). Il MT-GAS si svolge secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MT-GAS vengono organizzati tanti *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile, riferiti a diversi periodi di consegna, nell'ambito dei quali sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas.

A fronte di un consumo lordo in Italia nel 2022 di quasi 68.500 milioni di sm<sup>3</sup>, sceso a circa 61.500 nel 2023 per effetto della crisi dei prezzi e delle politiche di contenimento dei consumi adottate, circa 3.300 milioni sm<sup>3</sup> riguardano la produzione nazionale così ripartita tra i diversi operatori.

Tabella 82 – Produttori nazionali di gas naturale

Gruppo	Quantità	Quota
ENI	2.177	66,3%
Royal Dutch Shell	540	16,4%
Energean PLC	249	7,6%
Gas Plus	90	2,8%
Altri	226	6,9%
<b>TOTALE</b>	<b>3.282</b>	<b>100%</b>

Fonte: Arera, indagine annuale sui settori energetici

Le importazioni nel 2022 sono state pari a circa 72.300 milioni sm<sup>3</sup> mentre nel 2023 61.600 milioni sm<sup>3</sup>.

Tabella 83 – Principali operatori importatori (2022)

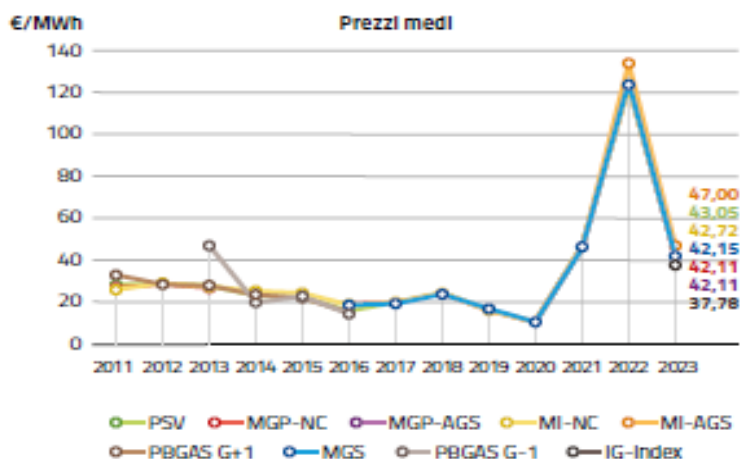
Ragione Sociale	Quantità	Quota	Posizione nel 2021
ENI	28.470	41,9%	1°
Edison	11.337	16,7%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	7.789	11,5%	3°
ENEL Global Trading	4.276	6,3%	4°
Shell Energy Europe Limited	4.179	6,2%	5°
Gunvor International	2.710	4,0%	6°
Vitol	1.775	2,6%	13°
Engie Italia	1.130	1,7%	9°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.053	1,5%	-
Dxt Commodities	987	1,5%	7°
Axpo Solutions	938	1,4%	8°
A2A	791	1,2%	11°
BP Gas Marketing	719	1,1%	32°
Gazprom Italia	323	0,5%	10°
Enet Energy	296	0,4%	18°
Hera Trading	276	0,4%	16°
RWE Supply & Trading	268	0,4%	26°
Centrica Energy Trading	142	0,2%	23°
Axpo Italia	81	0,1%	33°
Repower italia	66	0,1%	22°
Altri	320	0,5%	-
<b>TOTALE</b>	<b>67.926</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>
di cui: importazioni dalle borse europee	4.326	6,5%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)	72.583	-	-

Fonte: Arera, indagine annuale sui settori energetici

Le contrattazioni nel MP-GAS consolidano nel 2022 la crescita registrata nei quattro anni precedenti e salgono al massimo storico di 175 TWh (in aumento del 35% rispetto al 2021), pari su base annua al 24% della domanda complessiva, per subire poi una battuta d'arresto nel 2023 con una contrazione, all'interno di un sistema gas connotato da un generale calo della domanda, a 155 TWh.

Relativamente alle dinamiche di prezzo nel 2022 e nel 2023 nei mercati del gas gestiti dal GME si riportano nella seguente figura le relazioni tra volumi e prezzi nei diversi comparti.

Figura 80 - Prezzi dei mercati gas



#### ❖ MERCATO AL DETTAGLIO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

Per le evidenze sul mercato al dettaglio, si rinvia ai dati contenuti nel report dell'ARERA, di cui al seguente link <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/343-23> e al successivo aggiornamento <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/59-24>.

Relativamente al mercato finale di energia elettrica e gas naturale, è stato completato il processo di superamento del regime dei prezzi regolati di energia elettrica e gas naturale. Nel settore elettrico, è stato perfezionato il passaggio al mercato libero, a seguito dell'assegnazione del Servizio a Tutele Gradali (strumento di transizione individuato dal legislatore per il passaggio al mercato libero), per le seguenti categorie di clienti finali:

- per le piccole imprese e le microimprese con potenza impegnata superiore a 15kW, a decorrere dal 1° luglio 2021;
- per le microimprese e la generalità dei clienti finali diversi da quelli domestici, a decorrere dal 1° aprile 2023;
- per i clienti domestici diversi dai clienti vulnerabili a decorrere dal 1° luglio 2024.

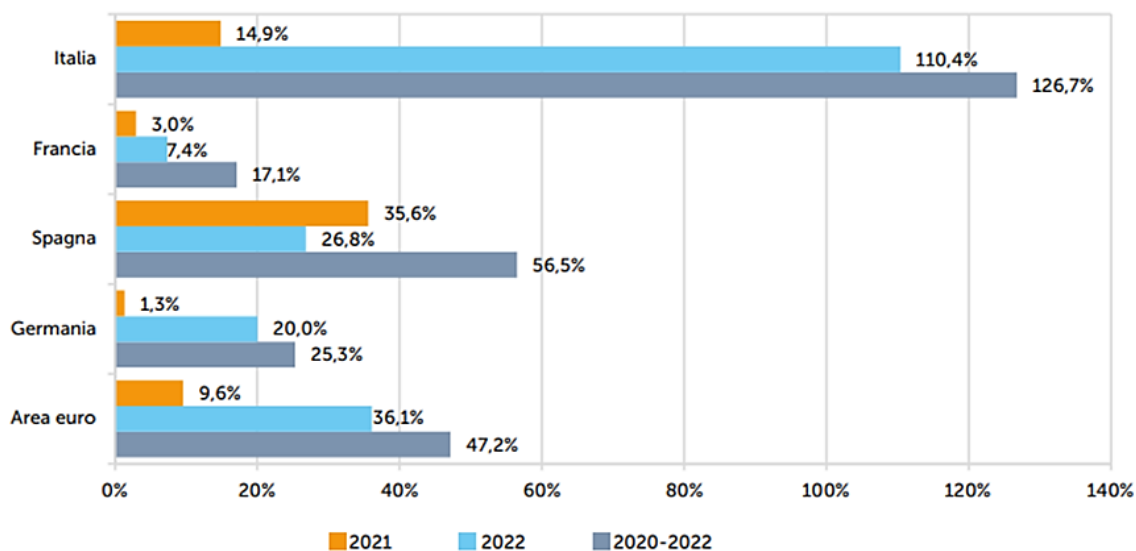
A inizio 2024, è cessato il superamento dei regimi dei prezzi dei prezzi regolati del gas naturale anche per i clienti domestici.

Sono stati, inoltre, individuati i clienti vulnerabili, non solo sulla base di condizioni economiche ma anche di salute, età, particolari condizioni abitative, con riferimento a entrambi i settori dell'energia elettrica e il gas naturale. Come forma di protezione, per il settore del gas naturale, è prevista la definizione, da parte dell'Autorità di regolazione, di condizioni contrattuali ed economiche loro riservate, basate sui prezzi di mercato, che tutti i venditori sono tenuti offrire ai soggetti vulnerabili. Per il settore elettrico, i clienti domestici vulnerabili che non hanno operato una scelta autonoma di un fornitore sul mercato libero alla data del 1° luglio 2024 continuerà ad applicarsi transitoriamente il servizio di maggior tutela. Successivamente, per detti clienti, è previsto il cd servizio vulnerabili che sarà prestato da esercenti individuati tramite procedure di gara condotte per aree territoriali a condizioni contrattuali definite dall'Autorità. La modalità per lo svolgimento delle aste e per la prestazione del servizio sarà disciplinata dall'autorità di regolazione.

Nonostante il miglioramento e le misure assunte negli ultimi anni, l'Italia mantiene ancora un *gap* con gli altri Paesi europei per quanto riguarda il prezzo sia del gas che dell'energia elettrica, con diretto impatto sulla competitività delle aziende e del potere d'acquisto delle famiglie, specie quelle in condizioni di povertà energetica.

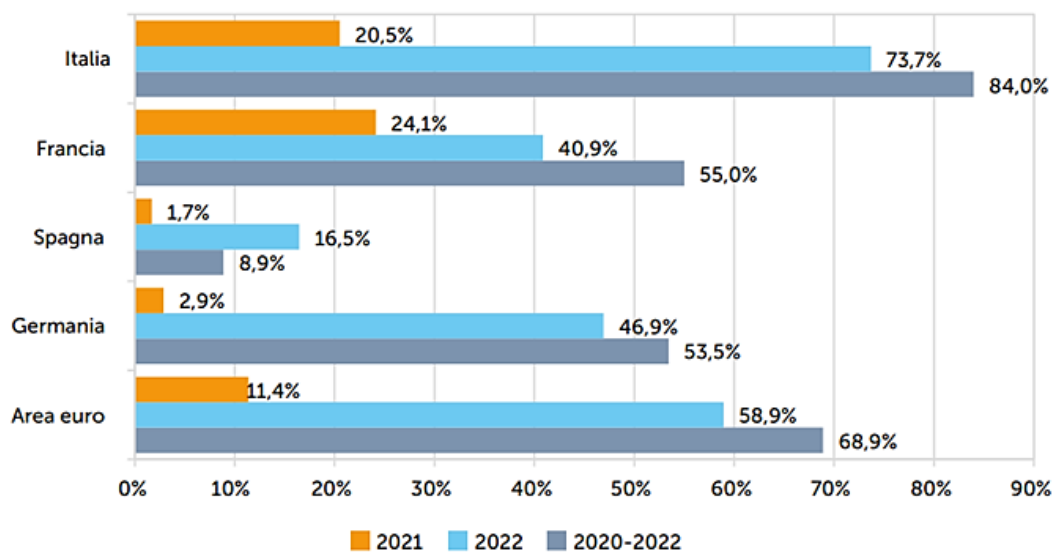
Tale trend è confermato anche negli andamenti recenti: osservando infatti la seguente figura, si può notare come l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie registrato nel 2022 in Italia rispetto al 2021 risulta più marcato della media dell'area euro, nell'ambito della quale si riscontrano situazioni molto differenziate

Figura 81 - Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei [Fonte: relazione Annuale ARERA e Eurostat – numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati]



Come per il prezzo dell'energia elettrica, l'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat. Quest'analisi mostra che nel 2022 il gas ha registrato in Italia un aumento (73,7%) superiore sia alla media dell'Area euro (58,9%), sia agli altri tre principali paesi.

Figura 82 - Variazioni dei prezzi del gas naturale per le famiglie nei principali paesi europei [Fonte: relazione Annuale ARERA e Eurostat – numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati]



Tale *gap* è risultato ancora più pesante con gli effetti della crisi del settore energetico iniziata negli ultimi mesi del 2021 (esasperata poi dalla guerra russo ucraina scoppiata nel 2022): a tal riguardo, nel corso del 2022, sono state adottate diverse misure di natura emergenziale per contrastare gli effetti delle dinamiche rialziste dei prezzi energetici sulle bollette al fine di supportare famiglie e imprese che hanno trovato applicazione anche per gran parte del 2023.

#### *ii. Proiezioni di sviluppo con politiche e misure vigenti almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*

Il perseguimento dei *target* di decarbonizzazione, sicurezza energetica e integrazione delle fonti rinnovabili sono realisticamente raggiungibili solo tenendo conto della necessità di interventi di rinforzo sia sulla rete di trasmissione che di distribuzione, in un'ottica quanto più possibile integrata e coordinata.

Per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale, il Piano di Sviluppo presentato da Terna nel 2023 individua gli interventi prioritari per l'integrazione delle fonti rinnovabili di energia necessari per il raggiungimento degli obiettivi europei, in particolare per il sistema elettrico.

In *primis* l'incremento di produzione da fonti rinnovabili, la cui incidenza è maggiore nelle regioni meridionali, determinando un aumento dei flussi di potenza da sud verso nord, richiede interventi di rinforzo sulle sezioni coinvolte. Si rende necessario, quindi, sviluppare un sistema in grado di sostenere la progressiva decarbonizzazione, una sempre maggiore integrazione delle rinnovabili, ed una capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei paesi confinanti per garantire una crescente sicurezza energetica, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi.

Ad integrazione delle opere già previste come il Collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna (Tyrrhenian Link) e l'HVDC Centro Sud e Centro Nord (Adriatic Link), il Piano di Sviluppo prevede il nuovo progetto Hypergrid, composto da cinque dorsali elettriche, che sfrutterà le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC) per trarre gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica. Tra i principali benefici attesi si annovera il raddoppio della capacità di scambio tra zone di mercato.

La realizzazione delle opere strumentali al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica e climatica nei tempi preventivati richiede inevitabilmente una forte accelerazione degli investimenti nel settore energetico, da effettuare attraverso un approccio coordinato tra tutti gli attori in gioco, così da rendere il sistema più efficiente nel suo complesso.



## 4.6 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

*i. Situazione attuale del settore delle tecnologie a bassa emissione di carbonio e, per quanto possibile, relativo posizionamento sul mercato globale (questa analisi dovrà essere effettuata a livello di Unione o globale)*

Tutte le attuali linee di ricerca e sviluppo in Italia si sono sviluppate prioritariamente nell'ambito dei seguenti strumenti:

- Mission Innovation;
- Horizon 2020;
- Ricerca di Sistema elettrico 2019-2021;
- Important Projects of Common European Interest;
- PNRR.

### ❖ **MISSION INNOVATION**

L'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale *Mission Innovation* (MI), volta ad accelerare i processi di innovazione delle tecnologie pulite, sia in ambito pubblico che privato.

Nel corso dei primi 5 anni di vigenza dell'accordo, sono state lanciate 8 *Innovation Challenges* (IC), che rappresentano i principali settori tecnologici su cui si è deciso di focalizzare gli investimenti. L'Italia ha aderito a tutte le IC, con un ruolo di co-leader, con Cina e India, per IC#1, incentrato sulle *smart grid*. L'adesione italiana alle attività delle IC ha coinvolto i principali attori pubblici della ricerca in campo energetico.

Nel 2020 è stata lanciata la nuova fase dell'iniziativa, *Mission Innovation 2.0*. Una novità di rilievo è costituita dalla creazione di 7 nuove *Mission*, che andranno a sostituire le 8 *Innovation Challenges*, attraverso fusioni e integrazioni delle aree tematiche di ricerca. L'Italia è co-leader insieme a Cina e Regno Unito nella *Green Powered Future Mission*, in cui sono confluite le attività sulle *smart grid* (IC#1) e l'intero settore delle FER e degli accumuli. L'Italia ha, inoltre, aderito alla *Clean Hydrogen Mission*, alla luce del crescente ruolo assunto dal vettore idrogeno a livello nazionale e globale.

I primi fondi disponibili, pari a 35,8 M€, sono stati allocati, attraverso un Accordo di programma tra l'allora Ministero dello Sviluppo Economico e l'ENEA, con co-beneficiari CNR, RSE e IIT, sui seguenti progetti:

- *Piattaforma IEMAP (Italian Energy Materials Acceleration Platform)* -la piattaforma, progettata, sviluppata ed implementata integrando tecnologie esistenti, si identifica come uno strumento avanzato per l'individuazione, l'analisi e la sintesi di nuovi materiali per il settore energia. Il Piano operativo delle attività è articolato in tre linee di ricerca: a) batterie, b) elettrolizzatori; c) fotovoltaico;
- *Hydrogen Demo Valley*- l'investimento ha l'obiettivo di realizzare un polo di ricerca per lo sviluppo della filiera italiana dell'idrogeno. La *Hydrogen Demo Valley* presso il Centro Ricerche Casaccia dell'ENEA è concepita per divenire un centro sperimentale per la produzione, il trasporto, l'accumulo e l'utilizzo di idrogeno, per accelerare ricerca e innovazione e colmare il divario fra scala di laboratorio e il livello industriale. Il centro sperimentale sarà messo a disposizione di università, istituti di ricerca e imprese, per testare le innovazioni e verificarne i successivi passi verso l'industrializzazione;
- *Progetto MISSION Smart Grid (Microreti e sistemi smart, multivettore ed integrati, per accelerare la transizione energetica)* - Il progetto si propone di sviluppare, implementare e sperimentare modelli concettuali avanzati di funzionamento di sistemi energetici distribuiti

multi-vettore (termico-elettrico) in un'ottica *smart grid* ed in ambiente reale e rappresentativo, per cogliere le potenzialità di integrazione delle reti tra i diversi settori.

I progetti di ricerca in ambito MI sono caratterizzati da TRL medi (5-8), per la cui realizzazione è prevista una stretta collaborazione con le imprese, nelle diverse fasi operative. Tra gli strumenti utilizzati, la realizzazione di Pilot e Demo ha un ruolo prioritario, con l'obiettivo di realizzare impianti innovativi e sperimentali per validare soluzioni tecnologiche maturate nelle precedenti fasi della ricerca.

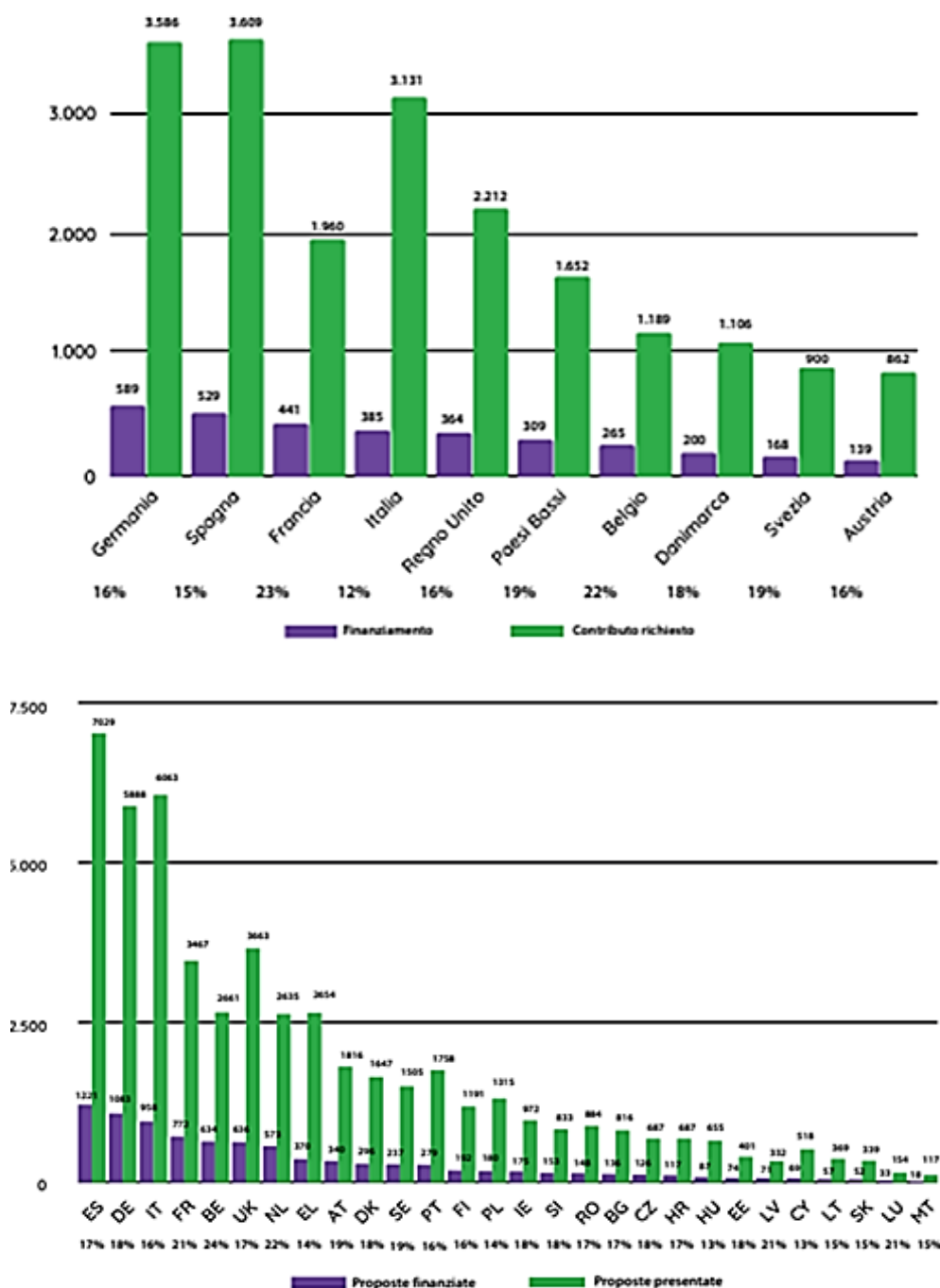
A supporto delle iniziative in ambito MI, è stato istituito con la Legge di Bilancio 2017 il Fondo per gli investimenti e per lo sviluppo infrastrutturale, rifinanziato con la Legge di Bilancio 2018 e con la Legge 28 giugno 2019, n.58 che è autorizzato una spesa di 10 mln€ per ciascuno degli anni 2019 e 2020 e di 20 mln€ per l'anno 2021.

#### ❖ **HORIZON 2020**

Horizon 2020 è lo strumento di finanziamento alla ricerca scientifica e all'innovazione della Commissione europea, con budget stanziato di circa 80 mld€ e durata di 7 anni (2014 al 2020). I fondi stanziati sono a gestione diretta e finalizzati al finanziamento di progetti di ricerca o azioni volte all'innovazione scientifica e tecnologica che portino un significativo impatto sulla vita dei cittadini europei. Lo strumento è strutturato su tre pilastri (Excellent Science, Industrial Leadership e Societal Challenges) che hanno, al loro interno, programmi e temi di ricerca specifici, e su sei programmi trasversali.

La partecipazione italiana ai bandi energia del precedente programma Horizon 2020 è stata efficace, con la presenza di soggetti italiani sia in veste di partner sia in qualità di coordinatori, in oltre 6 mila proposte, ottenendo finanziamenti con un tasso di successo pari al 16% circa e posizionandosi come terzo paese europeo per numero di proposte finanziate dopo la Spagna e la Germania e al quarto posto per i finanziamenti complessivamente ottenuti con circa 385 mln€. Questo buon risultato è stato realizzato con un grande sforzo progettuale, fatto di risorse umane di qualità e di intensa cooperazione tra enti di ricerca e imprese, con un costante allineamento alle priorità tecnologiche del SET Plan che ha consentito ai partner italiani di competere adeguatamente con gli altri consorzi di ricerca costituitisi in Europa negli ultimi anni. Alla luce dei risultati ottenuti si delineano le condizioni per un ulteriore margine di miglioramento della partecipazione italiana sotto il profilo dei finanziamenti.

Figura 83 - Risultati della partecipazione italiana ai bandi del Programma Horizon 2020



A livello nazionale ulteriori misure implementate ed integrate con Horizon 2020 sono:

- *Accordi per l'innovazione*: incentiva progetti riguardanti attività di ricerca industriale e di sviluppo sperimentale finalizzati alla realizzazione di nuovi prodotti, processi o servizi o al notevole miglioramento di prodotti, processi o servizi esistenti, tramite lo sviluppo di una o più delle tecnologie identificate in Horizon 2020;
- *Fondo per la crescita sostenibile*: incentiva progetti di ricerca e sviluppo finalizzati a introdurre significativi avanzamenti tecnologici tramite lo sviluppo di tecnologie ad alta intensità di conoscenza e associate a elevata intensità di R&S (identificate in Horizon 2020) o di tecnologie che consentano di fronteggiare le "sfide per la società" definite in accordo con la strategia Europa 2020.

### ❖ **RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO 2019-2021**

La “Ricerca di Sistema elettrico” (RdS) è lo strumento, promosso dal MASE, per sostenere le attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnologica di interesse generale per il settore elettrico. Lo strumento fissa le priorità, gli obiettivi e le risorse delle attività di R&S di interesse generale per il sistema elettrico nazionale per il triennio di riferimento.

Con il decreto del 9 agosto 2019 è stato approvato il Piano Triennale della Ricerca di Sistema elettrico nazionale per il triennio 2019-2021 con uno stanziamento previsto pari a 210 M€.

Le attività si sono svolte nell'ambito dei due obiettivi generali, relativi a tecnologie e sistema elettrico, fissati in linea con il SET Plan e la partecipazione a Mission Innovation.

I progetti di ricerca sulle tecnologie hanno contribuito a sviluppare e presidiare tecnologie di prodotto e di processo e servizi necessari per la transizione energetica; in relazione al sistema elettrico, sono stati sviluppati progetti di ricerca per favorire l'introduzione nel settore di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza.

### ❖ **IMPORTANT PROJECTS OF COMMON EUROPEAN INTEREST (IPCEI)**

Il Fondo IPCEI *Important Projects of Common European Interest* è stato istituito dall'articolo 1, comma 203, della legge n. 145/2018, e interviene attraverso agevolazioni a sostegno delle attività svolte in Italia nell'ambito dei progetti approvati a livello europeo in applicazione dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera b), del trattato sul funzionamento dell'Unione europea. Il Fondo si pone l'obiettivo di sostenere iniziative di collaborazione industriale su larga scala, di favorire la condivisione di conoscenze, competenze, risorse finanziarie e attori economici dell'Unione Europea per raggiungere obiettivi di innovazione radicale e di grande rilevanza tecnologica e produttiva, con uno sforzo condiviso del settore privato e pubblico degli Stati membri per dispiegare interventi di comune interesse nell'ambito delle catene del valore strategiche per l'industria europea.

L'Italia ha aderito ai seguenti programmi IPCEI: (1) Batterie; (2) Idrogeno; (3) CIS (Cloud Infrastructure and Services).

#### ◆ **IPCEI BATTERIE**

L'adesione all'iniziativa è nata dalla consapevolezza che il mercato delle batterie è in forte crescita, trainato dal settore automobilistico, sempre più orientato verso soluzioni ad alimentazione elettrica, e dal settore dell'accumulo stazionario, con la crescente esigenza di flessibilità e sicurezza del sistema elettrico per l'incremento della quota di rinnovabili non programmabili connessa alla rete. Il quadro generale, anche in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione del European Green Deal, comporta per tutti gli Stati Membri un forte rischio strategico: senza una produzione europea di batterie ed una catena del valore europea, i settori dell'energia e della mobilità diventerebbero dipendenti da tecnologie e componenti di provenienza extra europea.

I due progetti IPCEI sulle batterie (“IPCEI on Batteries” e “IPCEI European Battery Innovation EuBaTin”) operano secondo un rapporto di sinergia e complementarità finalizzato allo sviluppo della catena del valore delle batterie a livello europeo. Entrambi prevedono progetti ed attività che vanno dall'estrazione delle materie prime alla fabbricazione di celle e pacchi batterie, fino all'applicazione finale e al riciclo e smaltimento in ottemperanza al principio dell'economia circolare e della sostenibilità.

Nell'ambito dei progetti suddetti, le aziende nazionali risultano posizionate nei diversi WP che afferiscono all'intera catena del valore.

*IPCEI on Batteries*: prevede il coinvolgimento di 8 Paesi ed un finanziamento di 3,2 MLD di euro. Per l'Italia partecipano 5 imprese che si collocano lungo l'intera filiera produttiva upstream-midstream-downstream e sono complessivamente attivate risorse pari a 473,35 mln€.

*IPCEI EuBaTin*: prevede il coinvolgimento di 12 Paesi e un finanziamento di 2,9 MLD di euro. Per l'Italia partecipano ENEA e Fondazione Bruno Kessler sul fronte ricerca, oltre a 12 imprese che si collocano lungo l'intera filiera produttiva upstream-midstream-downstream; sono complessivamente attivate risorse pari a 533,6 mln€.

#### ◆ **IPCEI IDROGENO**

Attraverso l'adesione all'iniziativa si intende contribuire alla decarbonizzazione dell'economia nazionale favorendo la sostituzione dei combustibili fossili con l'idrogeno, grazie allo sviluppo di un intero set di innovazioni nelle tecnologie di produzione dell'idrogeno e lungo l'intera catena del valore.

*Hy2Tech*: nel luglio 2022 è stato approvato dalla Commissione Europea il progetto Hy2Tech, che riunisce 35 partner provenienti da 15 stati membri e conta su un finanziamento complessivo di 5,4 mln€ ed un finanziamento nazionale di circa 1,0 mld€. L'Italia partecipa con 6 progetti industriali e 2 progetti di R&D presentati da organismi di ricerca (ENEA e Fondazione Bruno Kessler). La partecipazione dei partner italiani al progetto IPCEI Hy2Tech consentirà all'Italia di sfruttare le considerevoli opportunità derivanti dall'utilizzo dell'idrogeno nei diversi settori applicativi, quali industria, trasporti, civile e residenziale, relativamente a quest'ultimo in blending con gas naturale.

*Hy2Use*: il 21 settembre la Commissione Europea ha annunciato l'approvazione del secondo IPCEI sull'idrogeno Hy2Use, che riunisce 35 progetti di 13 Stati membri. Il sostegno pubblico totale è di 5,2 mld€; quello nazionale ammonta a circa 500 mln€. Hy2Use prevede la costruzione di infrastrutture su larga scala per la produzione, stoccaggio e trasporto di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio e lo sviluppo di prodotti innovativi e tecnologie più sostenibili per l'integrazione di idrogeno nei processi industriali di molteplici settori "Hard to Abate". Le imprese italiane coinvolte con propri progetti sono 4.

Sono, inoltre, in corso di pre-notifica le progettualità afferenti ad altri due IPCEI idrogeno: *Hy2Infra* e *Hy2Move*, rispettivamente relativi alle infrastrutture e ai trasporti, nelle quali sono presenti complessivamente quattro iniziative italiane.

A quanto sopra, si evidenziano ulteriori iniziative inserite nell'ambito del RepowerEU e di gestione MIMIT, riferite a *Hy2Infra*. In particolare, le iniziative sono finalizzate alla realizzazione di sistemi di produzione di idrogeno rinnovabile in ambiti geografici specifici, nonché alla realizzazione e/o potenzialmente di infrastrutture di trasporto dell'idrogeno per costruire dei cluster di idrogeno interconnessi a livello europeo (dorsale idrogeno). I progetti delle imprese interessate (SNAM, Energie Salentine, SAIPEM) sono stati tra i progetti IPCEI dalla Commissione Europea, a febbraio 2024. La misura prevede 1,4 mld€ di fondi pubblici e 3,6 mld€ di finanziamenti privati, con una previsione di entrata in esercizio al 2030.

#### ◆ **IPCEI-CIS**

L'IPCEI-CIS (Cloud Infrastructure and Services) ha l'obiettivo di progettare e implementare la prima infrastruttura europea di "cloud-edge continuum" aperta, sicura, distribuita multi-provider, scalabile e ad alta efficienza energetica in cui accrescere il potenziale di innovazione insito nella digitalizzazione e nella valorizzazione dei dati. L'infrastruttura cloud renderà possibile alle industrie e agli enti di ricerca di accedere, utilizzare senza soluzione di continuità, elaborare e conservare i dati connettendo i servizi cloud centralizzati con quelli dove i dati vengono generati, alle cosiddette

frontiere dell'infrastruttura (edge). Piattaforme interoperabili, ambienti software distribuiti e servizi di interconnessione specializzati renderanno trasparente l'infrastruttura e consentiranno di promuovere la resilienza e la leadership tecnologica delle industrie europee, aprendo la strada all'innovazione digitale e contribuendo ad accelerare l'attuazione dell'European Data Strategy in accordo con il Green Deal e l'European Industrial Strategy.

Il primo progetto CIS è in fase di pre-notifica e conta 12 paesi partecipanti. Per l'Italia sono coinvolti due organismi di ricerca (ENEA, FBK) e 5 industrie.

#### ◆ **IPCEI-NUCLEARE**

È stato istituito un Gruppo di lavoro sul nucleare finalizzato a valutare possibili finanziamenti IPCEI sul tema "SMR e frontiere più avanzate della tecnologia nucleare sostenibile". Tramite la Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile è stata effettuata una ricognizione dell'intero panorama nazionale di imprese, utility, ricerca e accademia. Nei prossimi mesi sono attese le valutazioni comunitarie sull'eventuale attivazione di IPCEI in ambito nucleare.

#### ❖ **IL PNRR – INVESTIMENTO 3.5 RICERCA E SVILUPPO SULL'IDROGENO (M2C2)**

Nell'ambito del PNRR (M2C2) è stato introdotto l'Investimento 3.5 "*Ricerca e sviluppo sull'idrogeno*" finalizzato a sostenere le attività di ricerca e sviluppo incentrate sull'idrogeno in quattro filoni: (1) produzione di idrogeno verde; (2) tecnologie innovative per l'idrogeno finalizzate allo stoccaggio, trasporto, trasformazione in derivati ed *e-fuels*; (3) celle a combustibile per applicazioni stazionarie e di mobilità; (4) sistemi intelligenti di gestione integrata per migliorare la resilienza e l'affidabilità delle infrastrutture intelligenti basate sull'idrogeno. L'attuazione generale della misura è avvenuta con il DM 545 del 23 dicembre 2021, con il quale:

- è stato stipulato un Accordo con ENEA (110M€) affinché quest'ultima svolga le attività di ricerca dettagliate nel "Piano Operativo di Ricerca" (POR), nelle annualità 2022-2025;
- sono stati pubblicati due bandi (Avvisi pubblici n. 4 e 5 del 23 marzo 2022) rispettivamente per la selezione di progetti su attività di ricerca fondamentale svolta da enti di ricerca ed università (20M€) e su attività di ricerca e sviluppo nel settore dell'idrogeno svolta da soggetti privati (30M€).

In particolare, la predisposizione ed approvazione del POR è avvenuta nel 2022. Il Piano è articolato in quattro macroaree, in linea con i filoni sopra indicati, sviluppati come di seguito riportato.

- *Produzione di idrogeno*. Le attività di ricerca sono volte al miglioramento prestazionale delle tecnologie elettrolitiche attualmente disponibili e a favorire lo sviluppo di tecnologie emergenti (processi di reforming integrati con biomasse e fonte solare, la gassificazione delle biomasse, i processi biologici, la scissione fotoelettrochimica dell'acqua).
- *Tecnologie innovative per l'idrogeno*. Le attività di ricerca sono orientate all'ottimizzazione delle tecnologie esistenti e allo sviluppo di soluzioni innovative nei seguenti filoni: i) iniezione di idrogeno nella rete del gas; ii) stazioni di rifornimento di idrogeno; iii) stoccaggio di idrogeno a pressioni elevate; iv) accumulo sotto forma di altri combustibili.
- *Celle a Combustibile*. Le attività di ricerca sono finalizzate allo sviluppo e ottimizzazione di nuovi materiali, componenti e architetture di *stack* per ridurre il costo e aumentarne durata, efficienza e affidabilità.
- *Sistemi intelligenti*. Le attività sono incentrate allo sviluppo di strategie di controllo e algoritmi di gestione finalizzati a migliorare l'interoperabilità delle tecnologie per la generazione, l'accumulo e l'utilizzo del vettore idrogeno, nonché la sua integrazione nel sistema energetico nel suo complesso.

- Rispetto ai bandi sopra richiamati, conclusi a giugno 2022, il MASE ha ricevuto 39 proposte (116M€) di ricerca fondamentale per il bando rivolto agli enti di ricerca e alle università e 56 progetti di ricerca industriale (126M€).

L'investimento è incrementato con risorse aggiuntive, pari a € 140 milioni di euro, dal REPowerEU, con l'obiettivo di realizzare i progetti già selezionati nell'ambito della misura in questione ma non finanziati per esaurimento della dotazione finanziaria.

#### ❖ **ALTRE MISURE**

Di seguito sono riportate ulteriori politiche e strumenti messi in campo dall'Italia e già attuati nell'ambito della ricerca.

- *Iper e super ammortamento*: misura (gestione MIMIT) finalizzata a supportare e incentivare le imprese che investono in beni strumentali nuovi, in beni materiali e immateriali (software e sistemi IT) funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi;
- *Beni strumentali ("Nuova Sabatini")*: misura (gestione MIMIT) finalizzata a facilitare l'accesso al credito delle imprese e accrescere la competitività del sistema produttivo. La misura sostiene gli investimenti per acquistare, anche in leasing, macchinari, attrezzature, impianti, beni strumentali a uso produttivo e hardware, nonché software e tecnologie digitali. Con la legge di bilancio 2020, è stata disposta l'attribuzione di una specifica dotazione finanziaria nell'ambito delle risorse per investimenti a basso impatto ambientale da parte di PMI;
- *Credito d'imposta*: misura rientrante nel Piano Nazionale Industria 4.0 e finalizzato a stimolare la spesa privata in R&S per innovare processi e prodotti e garantire la competitività delle imprese. La misura riconosce un credito d'imposta del 50% su spese incrementalmente in R&S, fino ad un massimo annuo di 20 mln€/anno, per beneficiario. Lo strumento è stato dal 2023 al 2025 con una dotazione di 55,2 M€/anno;
- *Cluster energia*: misura (gestione MUR) approvata nel 2017 e finalizzata alla costituzione di partenariati di ricerca pubblico-privati (circa 90 soggetti pubblici e privati) volti al perseguimento delle traiettorie tecnologiche prioritarie a livello europeo, nazionale, regionale, per supportare il raggiungimento dei target previsti in termini di pianificazione della ricerca dal SET-Plan, PNIEC 2019, Piano Nazionale di Ricerca, Smart Specialization Strategy (S3), Industria 4.0 e Mission Innovation;
- *Proventi aste CO<sub>2</sub> (D.Lgs. 30/2013)*: misura finalizzata al finanziamento di attività di sviluppo sperimentale, specie tramite progetti dimostrativi (first-of-a-kind), per il trasferimento dei risultati al sistema produttivo. In particolare, si segnala un accordo di cooperazione tra centri di ricerca e amministrazioni pubbliche per lo sviluppo della produzione e uso dei biocarburanti nel settore aviazione e un progetto di ricerca ENAC per la produzione di un carburante alternativo proveniente da alghe microcellulari;
- *Fondo Nazionale Innovazione*: la misura (gestione Cassa Depositi e Prestiti), avente una dotazione finanziaria prevista dalla Legge di Bilancio 2019 di circa 1 mld€, è finalizzata a riunire e moltiplicare risorse pubbliche e private dedicate al tema strategico dell'innovazione (intelligenza artificiale, nuovi materiali, sanità, agritech e foodtech, mobilità, fintech, made in Italy, design e industria sostenibile). Lo strumento di intervento è il venture capital, ossia investimenti diretti e indiretti in minoranze qualificate nel capitale di imprese innovative con fondi generalisti, verticali o fondi di fondi, a supporto di startup, scaleup e PMI innovative;
- *Approccio prototipale per agevolare la realizzazione di progetti innovativi sulle reti energetiche*: misura (gestione ARERA) finalizzata alla definizione di un quadro regolatorio abilitante per progetti innovativi. Particolarmente coinvolti saranno gli operatori di rete, i



quali sono chiamati ad un nuovo approccio di innovazione di sistema che coinvolga anche le parti commerciali per lo sviluppo di nuovi business model nelle fasi a valle della filiera e sperimentazioni di offerte multiservizio a livello urbano o locale. Un esempio in tale senso è fornito dai progetti pilota avviati dall'ARERA per favorire la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento;

- *Agevolazioni a sostegno di progetti di ricerca e sviluppo per la riconversione dei processi produttivi nell'ambito dell'economia circolare*: misura (gestione MIMIT), attuata per il tramite del DM 11 giugno 2020, finalizzata a favorire la transizione delle attività economiche verso un modello di economia circolare, attraverso la riconversione produttiva del tessuto industriale. La misura incentiva progetti di sviluppo finalizzati quindi ad un uso più efficiente e sostenibile delle risorse, riconoscendo agevolazioni di natura fiscale;
- *Fondo di garanzia*: misura finalizzata a aumentare le possibilità di credito, sostenere le imprese e i professionisti che hanno difficoltà ad accedere al credito bancario perché non dispongono di sufficienti garanzie;
- *Fondo "Cresci al Sud"*: misura (gestione Invitalia) avente una durata di 12 anni, istituita con la Legge di Bilancio 2020 e finalizzata al sostegno della competitività e della crescita dimensionale delle PMI meridionali. La dotazione del Fondo è a valere sulle risorse del Fondo per lo Sviluppo e la Coesione;
- *Fondo per il finanziamento di programmi di investimento e progetti a carattere innovativo*: misura finalizzata al rilancio degli investimenti delle amministrazioni centrali dello Stato e allo sviluppo del Paese tramite programmi di investimento e ai progetti a carattere innovativo nei seguenti settori: economia circolare, decarbonizzazione, risparmio energetico e sostenibilità ambientale. In particolare, la Legge di Bilancio 2020 ha previsto a riguardo l'istituzione di un Fondo da circa 22,5 mld€ dal 2020 al 2034;
- *Fondi di coesione*: nell'ambito dei Fondi in questione sono stati implementati una serie di progetti pilota su scala metropolitana/regionale finalizzati al raggiungimento delle priorità nazionali, in linea con gli obiettivi del SET Plan;
- *Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica (PNRR M2C2-I.5.4)*: misura (gestione Cassa Depositi e Prestiti) finalizza a stimolare la crescita dell'ecosistema innovativo italiano tramite investimenti di capitale di rischio diretti e indiretti nel settore della transizione ecologica. L'investimento prevede la creazione di un Green Transition Fund (GTF - DM del 3 marzo 2022), gestito da CDP Venture Capital SGR S.p.A. e dotato di 250 M€. La strategia di investimento del GTF è rivolta ai settori delle rinnovabili, dell'economia circolare, della mobilità, dell'efficienza energetica, dello smaltimento dei rifiuti, dello stoccaggio di energia e affini;
- *Rinnovabili e batterie (PNRR M2C2-5.1)*: misura finalizzata a sostenere programmi industriali idonei a sviluppare, consolidare e rafforzare la catena del valore nazionale, anche al fine di preservare la sicurezza e la continuità delle forniture e degli approvvigionamenti. Pur essendo una misura a sostegno prevalentemente dell'industria, non prescinde dalla ricerca: tra i criteri premianti sono valutate le attività di ricerca, sviluppo e innovazione. Un apposito sportello per la presentazione delle domande di agevolazione, con dotazione finanziaria di 500 mln€ per il settore Batterie, è stato aperto ad aprile 2022 e chiuso a luglio 2022; una seconda sessione, con dotazione finanziaria di circa 360 mln€, è stata aperta a novembre 2022 e chiusa a febbraio 2023.

Di seguito, sono riportate ulteriori misure previste ma non ancora attuate:

- *Fondo per interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale*: misura (gestione CSEA) istituita dal D.Lgs. 28/2011 (100M€/anno da tariffa elettrica e gas) e finalizzata a sostenere interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Il fondo potrà essere attivato all'occorrenza, per sostenere, anche progetti dimostrativi;

- *Fondo per lo sviluppo del capitale immateriale*: misura (gestione MEF, di concerto con il MIMIT e MUR) istituita con Legge di Bilancio 2018 (250M€ nel triennio 2018 – 2020) per lo sviluppo del capitale immateriale, della competitività e della produttività, che potrà essere usato anche per il finanziamento della ricerca tecnologica nell'ambito Mission Innovation.

*ii. Livello attuale della spesa pubblica e, ove disponibile, privata, per la ricerca e l'innovazione di tecnologie a bassa emissione di carbonio, numero attuale di brevetti e ricercatori*

Le risorse destinate alla ricerca energetica per progetti dimostrativi svolta da enti pubblici e da imprese a controllo pubblico e i contributi pubblici per i progetti dimostrativi, mostrano un trend di crescita costante nel tempo come riportato nella seguente tabella.

Tabella 84 - Spesa per R&S nel campo dell'energia (in migliaia di euro correnti)

	Settore pubblico (A)	Imprese pubbliche (B)	Imprese private (C)	Totale Imprese (D)	Totale (A+D)
<b>2007</b>	152.748			359.085	<b>511.833</b>
<b>2008</b>	176.412			370.146	<b>546.558</b>
<b>2009</b>	241.544			474.385	<b>715.929</b>
<b>2010</b>	204.460	226.034	282.112	508.146	<b>712.606</b>
<b>2011</b>	234.470	218.800	226.731	445.531	<b>680.001</b>
<b>2012</b>	272.142	203.754	244.542	448.296	<b>720.438</b>
<b>2013</b>	279.596	199.653	306.306	505.959	<b>785.555</b>
<b>2014</b>	263.400	292.762	369.732	662.494	<b>925.894</b>
<b>2015</b>	268.959	217.645	1.044.232	1.261.877	<b>1.530.836</b>
<b>2016</b>	251.480	174.684	1.082.099	1.256.783	<b>1.508.263</b>
<b>2017</b>	275.065	232.009	1.106.889	1.338.898	<b>1.613.963</b>

#### ❖ BREVETTI

A partire dal 2005 i brevetti nelle tecnologie low-carbon hanno registrato una crescita consistente con un ulteriore slancio dopo il 2015. La quota di tali brevetti sul totale delle tecnologie ambientali è aumentata durante tale periodo di quasi 15 punti percentuali, stabilizzandosi intorno al 45% nel quadriennio 2017-2020. A livello settoriale si denota una significativa differenziazione tra la tendenziale contrazione della quota dei brevetti relativi al fotovoltaico (che raggiunto il picco di oltre l'11% dopo il 2010 registra quasi un dimezzamento), al solare termico (che si riduce a poco più dell'1%) e in misura minore all'auto elettrica (che passa dal 4% al 3%), e l'incremento sostenuto della quota dei brevetti relativi all'eolico (che raggiunge il 6% avvicinandosi a quella del fotovoltaico), alle tecnologie per l'accumulo elettrico (che rappresentano oltre un quarto delle tecnologie ambientali) e ai sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, che nel corso di tutto il periodo quintuplicano la consistenza, raggiungendo quasi il 5%.

L'evidente e accelerata espansione dell'attività innovativa nella maggior parte delle tecnologie abilitanti è, inoltre, rafforzata più di recente dall'incremento dei brevetti relativi alle tecnologie a idrogeno, che corre parallelo a una sostanziale battuta d'arresto e successivamente contrazione dei brevetti riguardanti le celle a combustibile. È importante, inoltre, rilevare come nella crescente innovazione delle tecnologie per l'idrogeno la componente relativa alla produzione di idrogeno da fonti non fossili rivesta un ruolo centrale, con una quota di brevetti che, dopo il 2017, supera la metà del totale brevetti relativi alle tecnologie a idrogeno orientate alla decarbonizzazione.

Figura 84 - Quote dei brevetti nelle tecnologie low-carbon sul totale dei brevetti ambientali

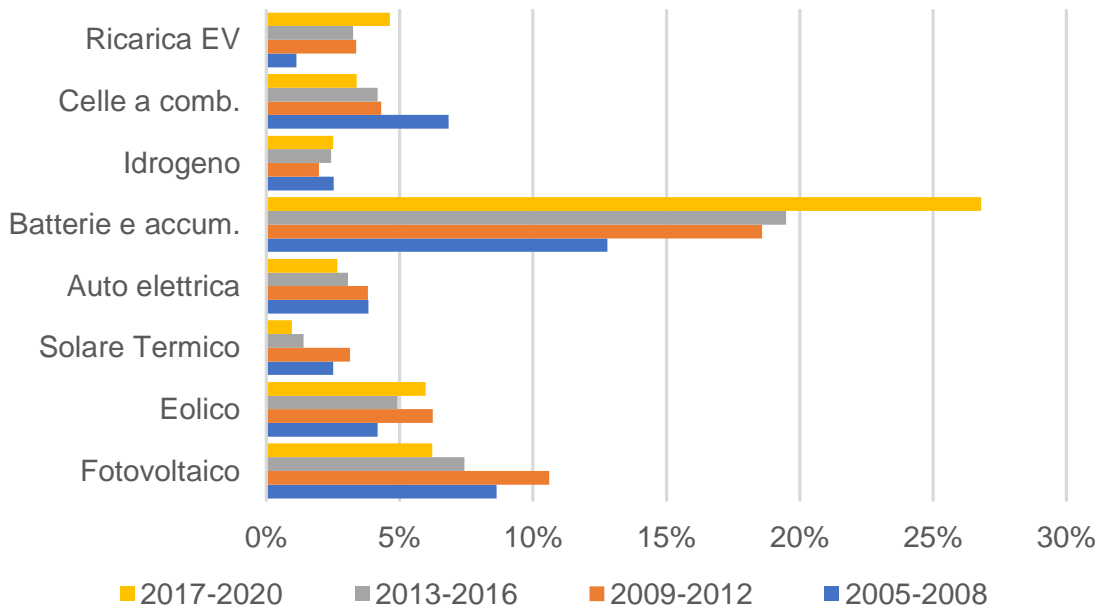
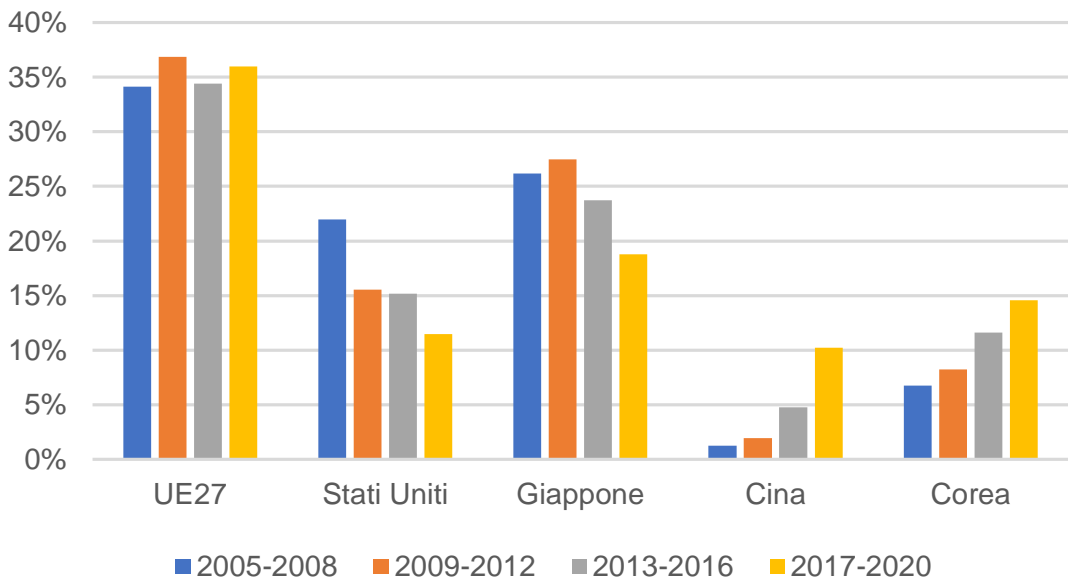


Figura 85 - Quote dei maggiori paesi ed aree sul totale dei brevetti nelle tecnologie low-carbon



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2022

L'impulso che ha caratterizzato l'attività innovativa nelle tecnologie low-carbon e la forte spinta che in tale attività è derivata dai comparti delle tecnologie abilitanti si rispecchia a livello di paesi in un crescente "protagonismo" delle economie asiatiche, con un'importante crescita della Cina, particolarmente significativa dopo il 2017. Nel periodo 2017-2020 la quota cinese sul totale dei brevetti relativi alle tecnologie low-carbon supera il 10%, ossia oltre il doppio rispetto al precedente quadriennio. Nello stesso periodo la quota relativa al complesso dell'area asiatica (comprensiva di Giappone, Corea e Cina) registra un incremento del 4%, giungendo a sfiorare il 45%, nonostante la sensibile flessione del Giappone, che comunque continua a detenere quasi un quinto dei brevetti

nel complesso delle tecnologie low-carbon. La posizione della Cina si distingue per l'acquisizione di una specializzazione tecnologica<sup>149</sup> nelle tecnologie per l'accumulo elettrico nel loro insieme, in quelle applicate alla mobilità e ai sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (con indici di specializzazione pari rispettivamente a 1,5 e 1 negli ultimi due casi) - comparti in cui già erano presenti Corea e Giappone (quest'ultimo capofila nell'ambito di tutta la mobilità elettrica) - ma altrettanto significativo è l'ulteriore progresso compiuto nell'ambito del fotovoltaico, con un indice di specializzazione superiore a 1,5. Del tutto marginale è invece ancora la posizione cinese nell'ambito delle celle a combustibile e delle tecnologie a idrogeno, al contrario di Corea e Giappone, che mostrano una salda ed elevata specializzazione nelle prime (pari rispettivamente a 1,6 e a 2,5) e tendono a guadagnare terreno nelle seconde, con una significativa specializzazione nelle applicazioni relative alla mobilità (con valori dell'indice di specializzazione pari rispettivamente a 1,3 e a 2,3) e, limitatamente al Giappone, si registra un vantaggio tecnologico sempre più diffuso all'interno del comparto idrogeno, come appare dalla crescente specializzazione nelle tecnologie di produzione da fonti non fossili a partire dal quadriennio 2013-2016 (con un indice di specializzazione che passa da 1,2 a 1,8) e ancor prima nelle tecnologie per lo stoccaggio (con un indice di specializzazione che passa da 1,1 a 1,9 tra il 2009-2012 e il 2017-2020).

In continua retrocessione appare invece la posizione degli Stati Uniti, che nel periodo 2017-2020 presentano una quota di brevetti sulle tecnologie low-carbon appena superiore a quella della Cina e che perdono a partire dal 2013-2016 anche la specializzazione detenuta nelle tecnologie a idrogeno.

L'UE27 mostra nel suo complesso qualche segno di recupero nell'ultimo quadriennio, approfondendo la specializzazione nell'eolico (indice di specializzazione che arriva a 1,8) e rafforzando quella, acquisita più di recente, nell'ambito della mobilità elettrica, con una lieve specializzazione nelle tecnologie abilitanti orientate alla mobilità (accumulo elettrico e idrogeno, indice di specializzazione pari a 1,1 in ambedue i casi). Il dato relativo alle tecnologie a idrogeno si coniuga peraltro con una specializzazione a livello di comparto, apprezzabile fin dal 2013-2016, e significativa anche per quanto riguarda la produzione di idrogeno da fonti non fossili e le tecnologie per lo stoccaggio.

Il progresso europeo nelle tecnologie low-carbon è anche l'esito di dinamiche innovative nell'ambito delle quali tende ad accentuarsi la polarizzazione intorno a un ridotto numero di paesi. Nel caso dell'eolico si rafforza la specializzazione tecnologica che caratterizza il profilo di Germania e Danimarca (indice di specializzazione nel 2017-2020 pari rispettivamente a 1,6 e 27). Nell'ambito della mobilità elettrica si evidenzia un netto consolidamento della specializzazione della Germania, mentre in Italia la specializzazione è ancora al suo nascere (nel 2017-2020 indice di specializzazione appena superiore all'unità per i veicoli elettrici, pari a 1,3 nei veicoli ibridi).

Nel contesto della mobilità elettrica si segnala la crescente specializzazione di Germania e Francia nell'ambito delle tecnologie abilitanti (tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità, sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, tecnologie a idrogeno applicate alla mobilità). Al netto della mobilità, in Germania e Francia è in notevole crescita la specializzazione nelle tecnologie a idrogeno, sia nel caso delle tecnologie di produzione da fonti non fossili sia per le tecnologie per lo stoccaggio. Nel caso del fotovoltaico, invece, l'UE27 presenta un indice di specializzazione pari a 1, con lieve despecializzazione in Germania.

Tenuto conto del recente significativo aumento della specializzazione riscontrato nell'UE nell'ambito della mobilità elettrica, la posizione dell'Italia risulta relativamente più arretrata rispetto ai maggiori paesi, ma sembra anche prefigurare l'avvio di una nuova fase dell'attività di

<sup>149</sup> L'indice di specializzazione di un paese in una data classe tecnologica è dato dal rapporto tra la quota sui brevetti mondiali del paese in tale classe e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione. Un paese risulterà perciò specializzato in una data classe tecnologica per valori dell'indice superiori a uno.

innovazione, tesa a superare l'unico ancoraggio finora rappresentato dalla specializzazione nel solare termico (che nel 2017-2020 presenta un indice di specializzazione pari a 1,7). Con una nascente specializzazione nell'auto elettrica che mostra netti segni di miglioramento, sebbene attualmente più significativi nei veicoli ibridi, nel periodo più recente (2017-2020) si delinea anche una sensibile riduzione della despecializzazione nelle tecnologie per l'accumulo elettrico applicate alla mobilità e nei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici (con un indice di specializzazione che passa da 0,5 a 0,8 nel primo caso e da 0,6 a 0,8 nel secondo). Il dato appare peraltro coerente tanto con il positivo andamento dell'interscambio commerciale relativo ai veicoli elettrici nel periodo più recente quanto con l'ancora elevato peso che assumono le batterie nelle importazioni.

All'opposto di Germania e Francia si segnala, invece, una marcata despecializzazione italiana nelle tecnologie a idrogeno, particolarmente forte nel caso di quelle applicate alla mobilità. Ma anche nel caso delle tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti non fossili l'indice di specializzazione risulta in continua contrazione nel corso degli anni, e nei dati più recenti risulta nettamente inferiore all'unità.

Tabella 85 - Indice di specializzazione tecnologica nelle tecnologie low-carbon, quadro geoeconomico

	2005	2009	2013	2017	2005	2009	2013	2017
	2008	2012	2016	2020	2008	2012	2016	2020
	<b>Fotovoltaico</b>				<b>Solare Termico</b>			
<b>UE27</b>	0,83	0,89	0,94	0,99	1,54	1,52	1,41	1,4
<b>DE</b>	1,07	1,06	0,97	0,9	1,53	1,59	1,17	0,79
<b>FR</b>	0,56	0,88	1,22	1,26	0,96	1,25	1,6	1,61
<b>IT</b>	0,69	0,89	0,83	0,69	2,03	2,16	1,17	1,65
<b>CHI</b>	0,67	0,63	1,12	1,51	0,61	0,52	0,68	0,69
<b>JPN</b>	1,32	1,41	1,16	0,89	0,24	0,42	0,5	0,25
<b>KOR</b>	1,62	2,32	2,96	2,72	0,19	0,36	0,31	0,24
<b>USA</b>	1,08	0,84	0,64	0,6	0,73	0,61	0,59	0,71
	<b>Tecnologie per l'accumulo elettrico</b>				<b>Tecnologie a idrogeno per la decarbonizzazione</b>			
<b>UE27</b>	0,62	0,76	0,74	0,71	0,91	0,94	1,07	1,22
<b>DE</b>	0,71	1,01	0,88	0,89	1	0,92	1,15	1,36
<b>FR</b>	0,87	0,92	1,03	0,8	1,51	1,47	1,51	1,96
<b>IT</b>	0,38	0,35	0,39	0,44	0,77	0,76	0,72	0,3
<b>CHI</b>	1,26	0,64	0,96	1,48	0,14	0,16	0,46	0,25
<b>JPN</b>	2,24	2,32	2,05	1,82	1,38	1,46	1,63	1,92
<b>KOR</b>	2,92	2,93	3,35	3,92	0,76	0,62	0,7	0,76
<b>USA</b>	0,76	0,55	0,6	0,46	1,03	0,9	0,68	0,53

	2005	2009	2013	2017	2005	2009	2013	2017
	2008	2012	2016	2020	2008	2012	2016	2020
	<b>Eolico</b>				<b>Auto elettrica</b>			
<b>UE27</b>	1,57	1,62	1,69	1,77	0,83	0,92	1,13	1,24
<b>DE</b>	1,34	1,37	1,45	1,63	1,07	1,14	1,23	1,65
<b>FR</b>	0,39	0,42	0,44	0,34	1	1	1,48	1,46
<b>IT</b>	0,7	0,73	0,59	0,26	0,57	0,76	1,04	1,13
<b>CHI</b>	0,79	0,63	0,48	0,53	1,02	0,23	1,04	0,64

JPN	0,36	0,54	0,68	0,21	2,68	3,04	2,41	2,29
KOR	0,19	0,24	0,3	0,04	0,14	0,29	0,6	0,7
USA	0,62	0,53	0,5	0,66	0,68	0,35	0,39	0,39
	<b>Celle a combustibile</b>				<b>Sistemi di ricarica dei veicoli elettrici</b>			
UE27	0,67	0,72	0,69	0,85	0,57	0,85	1,03	1,19
DE	0,82	0,72	0,73	1,05	0,64	1,08	1,27	1,63
FR	0,67	1,1	1,1	1,22	0,89	1,19	1,08	0,86
IT	0,52	0,42	0,25	0,34	0,34	0,32	0,55	0,8
CHI	0,36	0,28	0,25	0,24	0,63	0,46	0,84	1,02
JPN	2,18	2,41	2,65	2,52	2,6	2,73	2,01	1,39
KOR	1,93	1,18	1,69	1,62	0,16	0,78	1,35	1,06
USA	0,83	0,7	0,68	0,66	1,08	0,57	0,53	0,54

Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database August 2022

### ❖ **START-UP**

La Lombardia resta il terreno maggiormente fertile per la costituzione di nuove attività imprenditoriali di stampo innovativo (quasi una start-up energetica su quattro è attiva sul suolo lombardo). Anche le start-up energetiche sono numericamente più presenti nelle Regioni settentrionali e nel Lazio, ed è interessante notare che rispetto ad altri settori queste, come si rileva su tutto il territorio nazionale, sono anche mediamente più attive sul fronte brevettuale. La dimensione d'impresa rimane sicuramente il principale elemento di criticità: la stragrande maggioranza delle start-up italiane fattura meno di 500.000 euro - sia nel settore energetico (oltre il 90%) che in altri - e pochi sono i casi in cui la forza lavoro impiegata supera i dieci addetti (circa il 5%). In tal senso la difficoltà principale, oltre ai limiti di tipo organizzativo, risiede nel trovare fonti di finanziamento.

Il ritardo più evidente che l'Italia sconta in questo momento è la mancanza di un mercato maturo del Venture Capital. Tuttavia, data la crescita costante che questo settore sta conoscendo, comincia a diventare di rilievo l'impatto che queste imprese generano sull'economia nazionale, quantificabile in un valore aggiunto di circa 3,3 mld€ complessivi, di cui il 15% circa proviene dal comparto energetico. Ancora marginale resta l'impatto in termini occupazionali, valutabile in circa 60.000 posti di lavoro (oltre la metà nel nord Italia), di cui solo 8.000 nel comparto energia, numero tuttavia destinato a crescere nel prossimo futuro, viste le prospettive e l'attenzione sempre crescente verso questo genere di attività imprenditoriale.

*iii. Ripartizione degli attuali elementi del prezzo che costituiscono le tre principali componenti del prezzo (energia, rete, tasse/imposte)*

### ❖ **ENERGIA ELETTRICA**

Nel 2022 la spesa complessiva sostenuta dal sistema Italia per il consumo di energia elettrica è stimabile in circa 131,5 mld€ (con un aumento del 73% rispetto al 2021 la cui spesa ammontava a 76 mld€), ripartiti come segue:



- 72,7% per servizi di vendita (spesa per approvvigionamento dell'energia sul mercato<sup>150</sup>, spesa di commercializzazione e vendita al dettaglio, spesa per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento);
- 5,3% per servizi di rete (spesa per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura);
- 6,8% per oneri generali di sistema per un corretto funzionamento e sostenibilità economica e ambientale del sistema Paese (componenti di  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$ );
- 15,2% per imposte (accisa, IVA).

Va osservato che per il 2022 la voce di spesa relativa agli oneri generali è nulla per effetto delle disposizioni governative introdotte per il contenimento dell'impatto sui consumatori finali dei forti rialzi del prezzo dell'energia; tuttavia, tale voce è stata computata facendo riferimento al montante di circa 9 mld€ che il Governo ha messo a carico del bilancio dello Stato a compensazione del mancato gettito. La spesa per servizi di rete è invece per il 26% da attribuire alla rete di trasmissione e per il restante 74% alla rete di distribuzione.

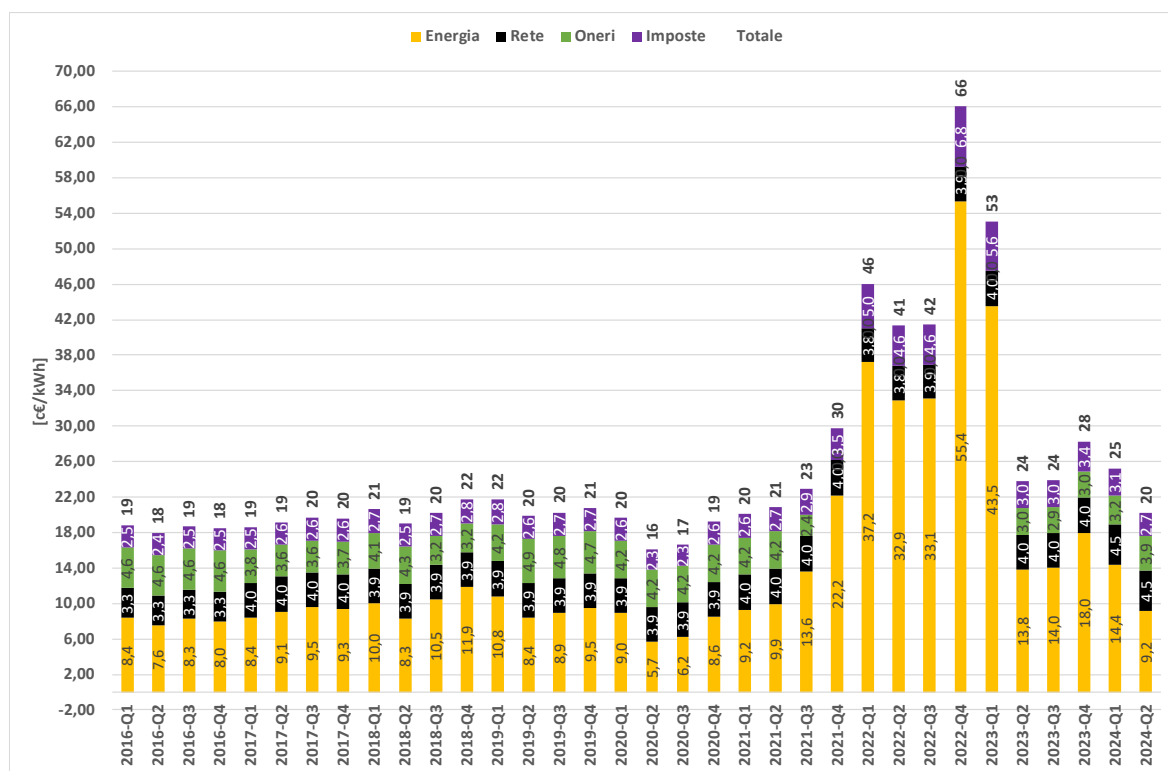
Per l'anno 2023 un primo dato pre-consuntivo è di circa 70,9 mld€ (58,9% per servizi di vendita, 10,3% per servizi di rete, 14,0% per oneri generali, 16,8% per oneri fiscali), un valore prossimo a quello calcolato per l'anno 2021 ma sempre in leggero rialzo rispetto al volume di spesa calcolato per il periodo pre-Covid19 (circa 1,3 volte la spesa media annua nel periodo 2012-2019). Rispetto al 2022, la contrazione nel 2023 va ricondotta ad un parziale assestamento del mercato del gas naturale a seguito di alcune misure prese a livello sia europeo, sia nazionale.

Dividendo il costo complessivo per il livello di consumo nazionale (295,9 TWh) si ottiene una stima del costo unitario dell'energia elettrica per la collettività dei consumatori. In particolare, nell'anno 2022 tale costo unitario (al lordo delle imposte) è stimabile in 44,47 c€/kWh, circa il 77% in più rispetto al 2021; per l'anno 2023, invece, si stima un valore di 23,86 c€/kWh, un valore più vicino al costo medio unitario del 2021 ma leggermente in rialzo rispetto al periodo pre-Covid19 (circa 1,3 volte).

La serie storica trimestrale del costo unitario dell'elettricità nel mercato tutelato per un'utenza domestica tipo (residente, potenza 3 kW, consumo 2700 kWh) mostra una significativa discontinuità nei valori assoluti e nelle sue componenti tariffarie a partire dall'ultimo trimestre 2021 sino al primo trimestre 2023. Durante questo periodo, di conseguenza al rialzo senza precedenti del prezzo delle commodities all'ingrosso, il costo unitario finale è arrivato a triplicare il suo valore. In termini di componenti tariffarie, la quota materia energia è arrivata a pesare più dell'80% del prezzo finale, gli oneri di sistema sono stati annullati per via di interventi regolatori straordinari volti a mitigare gli incrementi delle bollette, mentre le imposte sono incrementate per via dell'incremento del gettito iva. Dal secondo trimestre 2023 il costo unitario dell'elettricità delle famiglie si è quasi riallineato ai prezzi storici registrati fino al 2021, con un prezzo finale compreso nel range di 20,24-28,29 c€/kWh (45,5-63,4% energia, 14,1-22,4% rete, 10,5-19,1% oneri, 11,9-13,1% imposte).

<sup>150</sup> La stima della spesa per l'acquisto di energia, sostenuta dai clienti finali afferenti al mercato libero, è effettuata assumendo che le compravendite effettuate fuori borsa (circa il 27% del totale) prendano a riferimento i prezzi che si formano in borsa.

Figura 86 - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore domestico tipo in maggior tutela e le sue componenti tariffarie (fonte: Arera)



## ❖ GAS NATURALE

Nel 2022 il sistema Italia ha speso complessivamente per il consumo di gas naturale (attorno a 66 mld Smc) circa 124,7 mld€ (con un aumento del 145% rispetto al 2021 la cui spesa ammontava a 51 mld€), ripartiti come segue:

- 75,7% per servizi di vendita<sup>151</sup> (spesa per approvvigionamento dell'energia sul mercato, spesa di commercializzazione e vendita al dettaglio);
- 5,2% per servizi di rete (spesa per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura);
- 2,6% per oneri generali di sistema;
- 16,4% per imposte (accisa, IVA).

Va osservato che la voce di spesa relativa agli oneri generali non tiene conto dell'effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022 (II-IV trimestre) riguardo all'introduzione di valori con segno negativo nella componente "UG2" (compensazione dei costi di commercializzazione) applicata alle utenze con scaglioni di consumo fino a 5.000 Smc/annui, al fine di contenere l'impatto dei rialzi del costo dell'energia; tuttavia, un primo calcolo del gettito derivante dalla componente UG2 negativa darebbe luogo ad un montante negativo in oneri generali stimabile in circa 0,6 mld€.

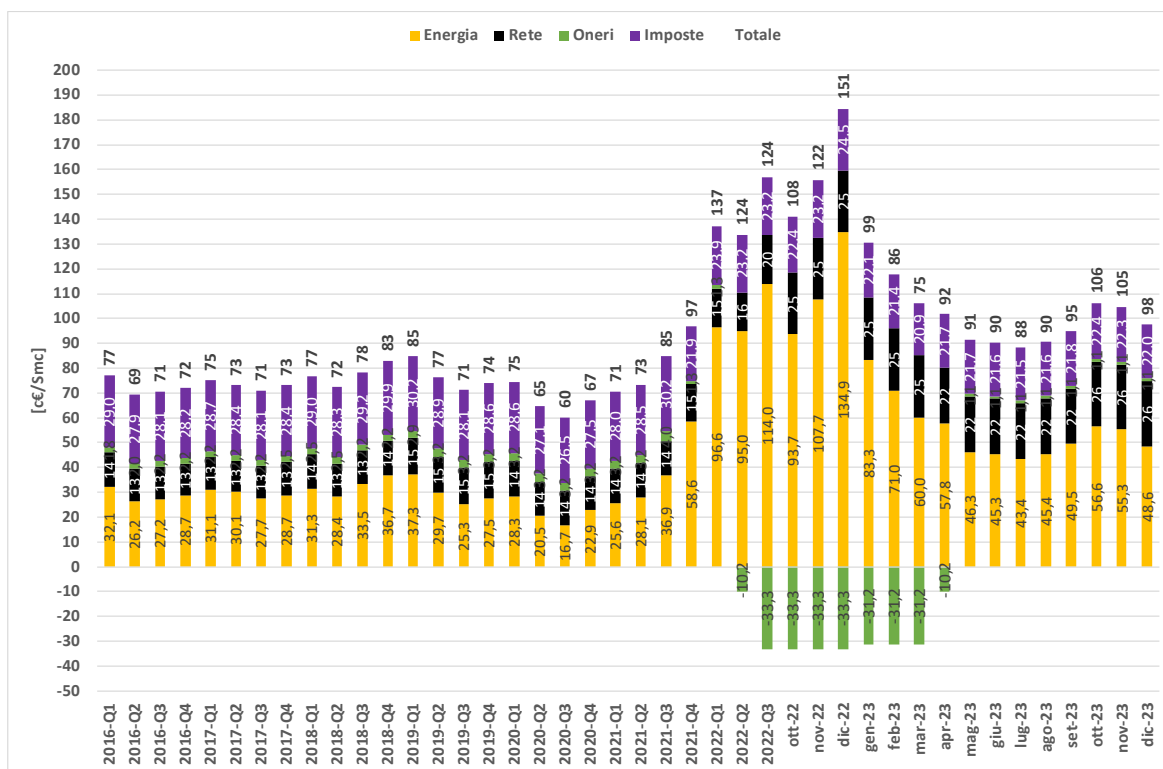
Per l'anno 2023 un primo dato pre-consuntivo è di circa 48,7 mld€ (60,9% per servizi di vendita, 13,7% per servizi di rete, 4,4% per oneri generali, 21,0% per oneri fiscali), un valore leggermente inferiore al dato del 2021 (-22%) ma comunque sempre in leggero rialzo rispetto al volume di spesa calcolato per il periodo pre-Covid19 (circa 1,4 volte la spesa media annua nel periodo 2014-2019).

<sup>151</sup> La stima della spesa per l'acquisto di gas, sostenuta dai clienti finali, è effettuata adottando i prezzi medi annuali degli scambi in Borsa (MGP Gas) e sulla piattaforma PSV (Punto di Scambio Virtuale), come indicato nella Relazione Annuale 2023 dell'Autorità.

Rispetto al 2022, la contrazione nel 2023 va ricondotta agli effetti sul mercato del gas naturale di alcune misure prese a livello sia europeo, sia nazionale. In termini di costo medio unitario il prelievo di gas dalla rete nazionale vale circa 189,85 c€/Smc (ovvero 17,74 c€/kWh) al lordo delle imposte, circa il 131% in più rispetto al 2021; per l'anno 2023, invece, si stima un valore di 78,15 c€/Smc (ovvero 7,3 c€/kWh), un valore di poco inferiore al costo medio unitario del 2021 ma leggermente in rialzo rispetto al periodo pre-Covid19 (circa 1,6 volte).

La serie storica trimestrale del costo unitario del gas naturale nel mercato tutelato per un'utenza domestica tipo (1400 Smc) mostra anch'essa un notevole rialzo a partire dall'ultimo trimestre 2021 sino a gennaio 2023. Durante questo periodo il costo unitario finale è arrivato a raddoppiare il suo valore, la quota materia energia è aumentata di 4 volte arrivando a pesare più dell'80% del prezzo finale. Tramite una serie di disposizioni normative volte a mitigare i costi finali delle bollette gli oneri di sistema sono stati resi negativi e le aliquote iva ridotte. Un altro intervento regolatorio che si è dimostrato particolarmente efficace per mitigare i prezzi durante la stagione invernale è stato il passaggio da un'indicizzazione della componente energia gas da trimestrale forward TTF a mensile a consuntivo PSV che ha consentito di cogliere prontamente la discesa dei prezzi del gas avvenuta nel mercato a pronti nel corso dei mesi invernali. Nel terzo trimestre 2021, ovvero l'ultimo trimestre prima di questo periodo per diversi aspetti anomalo, il prezzo del gas ammontava a 85 c€/Smc ovvero circa 8 c€/kWh di cui (44% energia, 16% rete, 5% oneri, 36% imposte). Da maggio 2023 il costo unitario del gas naturale consumato dalle famiglie si è abbastanza assestato portandosi ad un valore di poco superiore ai prezzi storici registrati fino al 2021, con valor medio di prezzo finale compreso nel range di 8,26-9,92 c€/kWh (49,1-53,3% energia, 23,6-26,7% rete, 1,1-1,3% oneri, 21,1-24,3% imposte).

Figura 87 Andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo in regime di tutela e le sue componenti tariffarie (fonte: Arera)



## ❖ CARBURANTI

I carburanti di origine petrolifera soddisfano nel 2022 il 94% dei consumi finali energetici nel settore trasporti su strada che costituiscono il 93% dei consumi finali del settore trasporti complessivo. Nel 2022 il sistema Italia ha speso complessivamente per il consumo di carburanti petroliferi per il trasporto stradale (pari a 34,2Mtep considerando anche la quota parte di biocarburanti miscelati) 71 mld€<sup>152</sup>, al lordo delle imposte di accise e IVA (con un aumento del 26% rispetto al 2021 la cui spesa ammontava a 57 mld€). Confrontando l'andamento della serie storica dei prezzi alla pompa dei diversi carburanti emerge come i prezzi di benzina e diesel siano cresciuti a partire dal 2021 sino al primo semestre 2022 rispettivamente del 39% e del 47%. Questi incrementi sono stati in parte calmierati attraverso alcune misure straordinarie protratte nel corso del 2022 volte a ridurre temporaneamente le imposte applicate sui prodotti petroliferi che costituiscono la quota predominante nel prezzo finale. Il GPL con un andamento dei prezzi correlato agli altri prodotti petroliferi ha avuto un incremento dell'ordine del 35% nel corso del 2021 andandosi poi a stabilizzare nel 2022 ad un prezzo di circa 80c€/l. Il metano per autotrazione è il carburante che ha risentito di più della congiuntura sfavorevole ed è arrivato anche a triplicare il suo valore storico alla pompa in corrispondenza dei mesi estivi del 2022. L'elettricità per alimentare i veicoli da ricarica pubblica, ipotizzando dei costi per la quota parte materia energia indicizzati al PUN, hanno avuto incrementi non trascurabili in parte calmierati dall'annullamento degli oneri applicati nel 2022 (particolarmente rilevanti per questa tipologia di utilizzo).

Nel 2023, il prezzo medio nazionale alla pompa della benzina è stato pari a 1,87 €/l (41% prezzo industriale energia e rete, 2% oneri legati all'obbligo di immissione di biocarburanti, 57% imposte),

<sup>152</sup> La stima del costo di sistema dei carburanti petroliferi da considerare come indicativa è effettuata applicando ai consumi finali dei prodotti petroliferi nel settore dei trasporti su strada i prezzi medi nazionali alla pompa dei prodotti petroliferi

in linea a quello del gasolio auto pari a 1,79 €/l (46% prezzo industriale energia e rete, 2% oneri legati all'obbligo di immissione di biocarburanti, 52% imposte), mentre il GPL è venduto mediamente a 0,75 €/l (62% prezzo industriale energia e rete, 38% imposte).

Figura 88 Andamento del prezzo alla pompa di Benzina, Gasolio auto, Metano, Eletticità da ricarica pubblica (fonte: elaborazioni MASE)

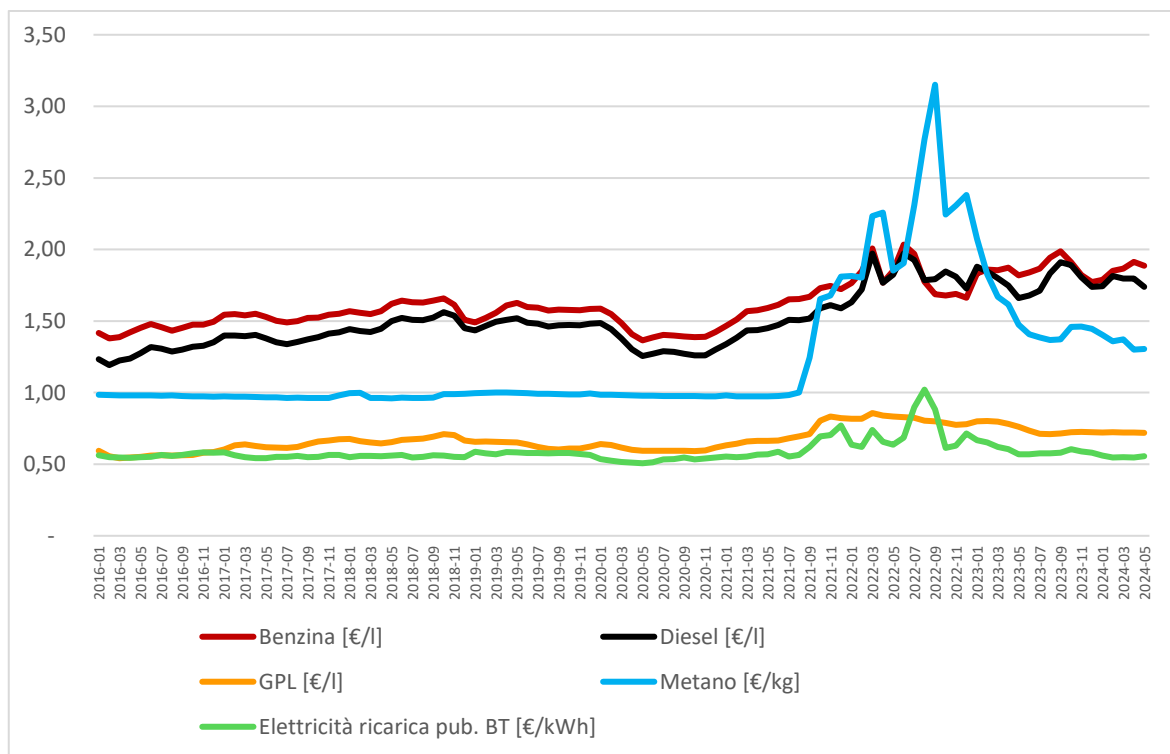


Figura 89 Andamento del prezzo (€/l) alla pompa della Benzina e delle sue componenti (fonte: elaborazioni MASE)

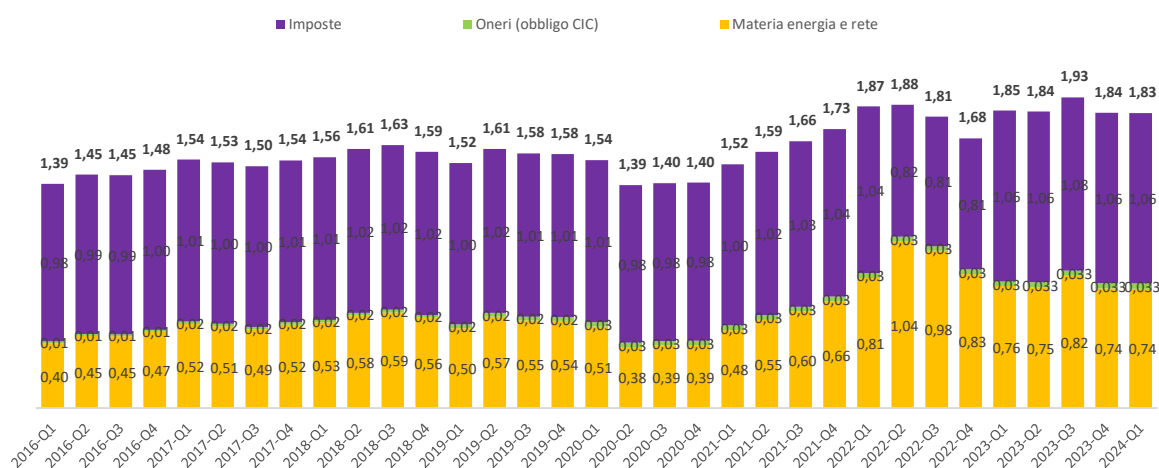
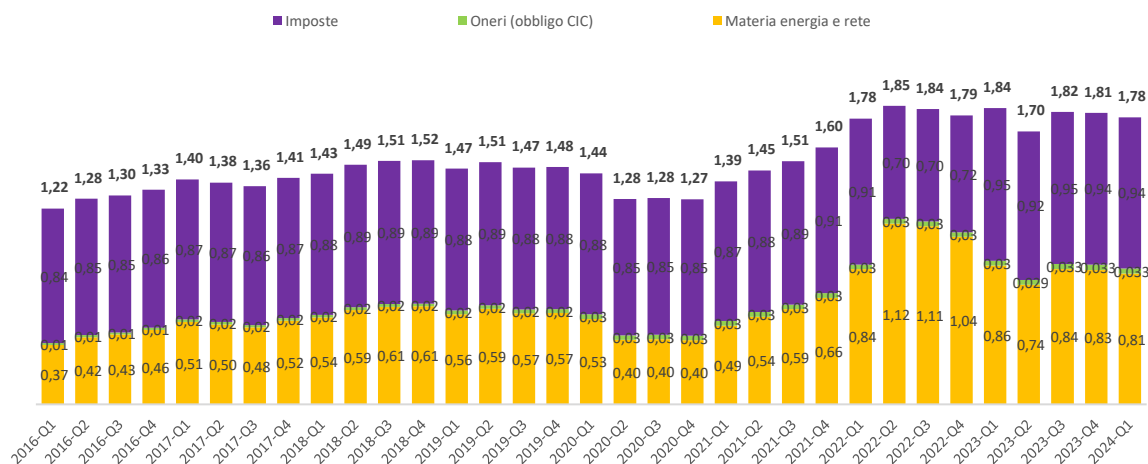


Figura 90 Andamento del prezzo (€/l) alla pompa del Gasolio auto e delle sue componenti (fonte: elaborazioni MASE)



#### iv. Descrizione delle sovvenzioni per l'energia, ivi inclusi i combustibili fossili

Il Parlamento attribuisce al Mase il compito di predisporre un "Catalogo dei Sussidi Ambientalmente Dannosi e dei Sussidi Ambientalmente Favorevoli" (come disposto dall'art. 68 della Legge del 28 dicembre 2015 n. 221, contenente misure per l'economia verde e l'uso efficiente delle risorse). Si tratta di un inventario che permette una ricognizione dei sussidi esistenti in Italia con particolare attenzione al loro impatto sull'ambiente. Come previsto dalla normativa, il termine "sussidio" è stato inteso dal Parlamento nella definizione più ampia, comprendendo, tra gli altri, incentivi diretti, esenzioni, riduzioni e sconti nei tributi, agevolazioni e sussidi impliciti.

Il Catalogo dei sussidi si pone come utile strumento:

- per individuare l'area di intervento per una possibile riforma della fiscalità generale, in applicazione del PPP (il "principio chi inquina paga") che migliori il funzionamento del mercato;
- per individuare misure che contribuiscano a una riforma fiscale ambientale (riduzione della pressione fiscale che grava sul fattore produttivo lavoro e sulle imprese con il contestuale recupero di gettito mediante forme di fiscalità ambientale che colpiscano inquinamento, risorse naturali, consumi e produzioni dannosi per l'ambiente);
- e, soprattutto, per individuare aree di riduzione delle "spese fiscali" in generale.

Negli ultimi tempi, la transizione energetica dei paesi europei è divenuta ancor più urgente, essendo guidata, oltre che dalla crisi climatica, anche dalla necessità di rendere indipendente l'UE dai combustibili fossili. Tra il 2021 e il 2022, a livello nazionale, sono stati autorizzati una serie di provvedimenti sottoforma di aiuti di Stato di concerto con l'UE, per compensare l'aumento dei prezzi del gas e dell'energia elettrica. Si tratta di norme straordinarie i cui effetti finanziari non sono stati inclusi nella stima dei sussidi monitorati dal Catalogo, proprio in virtù del loro carattere transitorio.

Tuttavia, l'instabilità del mercato delle energie ha generato in tutta Europa un'accelerazione dei processi decisionali, conferendo nuovo impulso a diversi strumenti attuativi, tra questi la tassazione dell'energia e l'indipendenza energetica dell'Unione.

La Commissione europea ha presentato nel 2021 il Pacchetto *Fit for 55* e nel 2022 il piano *REPowerEU* a rafforzamento degli obiettivi sull'energia rinnovabile già sanciti con il Green Deal.

In particolare, oltre alle misure di fiscalità ambientale già approvate nell'ambito del pacchetto *Fit for 55* (riforma dell'ETS, *Carbon Border Adjustment Mechanism*) è stata proposta anche la revisione della Direttiva sulla tassazione dell'energia (DTE) (Direttiva 2003/96/CE) che, fra l'altro, regola il regime delle esenzioni e delle agevolazioni di accisa praticate da Stati Membri (le esenzioni ed agevolazioni d'accisa sono infatti classificate come sussidi dal Catalogo). Secondo la Commissione, infatti, l'attuale DTE non è più in grado di allinearsi con i più recenti obiettivi dell'UE in materia di clima ed energia, al punto tale che sembrerebbe al contrario favorire l'uso di combustibili fossili e il malfunzionamento del mercato interno. L'efficacia della direttiva vigente è ulteriormente limitata da una copertura obsoleta dei prodotti energetici, in particolare i biocarburanti, e da una serie di differenziazioni, riduzioni ed esenzioni fiscali.

Tra gli obiettivi della proposta di revisione dell'ETD, oltre all'obiettivo principale di superare l'attuale diversità dei criteri di tassazione dei prodotti energetici impiegati degli Stati Membri, vi è quello di eliminare le esenzioni obsolete e le aliquote agevolate rispetto a quelle ordinarie, che di fatto incoraggiano l'uso dei combustibili fossili.

Inoltre, secondo la terza relazione annuale della Commissione UE sul monitoraggio dei progressi compiuti dagli Stati membri verso la graduale eliminazione delle sovvenzioni all'energia (*Report on Energy subsidies, COM(2022) 642 final*), che adotta una definizione di sussidi parzialmente diversa rispetto al Catalogo nazionale, le sovvenzioni inefficienti che incidono sugli obiettivi della transizione verso l'energia pulita sono ammontate a 173 miliardi di euro nell'UE nel 2020 e hanno toccato i 184 miliardi nel 2021. In base al Patto per il clima adottato dalla COP di Glasgow in attuazione dell'accordo di Parigi<sup>153</sup>, occorre che le Parti eliminino gradualmente i sussidi inefficienti alle fonti fossili, fornendo allo stesso tempo sostegno mirato ai Paesi più poveri e vulnerabili in linea con le circostanze nazionali e con una transizione giusta. Secondo i dati riportati dalla relazione della Commissione, nel 2020 le sovvenzioni all'energia dell'Italia superano l'1,6% del Pil, di cui lo 0,3% del PIL per sovvenzioni ai combustibili fossili e circa l'1% del PIL per sovvenzioni alle energie rinnovabili.

A livello nazionale, come risultato della riforma avvenuta con l'istituzione del Cite (articolo 4 del decreto-legge del 1° marzo 2021 n. 22) e dei provvedimenti previsti dall'articolo 18 del decreto-legge del 27 gennaio 2022 n. 4, a partire dal 2022 termineranno l'effetto finanziario cinque SAD, elencati nella categoria Energia del Catalogo dei sussidi ambientali e classificati come sussidi alle fonti fossili, che sono:

- Riduzione dell'accisa per i carburanti utilizzati nel trasporto ferroviario di persone e merci (EN.SI.06).
- Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati per la produzione di magnesio da acqua di mare (EN.SI.14).
- Riduzione accise sui prodotti energetici per le navi che fanno esclusivamente movimentazione all'interno del porto di transhipment (EN.SI.25).
- Fondi per ricerca, sviluppo e dimostrazione per gli idrocarburi (petrolio e gas) (EN.SI.27).
- Fondi per ricerca, sviluppo e dimostrazione per il carbone (EN.SI.28).

Nelle tabelle che seguono sono elencati:

- i 7 sussidi eliminati o terminati;
- i 3 sussidi da riformare a livello comunitario o globale;
- gli 11 sussidi all'energia ambientalmente favorevoli (Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabile e Incentivazione degli Impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW sono stati aggregati con Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico);

<sup>153</sup> [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021\\_10\\_add1\\_adv.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10_add1_adv.pdf).



- Le stime degli effetti finanziari annuali dei sussidi riguardano il periodo 2018-2022.

Tabella 86 - Elenco delle sovvenzioni/sussidi eliminati o terminati

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)				
			2018	2019	2020	2021	2022
1	Fondi per ricerca sviluppo e dimostrazione per gli idrocarburi (petrolio e gas)	Art. 23 c. 2 lett. a) decreto-legge 22 giugno 2012 n. 83 convertito con modificazioni dalla L. 7 agosto 2012 n. 134. Eliminato con Art. 18 c. 3 decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4	74,5	74,5	74,5	-	-
2	Riduzione dell'accisa per i carburanti utilizzati nel trasporto ferroviario di persone e merci	Tab. A punto 4 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504). Eliminato con Art. 18 c. 1 decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4	22,9	25,8	22,4	19,0	--
3	Fondi per ricerca sviluppo e dimostrazione per il carbone	Art. 23 c. 2 lett. a) decreto-legge 22 giugno 2012 n. 83 convertito con modificazioni dalla L. 7 agosto 2012 n. 134. Eliminato con Art. 18 c. 3 decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4	6,6	6,6	6,6	-	-
4	Riduzione accise sui prodotti energetici per le navi che fanno esclusivamente movimentazione all'interno del porto di transhipment	Art. 1 c. 367-2 ter della L. 28 dicembre 2015 n. 208. Eliminato con Art. 18 c. 2 decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4	1,8	1,8	1,8	1,8	-
5	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati per la produzione di magnesio da acqua di mare	Tab. A punto 14 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504). Eliminato con Art. 18 c. 1 decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4	0,5	0,5	0,5	0,5	-
6	Riduzione dell'accisa sulle emulsioni di gasolio o olio combustibile in acqua impiegate come carburanti o combustibili	Art. 21-bis D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504 (Programma della durata di sei anni, a decorrere dal 1°	0,3	0,2	-	-	-

		gennaio 2014 e fino al 31 dicembre 2019)					
7	Provvedimento 6/92 del Comitato Interministeriale dei Prezzi ("CIP6")	Annullato con delibera 31 gennaio 2022, 35/2022/R/eel, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022 (legge 30 dicembre 2021, n. 234) e dal successivo "decreto Sostegni-ter" (decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4);	577,4	407,2	308,7	82,0	0,0
Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi eliminati e terminati			684	516,7	414,6	103,3	-

Tabella 87 - Elenco delle sovvenzioni/sussidi all'energia ambientalmente dannosi da riformare a livello europeo o internazionale

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)				
			2018	2019	2020	2021	2022
1	Rilascio delle quote ETS assegnate a titolo gratuito	Artt. 20-23 D.Lgs. 13 marzo 2013 n. 30	980,0	1.581,9	1.402,0	2.412,3	3.712,7
2	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati come carburanti per la navigazione aerea diversa dall'aviazione privata da diporto e per i voli didattici	Tab. A punto 2 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	1.912,2	2.014,2	682,3	878,3	1.523,8
3	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati come carburanti per la navigazione marittima	Tab. A punto 3 TUA (D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	435,7	490,2	513,5	618,7	453,9
Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi da riformare a livello europeo e internazionale			3.327,9	4.086,3	2.597,8	3.909,3	5.690,40

Tabella 88 - Elenco dei sussidi nel settore energia con impatto ambientale favorevole (SAF)

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)				
			2018	2019	2020	2021	2022
1	Conto energia: sistema incentivante dedicato agli impianti solari fotovoltaici (dal 2005 al 2012)	DD.MM. 28/07/2005 e 06/02/2006 (I Conto Energia); D.M. 19/02/2007 (II Conto Energia); D.M. 06/08/2010 (III Conto Energia); D.M. 05/05/2011 (IV Conto Energia); D.M. 05/07/2012 (V Conto Energia)	5.979,0	5.945,0	6.187,0	5.750,0	5.906,0
2	Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico	D.M. 23 giugno 2016	5.700,0	5.641,0	5.800,2	4.918,0	640,0
3	Detrazione del 50% o 65% o 110% per vari interventi di riqualificazione energetica degli edifici esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurale, posseduti o detenuti	Art. 1 c. 175 L. 160/2019; Art. 119 D.L. 19 maggio 2020 n. 34 (Rilancio)	1.634,2	1.828,9	2.008,0	2.292,1	4.513,2
4	Detrazione per l'acquisto di mobili e grandi elettrodomestici di classe non inferiore all'A+ (impatto incerto)	Art. 16 c. 2 D.L. 63/2013; Art. 7 c. 2-bis D.L. 28 marzo 2014 n. 47; Art. 1 c. 3 lett. b) n. 3) L. 205/2017	283,7	352,2	419,6	484,0	639,5
5	Esenzione dall'accisa per l'energia elettrica prodotta con impianti azionati da fonti rinnovabili con potenza disponibile superiore a 20 kW consumata dalle imprese di autoproduzione in locali e luoghi diversi dalle abitazioni	dicembre 2015 n. 208; Art. 52 c. 3 lett. b) TUA (D. Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504)	59,6	123,3	54,2	59,6	74,5
6	Credito d'imposta sulle reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa ed energia geotermica	Art. 8 c. 10 lett. f) L. 448/1998	29,6	31,3	30,9	24,2	52,6
7	Produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta	Allegato I D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

N	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)					
			2018	2019	2020	2021	2022	
	di consumo sull'energia elettrica. Esenzione per gli oli vegetali non modificati chimicamente.							
8	Credito d'imposta per l'acquisto di veicoli alimentati a metano o GPL o a trazione elettrica o per l'installazione di impianti di alimentazione a metano e GPL	Art. 1 c. 2 D.L. 324/1997; Art. 1 c. 54 L. 239/04; Art. 5-sexies D.L. 203/2005; D.P.C.M. 20/02/2014 (cfr. Art. 1, 577 della L. 147/2013)	0,2	0,1	0,0	0,1	0,02	
9	Regime di particolare favore per [...] i sistemi di autoproduzione di energia elettrica con ciclo ORC	Art. 12 L. 28 dicembre 2015 n. 221	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.	
10	Promozione di interventi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER termiche (Cogenerazione e CAR)	D. Lgs. 102/2014; D. M. 5 settembre 2011; Decreto Interministeriale del 28 dicembre 2012, e D.Lgs. 102/2014 e Decreto Interministeriale 16 febbraio 2016 (Conto Termico 2.0)	d.q.	d.q.	302,7	364,0	382,0	
11	Incentivazione degli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale	Art. 32 D.Lgs. 28/2011	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.	d.q.	
	Totale dei sussidi nel settore energia con impatto ambientale favorevole		13.686,8	13.922,3	14.803,1	13.892,5	12.208,3	

d.q. da quantificare Fonte: Mase

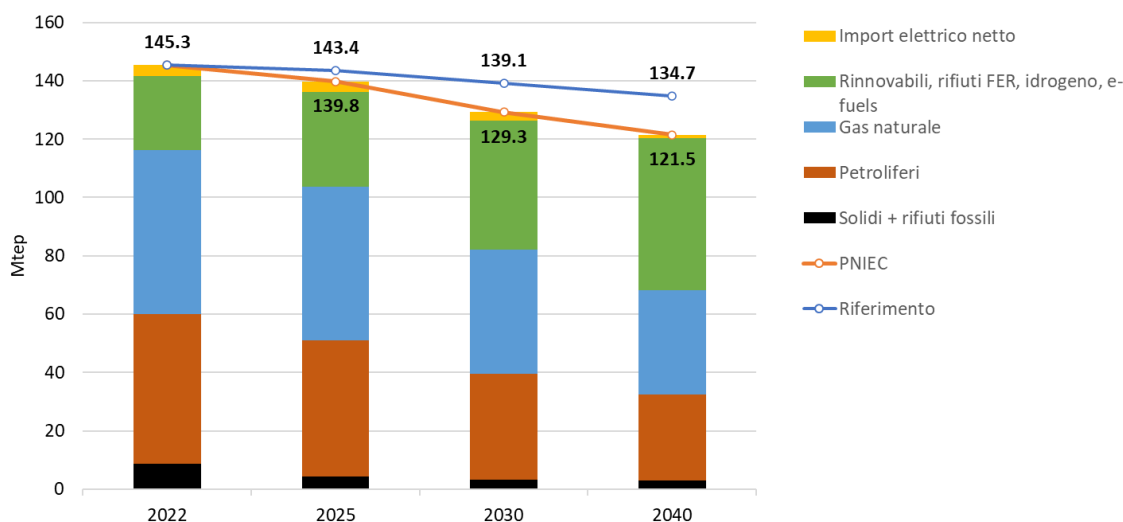
## 5 VALUTAZIONE DI IMPATTO DELLE POLITICHE E DELLE MISURE PREVISTE<sup>154</sup>

### 5.1 Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4).

*i. Proiezioni dell'evoluzione del sistema energetico e delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra nonché, ove pertinente, delle emissioni di inquinanti atmosferici in conformità della Direttiva (UE) 2016/2284 nel quadro delle politiche e delle misure previste almeno per i dieci anni successivi al periodo oggetto del piano (compreso l'ultimo anno del periodo coperto dal piano), comprese le pertinenti politiche e misure dell'Unione.*

Come anticipato nei capitoli precedenti, il Piano Nazionale Energia e Clima promuove la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale attraverso due leve principali: il cambiamento tecnologico e i conseguenti processi di efficientamento e la progressiva sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili. Il grafico e la tabella seguente, che riportano le proiezioni fino al 2040<sup>155</sup> dello scenario PNIEC confrontati con lo scenario di Riferimento, evidenziano i risultati di questo processo.

Figura 91 - Evoluzione del consumo interno lordo (comprende gli usi non energetici) negli scenari di Riferimento e PNIEC [Fonte: RSE]



<sup>154</sup> Le politiche e le misure previste sono opzioni in esame con prospettiva realistica di adozione e attuazione dopo la data di presentazione del piano nazionale. Le relative proiezioni di cui al punto 5.1.i comprendono pertanto non solo le politiche e le misure adottate e attuate (proiezioni sulla base delle politiche e delle misure in vigore), ma anche le politiche e le misure previste.

<sup>155</sup> Lo scenario energetico emissivo al 2040 tiene conto del solo effetto inerziale delle misure incluse per raggiungere i target del PNIEC al 2030 non vincolato ai target di neutralità climatica al 2050 e sarà ulteriormente affinato nel corso dei lavori di aggiornamento della Long term Strategy (LTS).

Tabella 89 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (Mtep) [Fonte: RSE]

Scenario PNIEC	2022	2025	2030	2040
<b>Consumo interno lordo<sup>1</sup></b>	<b>145,3</b>	<b>139,8</b>	<b>129,3</b>	<b>121,5</b>
Solidi <sup>2</sup>	8,6	4,3	3,2	3,1
Prodotti petroliferi	51,5	46,8	36,3	29,3
Gas naturale <sup>3</sup>	56,1	52,5	42,6	35,7
Rinnovabili <sup>6</sup>	25,4	32,5	44,3	52,2
Energia elettrica	3,7	3,7	2,9	1,2
<b>Consumi energetici primari<sup>4</sup></b>	<b>139,6</b>	<b>133,6</b>	<b>123,3</b>	<b>115,4</b>
<b>Consumi energetici finali<sup>5</sup></b>	<b>111,7</b>	<b>109,1</b>	<b>101,7</b>	<b>95,5</b>
<b>dettaglio per settore</b>	<b>111,7</b>	<b>109,1</b>	<b>101,7</b>	<b>95,5</b>
Industria	25,5	25,8	25,8	25,4
Residenziale	29,3	29,0	26,6	23,8
Terziario	14,2	14,0	13,0	12,9
Trasporti	39,5	37,3	33,1	30,3
Agricoltura	3,3	3,1	3,1	3,0
<b>dettaglio per fonte</b>	<b>111,7</b>	<b>109,1</b>	<b>101,7</b>	<b>95,5</b>
Solidi	1,5	1,6	1,5	1,5
Prodotti petroliferi	43,8	38,2	28,4	21,5
Gas naturale	31,6	30,4	24,5	18,8
Energia elettrica	24,7	25,5	27,5	30,8
Calore	1,5	1,9	2,1	2,5
Rinnovabili	8,6	11,6	17,7	20,4
<b>Consumi finali non energetici</b>	<b>5,7</b>	<b>6,2</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>

<sup>1</sup> Indicatore "Gross inland consumption (Europe 2020-2030)" che include aviazione internazionale ed esclude calore ambientale e trasporto navale internazionale.

<sup>2</sup> Inclusa quota rifiuti non rinnovabili e gas siderurgici.

<sup>3</sup> Non include bunkeraggio internazionale.

<sup>4</sup> I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.

<sup>5</sup> Indicatore "Final energy consumption (Europe 2020-2030)".

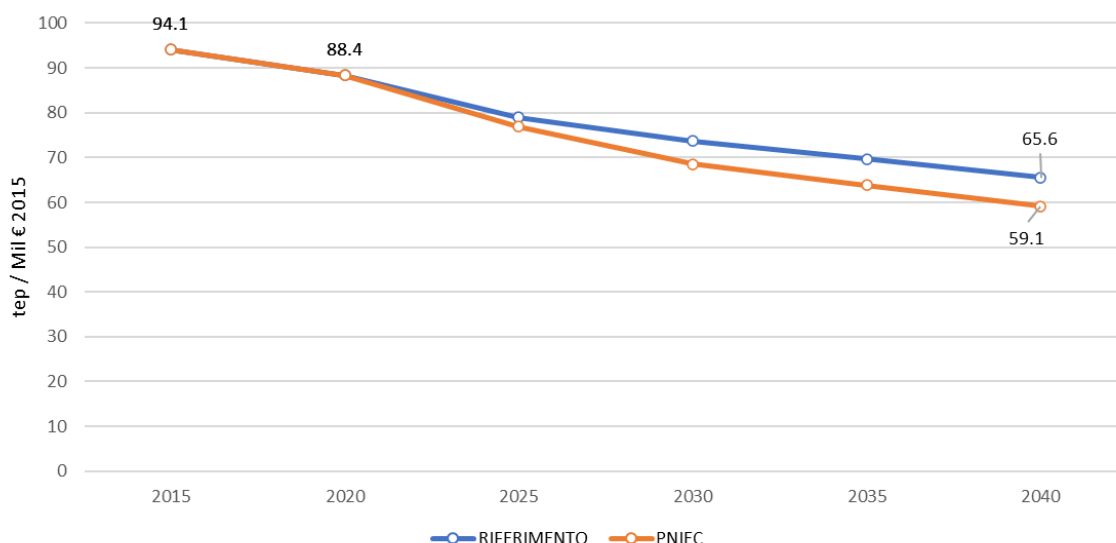
<sup>6</sup> include biocarburanti e biometano

Si sottolinea che la flessione del Consumo Interno Lordo è dovuta esclusivamente alle sopraccitate dinamiche di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico. L'andamento del PIL è infatti previsto essere crescente dal 2022 in poi, con tassi superiori a quelli previsti lo scorso anno per il medio e lungo periodo. La maggiore crescita del PIL rende ancora più sfidante il processo di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030.

L'effetto dei processi di efficientamento tecnologico, derivante dall'implementazione delle politiche, è evidenziato dall'andamento del parametro di intensità energetica delle attività economiche, che risulta in continua contrazione nel breve, medio e lungo termine.

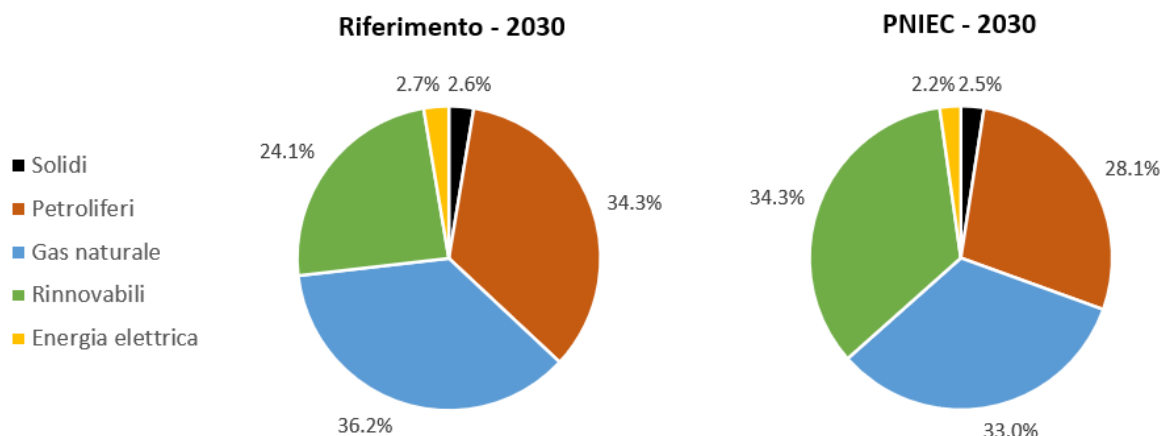


Figura 92 - Evoluzione dell'intensità energetica al 2040



Sia nello scenario di Riferimento che in quello PNIEC si osservano incrementi in termini di efficienza energetica che più che compensano quelli relativi consumi settoriali. Nello scenario PNIEC, le politiche e misure aggiuntive contribuiscono a raggiungere tassi di efficientamento superiori: l'intensità energetica si riduce infatti dell'1,7% medio annuo nel periodo 2020-2040 (1,3% nello scenario Riferimento).

Figura 93 - Mix del fabbisogno primario al 2030



\*Incluso biogas per la produzione di biometano

Si osserva un contributo sempre più rilevante delle fonti rinnovabili a discapito delle fonti fossili, con una quota sul mix energetico primario che aumenta dal 17,5% nel 2022 al 34,3% nel 2030 nello scenario PNIEC, mentre nello scenario di Riferimento si arriva a una quota del 24,1%.

I prodotti petroliferi continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo diminuisce significativamente già considerando il 2030 (circa 28% del mix primario, rispetto al 34% dello scenario di Riferimento), in quanto il petrolio nel trasporto è

sostituito cospicuamente da biocarburanti e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci. Inoltre, il consumo settoriale diminuisce anche grazie a misure legate allo shift modale che favoriscono il trasporto delle merci su ferro e il trasporto di passeggeri su mezzi pubblici.

Sia nello scenario di Riferimento che nello scenario PNIEC si evidenzia una contrazione del contributo del gas naturale al mix energetico primario già al 2030; tuttavia, i processi di sostituzione con le fonti rinnovabili e di efficientamento sono più spinti nello scenario PNIEC. Pertanto, il ricorso al gas naturale fossile diminuisce dal 38,6% nel 2022, al 33% nel 2030 (nello scenario di Riferimento 36,2% nel 2030).

Quanto alla sicurezza energetica, si delinea un progressivo incremento in termini di produzione di energia nazionale sostanzialmente riferita alle fonti rinnovabili. Questo elemento, sommato alla flessione dei consumi, si traduce in una netta riduzione della dipendenza energetica (più che nello scenario di Riferimento).

Tabella 90 - Risorse energetiche interne, proiezioni 2025-2040 – scenario PNIEC (ktep)

	2025	2030	2040
<b>Produzione nazionale</b>	39.599	52.807	59.983
Solidi	-	-	-
Petrolio greggio	3.961	3.530	2.803
Gas naturale	2.691	3.037	1.253
Rinnovabili*	32.947	46.241	55.927

\*Include i biocarburanti per trasporto, il biometano, l'energia ambiente e la quota dei rifiuti non rinnovabili.

Tabella 91 - Importazioni nette, proiezioni 2025-2040 – scenario PNIEC (ktep)

	2025	2030	2040
<b>Importazioni nette</b>	104.747	82.635	70.814
Solidi	3.239	1.765	1.766
Greggio e prodotti petroliferi	45.057	34.903	28.301
Gas naturale	49.888	39.707	34.799
Energia elettrica**	3.735	2.912	1.152
Rinnovabili*	2.828	3.348	4.796

\* Include i biocarburanti per trasporto.

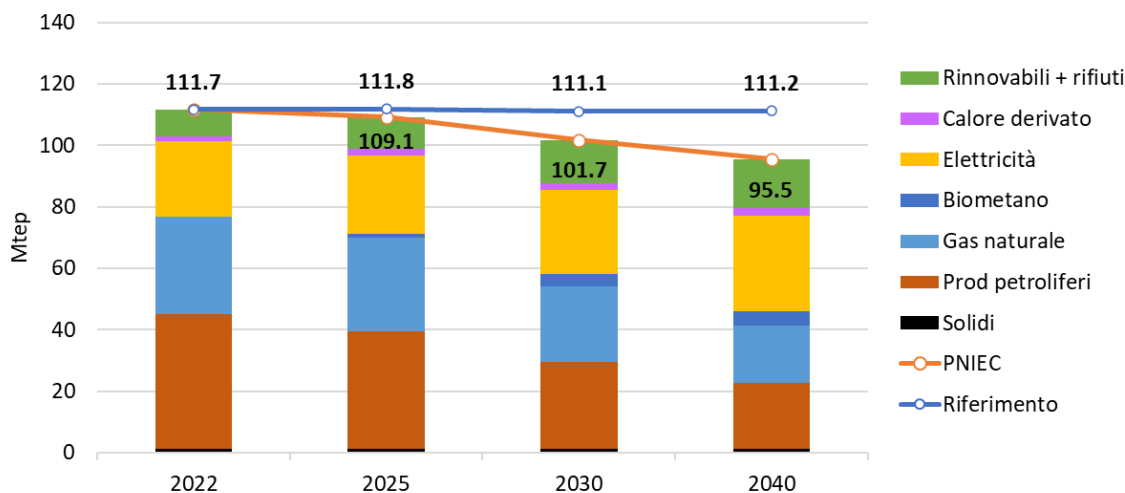
\*\* i valori considerati di import di energia elettrica al 2030 e 2040 sono quelli dello scenario EUREF2020 della CE

Tabella 92 - Dipendenza energetica, proiezioni 2025-2040 – scenario PNIEC

	2025	2030	2040
<b>Dipendenza energetica</b>	72,6%	61,0%	54,2%

Le misure e politiche considerate nello scenario PNIEC consentono di ridurre i consumi finali di energia di circa 9 Mtep al 2030 rispetto allo scenario di Riferimento, per complessivi 102 Mtep.

Figura 94 - Evoluzione dei consumi finali per fonte al 2040 [Fonte: RSE]



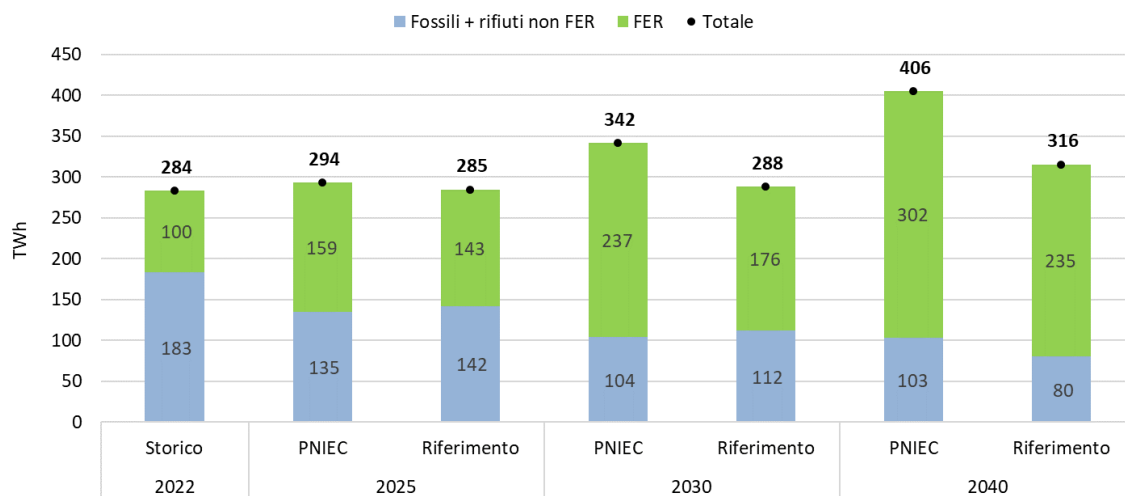
Una delle leve principali attraverso le quali si intendono raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico è quella della elettrificazione dei consumi finali accompagnata da una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore della generazione di energia elettrica.

Nello scenario PNIEC si osserva quindi un incremento della generazione elettrica che consente l'elettrificazione dei settori di uso finale: la produzione lorda ammonta infatti a 342 TWh nel 2030 e 406 TWh nel 2040 (corrispondenti rispettivamente a un incremento del 20% e 43% rispetto ai dati storici 2022). Parallelamente, cresce il contributo delle fonti rinnovabili nel settore della generazione, la cui quota incrementa dal 35% registrato nel 2022 al 69% nel 2030 e 75% nel 2040; tale incremento è principalmente dovuto alle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico), la cui diffusione viene innescata grazie a costi d'investimento sempre più bassi.

L'import elettrico netto contribuisce in maniera meno rilevante nello scenario Policy rispetto a quello di Riferimento. Nello scenario PNIEC, l'import al 2030 è considerato pari a 34 TWh corrispondente al valore dello scenario EUref2020 della Commissione Europea. Nello scenario di Riferimento il valore di import netto è invece impostato a un valore pari a 43 TWh in linea con i livelli attuali di import.

L'*overgeneration* di energia elettrica derivante dall'incremento di fonti rinnovabili non programmabili può essere gestita sia attraverso un adeguato sviluppo delle infrastrutture elettriche sia attraverso lo sviluppo di sistemi di accumulo elettrico, dal momento che azzerare completamente l'*overgeneration* non è economicamente razionale, né vantaggioso.

Figura 95 - Evoluzione della produzione lorda di energia elettrica al 2040 (inclusa l'energia elettrica destinata agli elettrolizzatori ed esclusa la produzione elettrica da pompaggi) [Fonte: RSE]



Con riferimento alle emissioni, di seguito si riporta l'andamento storico delle emissioni nazionali e l'evoluzione attesa nello scenario con le politiche aggiuntive finora individuate.

Tabella 93 - Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO<sub>2</sub>eq) - scenario con politiche aggiuntive [Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040
<b>Emissioni totali GHG escluso LULUCF</b>	<b>522</b>	<b>596</b>	<b>411</b>	<b>413</b>	<b>406</b>	<b>389</b>	<b>368</b>	<b>291</b>	<b>240</b>
Emissioni ETS*	-	248	131	136	133	122	112	84	n.a.
Emissioni ESR	-	343	278	274	270	264	253	204	n.a.
Obiettivi ESR**	-	-	274	269	259	250	241	193	n.a.
<b>Differenza rispetto agli obiettivi ESR</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+5</b>	<b>+6</b>	<b>+11</b>	<b>+14</b>	<b>+12</b>	<b>+11</b>	<b>n.a.</b>
LULUCF	-4	-34	-25	-21	-23	-26	-28	-28	-31
<b>Emissioni totali GHG incluso LULUCF</b>	<b>519</b>	<b>562</b>	<b>386</b>	<b>392</b>	<b>383</b>	<b>363</b>	<b>340</b>	<b>262</b>	<b>209</b>

\* Considerando l'ambito di applicazione della direttiva prima dell'adozione della Direttiva (UE) 2023/959. Non sono incluse le emissioni dell'aviazione e della navigazione nazionali.

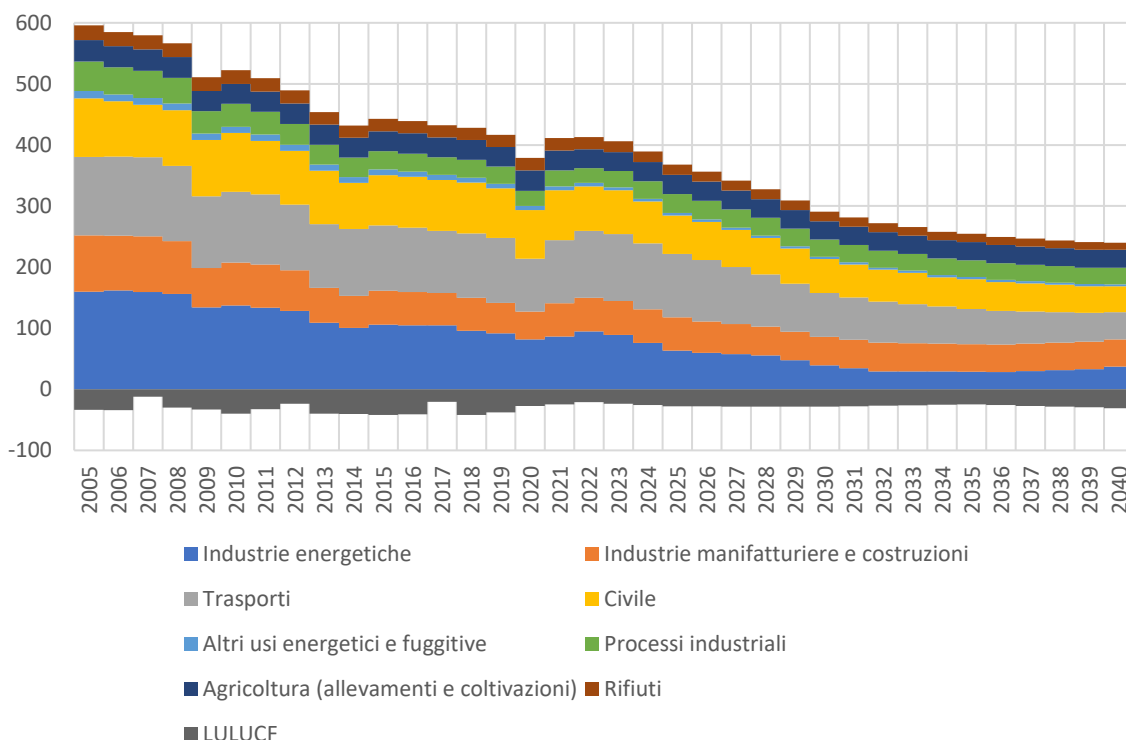
\*\*Obiettivi indicativi, gli obiettivi saranno specificati da apposita regolamentazione da adottare a livello europeo. Per la stima si sono utilizzati i criteri stabiliti dal Regolamento (UE) 2023/857 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030

Nella tabella seguente sono riportate le emissioni disaggregate a livello settoriale nell'ipotesi di massima riduzione delle emissioni a seguito dell'attuazione delle politiche aggiuntive. Non sono disponibili, al momento della stesura del presente documento, politiche aggiuntive per il settore LULUCF, per cui per tale settore lo scenario con politiche aggiuntive coincide con quello di riferimento.

Tabella 94 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNIEC disaggregate per settore (MtCO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]

Emissioni di GHG, Mt CO <sub>2</sub> eq.	2005	2015	2020	2021	2022	2025	2030	2040
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>488</b>	<b>360</b>	<b>300</b>	<b>332</b>	<b>338</b>	<b>289</b>	<b>217</b>	<b>172</b>
Industrie energetiche	160	106	82	86	95	63	39	37
Industrie manifatturiere e costruzioni	92	56	46	55	55	54	47	45
Trasporti	128	107	87	103	110	104	72	44
Civile	96	82	79	82	73	63	56	42
Altri usi energetici e fuggitive	12	9	7	6	6	4	4	3
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	<b>107</b>	<b>83</b>	<b>79</b>	<b>79</b>	<b>75</b>	<b>79</b>	<b>74</b>	<b>67</b>
Processi industriali	48	30	25	26	24	31	28	26
Agricoltura (allevamenti e coltivazioni)	35	32	34	33	31	31	30	30
Rifiuti	24	20	20	20	20	17	15	12
<b>TOTALE (escluso LULUCF)</b>	<b>596</b>	<b>443</b>	<b>379</b>	<b>411</b>	<b>413</b>	<b>368</b>	<b>290.7</b>	<b>239</b>
LULUCF	-34	-42	-27	-25	-21	-28	-28	-31

\* Per quanto riguarda la navigazione il dato è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse

Figura 96 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2022 e secondo lo scenario a politiche aggiuntive disaggregate per settore (MtCO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]


Alla luce della tabella e del grafico precedenti, l'analisi settoriale nel periodo 2021 - 2030 mostra:

- una fortissima contrazione delle emissioni nelle industrie energetiche (-41%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili è il fattore determinante, oltre al contributo derivante dal phase out della produzione a carbone;
- nel settore dei trasporti una diminuzione delle emissioni del 26% dovuta alla imponente elettrificazione del trasporto auto e, in misura minore, alla penetrazione di biocarburanti, nonché ad un contenimento, seppur contenuto, della crescita della domanda di trasporto privato;
- nel settore residenziale una diminuzione delle emissioni del 32% per il notevole tasso di ristrutturazione degli edifici, il costante efficientamento e la progressiva elettrificazione del settore soprattutto grazie alla massiccia penetrazione di pompe di calore;
- una più modesta contrazione (-14%) delle emissioni dall'industria, considerando nell'insieme gli usi energetici, i processi industriali e i gas fluorurati; per questo settore si sono verificate delle riduzioni molto consistenti negli anni storici (-39% dal 2005 al 2021), in parte dovute alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi i cui effetti sono evidenti anche nella riduzione delle emissioni degli anni di proiezione, nonostante l'ipotesi di una importante ripresa produttiva. In questo settore contribuiscono inoltre la conversione del polo di produzione di acciaio di Taranto, e in parte minore il ricorso al CCS e l'incremento dell'utilizzo di gas rinnovabili.

*ii. Valutazione delle interazioni programmatiche (tra politiche e misure vigenti e previste all'interno di una dimensione strategica e tra politiche e misure vigenti e previste appartenenti a diverse dimensioni) almeno fino all'ultimo anno del periodo coperto dal piano, in particolare per sviluppare una solida comprensione dell'impatto delle politiche in materia di efficienza energetica / risparmio energetico sul dimensionamento del sistema energetico e ridurre il rischio di investimenti incagliati nell'approvvigionamento energetico*

*iii. Valutazione delle interazioni tra le politiche e le misure esistenti e previste, e tra tali politiche e misure e le misure di politica climatica ed energetica dell'Unione*



## **5.2 Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti**

Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti. Tale analisi è stata effettuata utilizzando un modello standard input/output basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (elaborazioni GSE). Queste matrici rappresentano un quadro contabile che schematizza la struttura economica di un Paese in un determinato arco temporale, mettendo in evidenza in maniera sintetica e immediata le interdipendenze tra i diversi settori che compongono l'economia. Le matrici, opportunamente trasformate attraverso specifici procedimenti, permettono di stimare gli impatti macroeconomici (valore aggiunto, occupazione) dovuti a variazioni della domanda finale in un determinato settore in un dato anno. Le matrici sono costruite a partire dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (Istat) con cadenza annuale. Le ultime tavole, disponibili al momento in cui si scrive, fanno riferimento all'anno 2020 e sono disaggregate in 63 settori economici.

Uno degli ostacoli metodologici che presenta questo tipo di analisi è dovuto al fatto che ai 63 settori economici delle matrici, in certi casi, non sono associabili per intero gli interventi valutati negli scenari del presente Piano (a politiche correnti e di policy). È il caso, ad esempio, degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Per superare il problema, le spese per la realizzazione degli interventi (e le spese di esercizio e manutenzione - O&M - nel caso degli impianti per la produzione di energia elettrica e termica) sono state disaggregate in modo da poterle ricondurre ai 63 settori economici considerati nelle matrici. Ad esempio, le spese per l'investimento in nuovi impianti fotovoltaici sono state scomposte e attribuite in parte al settore della fabbricazione di apparecchiature elettriche (inverter, cavi, ecc.), in parte a quello della fabbricazione di prodotti in metallo (strutture di supporto) e così via, assegnando a ciascuna voce di costo un peso variabile a seconda della specifica incidenza rispetto alla spesa totale. Così facendo si è stati in grado di simulare l'impatto sul sistema economico nazionale della domanda di nuovi interventi, legati alle fonti rinnovabili o all'efficienza energetica, inclusi negli scenari del Piano.

Per quanto riguarda l'adeguatezza dell'utilizzo di un modello input-output costruito a partire da variabili popolate in un dato anno (recente) anche per analisi di scenario, oltretutto per analisi di monitoraggio, va osservato che se è vero che il valore delle transazioni che compaiono nella tavola IO cambia da un anno all'altro, la struttura delle interrelazioni tra i vari settori dell'economia tende ad essere relativamente stabile nel tempo. Per esempio, mentre da un anno all'altro la produzione di un determinato bene può variare in misura anche sostanziale, è ragionevole aspettarsi che il fabbisogno di materie prime per unità di output prodotta si evolva abbastanza lentamente.

Altro elemento di attenzione riguarda la quota di import di prodotti necessari per la realizzazione degli interventi valutati negli scenari del Piano che in alcuni casi ha un peso rilevante. Le matrici già includono al loro interno valori e coefficienti che tengono conto della quota di import nei vari settori, tuttavia, non si può escludere che, in particolari settori di attività economica (ad esempio quelli che, combinati, ricostruiscono il settore fotovoltaico), tale quota, pur già considerata, possa

essere sottostimata. Per ovviare al problema sono stati utilizzati i dati rilevati dall'Istat nell'ambito dell'indagine PRODCOM<sup>156</sup> sul commercio internazionale.

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello input/output riguardano le ricadute economiche, in termini di valore aggiunto e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata all'utilizzo e alla manutenzione dei beni per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza, è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente a un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma a una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Mediante il modello input/output sono state valutate le ricadute economiche e occupazionali lorde (ossia senza considerare eventuali effetti negativi in settori che potrebbero essere considerati concorrenti) degli investimenti negli interventi previsti nello scenario PNIEC. A tali ricadute sono state sottratte quelle ottenute per gli investimenti nei medesimi interventi ma, secondo quanto previsto nello scenario a politiche correnti; in tal modo si possono apprezzare gli impatti dei maggiori investimenti attivati nello scenario PNIEC, pari a circa 25 mld€ annui nel periodo 2024-2030.

In sintesi:

- si stima in oltre 12 mld € il contributo addizionale medio annuo nel periodo 2024-2030 alla creazione di Valore Aggiunto rispetto a quanto avverrebbe nello scenario a politiche correnti;
- si stimano in circa 168 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2024-2030.

Tabella 95 - Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'applicazione del modello input - output [Fonte: RSE, GSE]

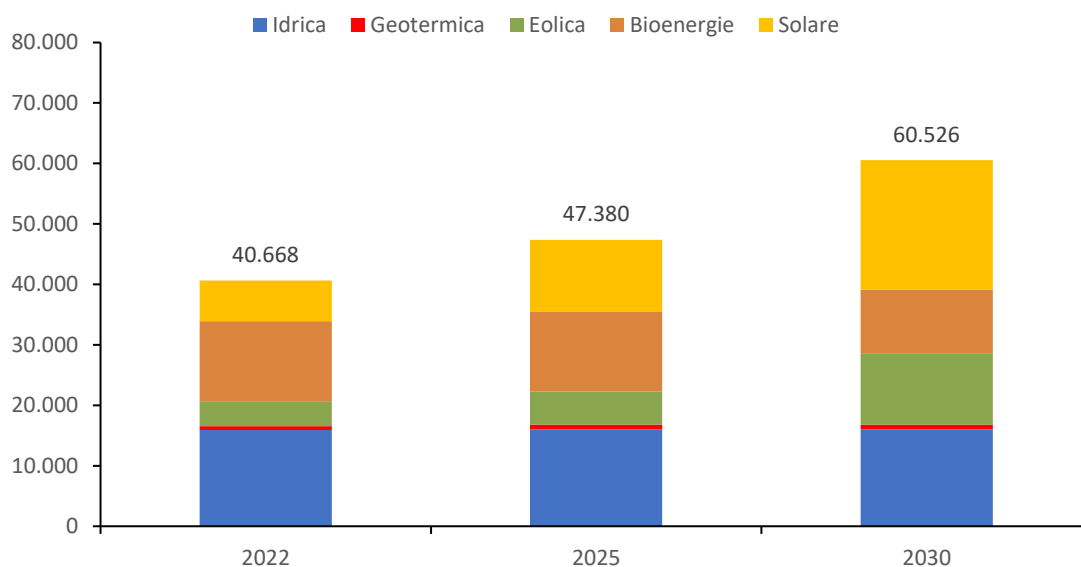
SETTORE		$\Delta$ investimenti annui mld€ (2024-2030)	$\Delta$ VA medio annuo mld€ (2024-2030)	$\Delta$ ULA temporanee medie annue (2024-2030)
Residenziale	Riqualificazione edilizia	1,1	0,8	14.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	4,1	2,3	32.000
	Riscaldamento e acqua calda sanitaria	-0,2	-0,1	-1.000
Teleriscaldamento	Distribuzione	0,0	0,0	0
Terziario	Riqualificazione edilizia	3,1	2,1	39.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,3	0,2	2.000

<sup>156</sup> L'indagine PRODCOM fornisce informazioni su circa 4000 prodotti industriali (vendite, importazioni ed esportazioni), delineando un quadro completo della produzione industriale secondo metodi statistici armonizzati a livello comunitario. Mediante l'indagine PRODCOM è possibile acquisire dati sul mercato di talune componenti dei vettori di spesa (ad es: le celle per il settore fotovoltaico), che sulle tavole delle risorse e degli impieghi non sono reperibili perché non sufficientemente disaggregate.

	Apparecchiature elettriche e illuminazione	0,1	0,1	1.000
<b>Industria</b>	Efficienza energetica	0,3	0,2	4.000
	Acciaio (DRI) e CCS (solo cattura e compressione)	0,3	0,2	2.000
<b>Trasporti</b>	Auto, motocicli, furgoni, bus, camion	8,6	2,7	26.000
<b>Settore elettrico</b>	Bioenergie	0,2	0,1	2.000
	Geotermoelettrico	0,1	0,0	1.000
	Fotovoltaico	2,8	1,2	17.000
	Eolico on shore	1,2	0,7	9.000
	Eolico off shore	0,8	0,5	7.000
	Fossili	0,0	0,0	0
<b>Sistema elettrico</b>	Sviluppo rete di trasmissione nazionale	0,3	0,2	2.000
	Riqualificazione e sviluppo delle reti di distribuzione	0,8	0,5	5.000
<b>Sistemi di accumulo</b>	Impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici	0,6	0,4	4.000
	Elettrolizzatori	0,3	0,2	2.000
<b>Totale</b>		<b>24,9</b>	<b>12,3</b>	<b>168.000</b>

Il seguente istogramma mostra l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER-E tra il 2022 e il 2030 secondo lo scenario PNIEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da oltre 40 mila unità nel 2022 a oltre 60 mila nel 2030, con un saldo positivo di circa 20 mila ULA (+56% circa).

Figura 97 - Andamento per fonte degli occupati permanenti conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-E secondo lo scenario PNIEC [Fonte: GSE]



Considerando anche l'evoluzione del parco impianti alimentato a fonti fossili, il saldo occupazionale complessivo del settore della produzione di energia elettrica, in termini di ULA, risulta positivo e

pari a circa 17 mila unità. Nel comparto fossile si riscontra una diminuzione degli occupati tra il 2030 e il 2022 pari a circa 2.500 ULA, in particolare dovuto al phase out del carbone.

Tabella 96 - Occupati permanenti per fonte nel 2022 e nel 2030 in seguito all'evoluzione del parco impianti per la produzione di energia elettrica secondo lo scenario PNIEC [Fonte: GSE]

<b>Tecnologia</b>	<b>ULA Permanenti 2022</b>	<b>ULA Permanenti 2030</b>	<b>Δ ULA permanenti 2030 - 2022</b>
<b>FER</b>	<b>40.668</b>	<b>60.526</b>	<b>19.858</b>
Idroelettrico	15.925	16.044	120
Eolico (on shore e off shore)	4.088	11.707	7.619
Solare	6.764	21.388	14.624
Geotermico	645	789	144
Bioenergia	13.246	10.597	-2.649
<b>Fossili</b>	<b>15.072</b>	<b>12.549</b>	<b>-2.523</b>
Carbone	1.924	-	-1.924
Gas Naturale	11.940	11.792	-148
Prodotti Petroliferi	1.208	757	-451
<b>Totale</b>	<b>55.740</b>	<b>73.075</b>	<b>17.335</b>

### ❖ IMPATTI SOCIALI E ASPETTI LEGATI ALLA TRANSIZIONE EQUA

Il Fondo per la Transizione Giusta (Just Transition Fund) è uno strumento finanziario nel quadro della politica di coesione, che mira a fornire sostegno ai territori che devono far fronte a gravi sfide socio-economiche derivanti dalla transizione verso la neutralità climatica.

Il Fondo è volto a garantire che il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi climatici assunti nell'ambito dell'*European Green Deal*, finalizzato a rendere l'UE climaticamente neutra entro il 2050, avvenga in modo equo e non lasci indietro nessuno.

Il Fondo JTF sostiene le Regioni e i territori mediante sovvenzioni nei settori che sono ritenuti maggiormente sensibili ed esposti alle conseguenze della transizione verso la neutralità climatica, anche a causa della loro connessione e dipendenza dai combustibili fossili tra cui il carbone, la torba e lo scisto bituminoso, e dai processi industriali ad alta intensità di gas a effetto serra.

L'accesso al Fondo è assicurato mediante la definizione, da parte degli Stati membri, dei cosiddetti Piani territoriali per una transizione giusta (previsti dall'art. 11 del Regolamento UE 2021/1056), all'interno dei quali devono essere previste tutte le tipologie di intervento necessarie ad affrontare le sfide per la transizione nel breve e nel lungo periodo di un determinato territorio, con un orizzonte temporale al 2030 e con una particolare attenzione alle misure di diversificazione e modernizzazione economica dei territori di interesse, nonché alle misure di riqualificazione professionale e di inclusione attiva dei lavoratori e delle persone in cerca di lavoro.

I principali settori di investimento sono quelli in grado di incidere maggiormente sulla trasformazione dei territori e sulla loro competitività e sostenibilità sociale, economica e ambientale nel medio-lungo periodo. Fra questi: le tecnologie per l'energia pulita, la riduzione delle emissioni, il recupero dei siti industriali, la riqualificazione dei lavoratori.

Nell'Allegato D della Relazione per Paese<sup>157</sup> pubblicato nell'ambito del Semestre Europeo 2020, la Commissione europea ha individuato i territori più duramente colpiti dalla transizione verso un'economia climaticamente neutra in ciascuno Stato membro.

Per l'Italia sono state indicate le aree della Provincia di Taranto e del Sulcis Iglesiente. Gli investimenti del JTF per l'Italia sono concentrati, quindi, in queste due aree del Paese mediante la realizzazione di un Programma Nazionale JTF la cui Autorità di Gestione è in capo all'Agenzia per la coesione territoriale.

Per ciascuna area sono definiti i relativi Piani territoriali, previsti dall'art. 11 del Regolamento UE 2021/1056, disegnati in coerenza con il PNIEC e con il Piano per la Transizione Ecologica (PTE) elaborato dal MASE. Per definire i Piani territoriali, la Commissione europea ha avviato nel corso del 2021 un percorso di serrato confronto con gli stakeholders, guidato dal Dipartimento per le politiche di coesione e dall'Agenzia per la coesione territoriale, finalizzato all'individuazione della logica di intervento e a far emergere eventuali progettualità coerenti già presenti nei territori. Il negoziato con la Commissione europea si è svolto nel corso del 2022 e, dopo l'invio di una prima proposta trasmessa il 20 giugno, è giunto a conclusione con la Decisione C(2022) 9764 del 16 dicembre 2022 di approvazione del Programma Nazionale e dei due Piani territoriali<sup>158</sup>.

I Piani Territoriali, pensati con forte coerenza e sinergia con i Programmi regionali finanziati dai Fondi FESR e FSE+ e con altri programmi territoriali (es. Piano Sulcis, CIS Taranto), contengono una descrizione del processo di transizione a livello nazionale, una valutazione delle sfide da affrontare e dei relativi effetti sociali, economici e ambientali e una descrizione delle tipologie di intervento da finanziare.

Nello specifico, le sfide individuate sono focalizzate su tre ambiti principali:

<sup>157</sup> <https://www.agenziacoesione.gov.it/wp-content/uploads/2022/06/Allegato-D-2020-1.pdf>

<sup>158</sup> <https://www.agenziacoesione.gov.it/wp-content/uploads/2022/12/sfc2021-PRG-2021IT16JTPR001-1.1.pdf>

- Energia e ambiente, per cui il Piano prevede nelle aree individuate un significativo incremento della produzione di FER, per mitigare gli effetti della transizione, contrastare la povertà energetica, contribuire alla diversificazione economica delle aree e creare nuova occupazione. Inoltre, sarà sostenuta un'azione propedeutica di recupero delle situazioni di compromissione ambientale diffusamente esistenti con interventi mirati di risanamento del territorio.
- Diversificazione economica, per cui il Piano prevede, nelle aree individuate, che saranno interessate da una contrazione delle attività industriali, il passaggio a un'economia sostenibile con significative opportunità di sviluppo legate alla crescita delle attività legate al settore della green economy, dell'agricoltura, del turismo sostenibile e dell'economia sostenibile del mare. L'aumento della domanda di FER creerà spazi di mercato per le PMI dell'area.
- Effetti sociali e occupazionali, per i quali lo sviluppo di nuovi settori economici e nuove attività porteranno a un aumento della richiesta di personale con competenze green. Il PN JTF coglierà questa domanda potenziale di occupati per sviluppare opportunità di lavoro per chi lo ha perso e per i soggetti che sono a rischio di perderlo per effetto della transizione. Tali azioni di formazione e riqualificazione, per rispondere all'obiettivo esposto, partiranno dagli esiti di un'attività di profilazione delle competenze e delle caratteristiche dei soggetti descritti che rappresenterà la base per la formulazione dei percorsi didattici e di apprendimento.

A livello europeo, il JTF mette a disposizione 17,5 mld€. Con il cofinanziamento nazionale, all'Italia è destinato un importo pari a 1,211 mld€: il Programma destina 367,2 mln€ al Sulcis Iglesiente e 795,6 mln€ a Taranto mentre per l'Assistenza Tecnica sono stati riservati 48,4 mln€ come previsto da Regolamento 2021/1060. Le risorse destinate ai territori sono ripartite tra le sfide, con il 30% riservato all'energia e all'ambiente, il 38% alla diversificazione economica, e il 32% per misure destinate a mitigare gli effetti sociali e occupazionali causati dalla transizione.

#### ❖ **PHASE OUT DEL CARBONE**

Attualmente, in Italia risultano in esercizio sei centrali termoelettriche a carbone generalmente situate in area a spiccata vocazione industriale:

- Centrale di Fiumesanto (SS): 2 unità con potenza complessiva di 534 MW<sup>159</sup>.
- Centrale di Torrevaldaliga nord (RM): 3 unità con potenza complessiva di 1865 MW.
- Centrale di Brindisi sud: 3 unità con potenza complessiva di 1815 MW.
- Centrale del Sulcis (CA): 2 unità con potenza complessiva di 432 MW.

Il phase out del carbone sarà accompagnato, in ottica di assicurare una transizione energetica equa, da misure a tutela dei lavoratori per lo sviluppo e la riqualificazione occupazionale, la lotta alla povertà e alle diseguaglianze, la salvaguardia dei territori di appartenenza.

Per dare risposte efficaci a tali sfide si sta agendo su più fronti:

- normativo, mediante leggi a tutela dei lavoratori interessati dal phase out del carbone;
- istituzionale, rafforzando il dialogo tra istituzioni nazionali e locali e tra istituzioni e rappresentanze dei lavoratori;
- aziendale, mediante il coinvolgimento dei datori di lavoro e dei lavoratori in progetti di riqualificazione anche sostenuti dalle politiche pubbliche.

Dal punto di vista normativo, mediante il decreto-legge 101 del 3 settembre 2019 si è stabilito che la quota eccedente i 1.000 mln€ dei proventi derivanti dalle aste di allocazione delle quote EU-ETS,

<sup>159</sup> È la potenza massima erogabile come riportato nel sistema Gaudi

per un ammontare massimo di 20 mln€ annui, dal 2020 al 2024 è indirizzata al “Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone” da istituire presso il Ministero dello Sviluppo Economico (ora Ministero dell’impresa e del made in Italy).

Le azioni abilitanti la dismissione completa delle centrali a carbone sono riportate nella Sezione 3.1.3.

Infine, un interessante progetto che integra politiche private e pubbliche e dialogo tra datori di lavoro e parti sociali è stato messo in atto da Enel S.p.A. (ex gestore unico nazionale delle attività inerenti la produzione, trasformazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica). Si tratta del progetto “Futur - E” che prevede la dismissione di 23 vecchi impianti termoelettrici non più economicamente remunerativi e ambientalmente sostenibili con potenza pari a 13 GW, tra cui alcuni impianti alimentati a carbone. Il progetto prevede:

- la riqualificazione e ricollocazione dei lavoratori eccedenti mediante accordi e negoziati, basati sul confronto tra l’impresa, i lavoratori e i loro rappresentanti e sull’integrazione tra le politiche aziendali e quelle pubbliche;
- la riconversione e riqualificazione dei siti dismessi con attenzione alla salvaguardia dell’indotto.

#### ❖ **IL FONDO SOCIALE EUROPEO PER IL CLIMA**

Nel quadro del pacchetto legislativo “Fit for 55” che attua le riforme necessarie per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal *Green Deal* europeo, è stato previsto di destinare parte delle entrate generate dal nuovo sistema ETS per i settori dell’edilizia e del trasporto stradale per incentivare l’innovazione, la crescita economica e gli investimenti nelle tecnologie pulite e per compensare il potenziale effetto di incremento dei costi dell’energia sui consumatori finali, con particolare riferimento alle classi sociali più vulnerabili e alle micro-imprese.

A tal fine, con il Regolamento (UE) 2023/955 del 10 maggio 2023 è stato istituito un nuovo meccanismo finanziario, il cosiddetto “Fondo Sociale per il Clima” (SCF – *Social Climate Fund*), per il periodo 2025-2032, il cui obiettivo è assegnare finanziamenti specifici agli Stati membri per affrontare gli impatti socio-economici derivanti dall’estensione del sistema ETS a questi due settori, in modo da poterne sostenere la decarbonizzazione.

Più nello specifico, il Fondo ha come principale finalità quella di sostenere le famiglie, le microimprese e gli utenti dei trasporti delle fasce più vulnerabili fornendo – seppur temporaneamente – un sostegno diretto al reddito per ridurre la povertà energetica, finanziando, al contempo, misure e investimenti nazionali volti a ridurre a medio e lungo termine la dipendenza dai combustibili fossili attraverso una maggiore efficienza energetica dell’edilizia, la decarbonizzazione del riscaldamento e del raffrescamento degli edifici, compresa l’integrazione dell’energia da fonti rinnovabili, e la concessione di un migliore accesso alla mobilità e ai trasporti a zero e a basse emissioni

L’Italia intende fare ricorso al Fondo proposto dalla Commissione. Maggiori dettagli sulle politiche che si intendono attivare facendo ricorso alle risorse economiche messe a disposizione tramite il Fondo saranno forniti nel Piano Sociale per il Clima dell’Italia necessario per avere accesso agli aiuti del Fondo, la cui presentazione ufficiale è prevista, come da regolamento europeo, entro la fine di giugno 2025.

#### ❖ **IMPATTI POSSIBILI SU OCCUPAZIONE, ISTRUZIONE E COMPETENZE A LIVELLO SOCIALE COMPRESI GLI ASPETTI DELLA TRANSIZIONE EQUA**



L'Istituto Nazionale per l'Analisi delle Politiche Pubbliche (INAPP) su mandato del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, ha realizzato un sistema informativo su professioni, occupazione e fabbisogni professionali che ha messo in relazione il sistema economico-produttivo e il sistema istruzione/formazione professionale. Tale apparato informativo è concepito per garantire un doppio livello di lettura temporale dei dati: previsioni di assunzione a breve termine e fabbisogni professionali contingenti; previsioni di occupazione di medio termine e anticipazione dei fabbisogni professionali a cinque anni. In questo quadro INAPP ha analizzato i futuri fabbisogni <sup>160</sup> nel settore della fornitura di energia elettrica, gas, acqua e vapore (ATECO 35), alla luce degli odierni orientamenti istituzionali e regolatori, con particolare riferimento al PNIEC. L'analisi, condotta avvalendosi di un Tavolo di esperti appositamente costituito<sup>161</sup>, ha lo scopo di:

- identificare le figure professionali maggiormente coinvolte e maggiormente trasformate da qui a 5 anni;
- indentificare le nuove competenze e le competenze innovate;
- aggiornare e implementare la banca dati INAPP Professioni;
- produrre suggerimenti sugli elementi curriculari che andrebbero innovati/inseriti per adeguare l'unità professionale al cambiamento.

Per la realizzazione della suddetta analisi sono stati necessari i seguenti passaggi:

- definizione statistica del settore e mappatura di prodotti/servizi e processi di produzione che caratterizzano l'attuale scenario e analisi delle principali dinamiche economiche e occupazionali;
- identificazione di trend e driver che segneranno il prossimo futuro e loro combinazione ai fattori chiave del cambiamento;
- identificazione, in rapporto a tali cambiamenti, delle trasformazioni dei ruoli e dei compiti professionali;
- ricognizione, in rapporto ai cambiamenti di ruolo e compiti, delle competenze professionali emergenti;
- analisi dell'incidenza e delle implicazioni di tali cambiamenti per le figure professionali impegnate nel settore;
- disegno e rappresentazione del mutamento delle caratteristiche professionali.

Il settore oggetto di studio è contenuto all'interno della sezione D "Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata" della classificazione ATECO 2007, ed è ricompreso interamente nella divisione 35, che include tutte le attività che vanno dalla generazione alla fornitura, trasmissione e commercializzazione di energia elettrica, gas naturale, vapore e aria condizionata (calda o fredda). Dall'analisi dei dati Istat emerge che si tratta di un settore *capital intensive*, dove un fatturato di circa 160 mld€ è realizzato con una forza lavoro di circa 83 mila unità. Le aziende con oltre 250 addetti assorbono il 64% della forza lavoro a fronte del 23% fatto registrare dall'insieme delle imprese italiane.

Sono stati, poi, individuati i fattori di cambiamento che potrebbero avere un impatto significativo in termini di richiesta di competenze e figure professionali:

- cambiamento climatico ed estremizzazione dei fenomeni meteorologici;
- transizione energetica: decarbonizzazione, fonti rinnovabili ed efficienza energetica;
- passaggio da un sistema di approvvigionamento multivettore a uno prevalentemente monovettoriale basato sull'energia elettrica;
- ricerca continua e nuove tecnologie digitali;

<sup>160</sup> Si tratta di uno studio di anticipazione dei fabbisogni professionali realizzato con metodologie di scenario nell'ambito del Piano operativo Nazionale Sistemi di politiche attive per l'occupazione (PON SPAO) Programmazione FSE 2013-2020

<sup>161</sup> Al Tavolo di esperti sono stati invitati a partecipare: il MISE, il GSE, i sindacati, le imprese e le associazioni di categoria del settore.

- liberalizzazioni e concorrenza crescente non solo sull'energia prodotta ma anche su una serie di servizi di natura secondaria e sulla qualità intesa come tracciabilità, eco sostenibilità rispetto del territorio e RSI;
- crescente importanza del marketing e sviluppo delle attività di vendita on-line;
- redistribuzione della produzione di energia e crescente importanza del territorio come luogo di confronto con le autorità e le popolazioni locali;
- crescita demografica a livello mondiale e conseguente crescita dei consumi.

In base ai fattori sopra elencati si è ipotizzato quali potranno essere i cambiamenti più significativi nelle professioni tipiche del comparto e individuato le competenze che possono essere a essi associate, ossia:

- essere in grado di sviluppare approcci orientati all'autodiagnosi, all'autocorrezione e al miglioramento continuo;
- essere in grado di prendere decisioni in relazione ai compiti presidiati e a sostegno della propria autonomia lavorativa;
- essere in grado di promuovere e di partecipare efficacemente ad attività fondate sulla interazione tra differenti snodi della catena delle responsabilità e sulla collaborazione di tipo verticale e orizzontale;
- essere in grado di gestire i processi di cambiamento degli assetti organizzativi aziendali nell'ottica di una crescente valorizzazione del capitale umano;
- essere in grado di recepire le esigenze della clientela per lo sviluppo di prodotti e servizi;
- essere in grado di presidiare la strategia distributiva di acquisto e di vendita di prodotti e servizi;
- essere in grado di comunicare efficacemente informazioni rilevanti su processi, prodotti, servizi e soluzioni;
- essere in grado di individuare e presidiare i processi logistici, interni ed esterni all'azienda, che permettono al prodotto/servizio di essere distribuito dal luogo di produzione al cliente finale;
- essere in grado di interagire positivamente all'interno di contesti interculturali e multidisciplinari;
- essere in grado di prendere decisioni in relazione al proprio contesto di riferimento attraverso l'acquisizione di set informativi pertinenti in tempi utili;
- essere in grado di promuovere l'analisi dei rischi all'interno dei processi aziendali;
- essere in grado di trasferire costantemente know how innovativo all'interno dei processi produttivi, organizzativi e di ricerca;
- essere in grado di interpretare e applicare normative generali e specifiche in relazione al sistema aziendale/organizzativo locale, nazionale (e internazionale) di riferimento;
- essere in grado di selezionare le tecnologie più appropriate nella gestione e nello sviluppo dei processi produttivi aziendali;
- essere in grado di utilizzare sistemi informativi e strumenti di comunicazione web based nella gestione ordinaria dei processi aziendali.

Le competenze elencate in precedenza sono state incrociate con le Unità Professionali (UP) ritenute maggiormente coinvolte nello scenario di transizione energetica. Di seguito l'elenco delle Unità Professionali selezionate.

Tabella 97: Elenco delle Unità Professionali selezionate.

Nomenclatura e classificazione delle Unità Professionali selezionate (ISTAT)	Descrizione delle Unità Professionali selezionate
1.2.1.2.0	Imprenditori e amministratori di grandi aziende che operano nell'estrazione dei minerali, nella manifattura, nella produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua e nella gestione dei rifiuti
1.3.1.2.0	Imprenditori e responsabili di piccole aziende che operano nell'estrazione di minerali, nella manifattura, nella produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua e nelle attività di gestione dei rifiuti (produttori e distributori)
2.2.1.1.1	Ingegneri meccanici
2.2.1.1.4	Ingegneri energetici e nucleari
2.2.1.3.0	Ingegneri elettrotecnici e dell'automazione industriale
2.2.1.4.1	Ingegneri elettronici
2.2.1.6.1	Ingegnere ambientale
2.5.1.5.1	Specialisti nell'acquisizione di beni e servizi
2.5.1.5.2	Specialisti nella commercializzazione di beni e servizi (escluso il settore ICT)
3.1.3.3.0	Elettrotecnici
3.1.3.6.0	Tecnici del risparmio energetico e delle energie rinnovabili
3.1.4.2.1	Tecnici della produzione di energia termica ed elettrica
3.1.4.2.3	Tecnici dell'esercizio di reti di distribuzione di energia elettrica
3.1.8.3.1	Tecnici del controllo ambientale
6.2.4.1.1	Installatori e riparatori di impianti elettrici industriali
6.2.4.1.4	Installatori e riparatori di apparati di produzione e conservazione dell'energia elettrica

Inoltre, nello studio si evidenzia che la transizione energetica porterà a un sempre maggior coinvolgimento delle figure professionali di statistico, di matematico e di meteorologo. Si tratta dei cosiddetti data scientists che contribuiscono alla creazione di nuove mansioni lavorative all'interno del settore energetico, in cui le tecnologie abilitanti dell'Industria 4.0 (Internet of Things, intelligenza artificiale, big data, robotica, ecc.) trovano forme di sviluppo e applicazioni maggiormente cogenti rispetto ad altri settori. Ciò richiede la presenza di figure professionali in grado di analizzare una vasta mole di dati rilevanti necessari alle attività e ai processi produttivi.

Nella successiva tabella è stato determinato quale importanza possa avere, in futuro, una determinata competenza all'interno delle specifiche Unità Professionali selezionate, secondo i seguenti criteri:

- livello di importanza elevato (colore rosso), per affrontare le modificazioni dei compiti professionali e degli obiettivi richiesti dalla professione, il soggetto non può fare a meno di possedere tali competenze in maniera approfondita;
- livello di media importanza (colore verde), per affrontare le modificazioni dei compiti connessi alla UP e degli obiettivi richiesti dalla professione, il soggetto ha necessità di possedere immediatamente gli elementi di base di tali competenze la cui acquisizione e completa padronanza potrà essere dilazionata nel tempo ma comunque dovrà essere acquisita;

- livello di sufficiente importanza (colore giallo), per affrontare le modificazioni dei compiti connessi alla UP e degli obiettivi richiesti dalla professione, il soggetto ha necessità di possedere gli elementi di base che caratterizzano la competenza professionale soprattutto per una migliore comprensione e possibilità di interazione all'interno e all'esterno del posto di lavoro;
- livello di scarsa importanza (colore bianco) si è ritenuto che quel tipo di competenza, per quella specifica professione, non sia sufficientemente rilevante.

Tabella 98 - Incrocio tra le competenze individuate e le Unità professionali selezionate

Competenze selezionate	Molto importante	Importante	Poco importante	Ininfluyente	Unità Professionali selezionate														
					1.2.1.2.0	1.3.1.2.0	2.2.1.1	2.2.1.6.1	2.5.1.5.1	2.5.1.5.2	3.1.3.3.0	3.1.3.6.0	3.1.4.2.1	3.1.4.2.3	3.1.8.3.1	6.2.4.1.1	6.2.4.1.4.		
Essere in grado di sviluppare approcci orientati all'autodiagnosi, all'autocorrezione e al miglioramento continuo																			
Essere in grado di prendere decisioni in relazione ai compiti presidiati e a sostegno della propria autonomia lavorativa																			
Essere in grado di promuovere e di partecipare efficacemente ad attività fondate sulla interazione tra differenti snodi della catena delle responsabilità e sulla collaborazione di tipo verticale e orizzontale																			
Essere in grado di gestire i processi di cambiamento degli assetti organizzativi aziendali nell'ottica di una crescente valorizzazione del capitale umano																			
Essere in grado di recepire le esigenze della clientela per lo sviluppo di prodotti e servizi																			
Essere in grado di presidiare la strategia di acquisto e di vendita di prodotti e servizi																			
Essere in grado di comunicare efficacemente informazioni rilevanti su processi, prodotti, servizi e soluzioni																			
Essere in grado di prendere decisioni in relazione al proprio contesto di riferimento attraverso l'acquisizione di set informativi pertinenti in tempi utili																			
Essere in grado di individuare e presidiare i processi logistici, interni ed esterni all'azienda, che permettono al prodotto/servizio di																			

essere distribuito dal luogo di produzione al cliente finale		Yellow	Green	Red	Green	Green	Red	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow
Essere in grado di interagire positivamente all'interno di contesti interculturali e multidisciplinari	Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Essere in grado di promuovere l'analisi dei rischi dei processi aziendali	Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Essere in grado di trasferire costantemente set di nuovi saperi all'interno dei processi produttivi, organizzativi e di ricerca		Yellow	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green
Essere in grado di interpretare e applicare normative generali e specifiche in relazione al sistema aziendale/organizzativo locale, nazionale (e internazionale) di riferimento		Yellow	Red	Red	Red	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow
Essere in grado di selezionare le tecnologie più appropriate nella gestione e nello sviluppo dei processi produttivi aziendali		Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Green	Green	Green
Essere in grado di utilizzare sistemi informativi e strumenti di comunicazione web based nella gestione ordinaria dei processi aziendali	Yellow	Green	Red	Red	Green	Green	Red	Red	Yellow	Red	Green	Yellow	Green

Dallo studio emerge, infine, come l'attuale offerta proveniente dall'istruzione e dalla formazione professionale italiana (IFP) risponda solo in parte alla domanda di competenze per il futuro, mentre la richiesta di nuove competenze appare molto sviluppata. L'individuazione dei fabbisogni futuri per grappoli di competenze mette in luce come la richiesta maggiore, come era lecito attendersi, riguardi le competenze tecnologiche e digitali nonché quelle di natura trasversale. Seguono quelle relative al marketing, alle specializzazioni e infine quelle manageriali e relative al funzionamento degli impianti e alla manutenzione.

L'attuale offerta IFP non sembra ancora includere adeguatamente questi nuovi insiemi di competenze nei programmi di istruzione e formazione. Il sondaggio rivolto agli erogatori di IFP ha evidenziato, infatti, la debolezza dell'offerta in relazione alle figure professionali maggiormente rilevanti per il futuro tracciando la distanza tra l'offerta già disponibile e quella necessaria a un equilibrato sviluppo del settore.

### 5.3 Quadro delle necessità di investimenti

#### *i. Flussi di investimenti esistenti e previsioni di investimento per quanto riguarda le politiche e le misure previste*

Il conseguimento dei nuovi e ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione derivanti dal quadro di riferimento europeo rappresentano per l'Italia e per la sua economia una sfida molto ambiziosa, con ricadute non solo di tipo economico ma anche sociale, che richiedono un significativo impegno in termini di investimenti sia pubblici che privati.

Tale trasformazione in senso green sarà la sfida che definirà lo sviluppo economico dei paesi della UE e richiederà ingenti investimenti nelle infrastrutture energetiche, nell'efficientamento del patrimonio edilizio (sia pubblico che privato) e nel settore dei trasporti, per favorirne l'ammodernamento e la sostenibilità.

Da una prima elaborazione, che andrà poi approfondita nella versione finale del Piano (una volta concluso l'ampio processo di consultazione in ambito VAS), considerando il sistema energetico nazionale (senza considerare le infrastrutture di trasporto), si stima che, nel periodo 2024-2030, occorrano oltre 174 mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati rispetto allo scenario a politiche correnti (pari a un incremento del 27% nel periodo considerato). Tali investimenti sarebbero indirizzati a soluzioni ad alto contenuto tecnologico e di innovazione, che dovrebbero incidere sia dal lato della trasformazione e dell'offerta dell'energia sia da quello del suo utilizzo finale.

Tabella 99 - Investimenti in tecnologie, processi e infrastrutture necessari per l'evoluzione del sistema energetico<sup>162</sup> [Fonte: RSE]

Settore	Evoluzione a politiche correnti	Investimenti per il PNIEC	Delta [mld€]
	Costi cumulati (2024 -2030) [mld€]	Costi cumulati (2024 -2030) [mld€]	
Residenziale	59,0	93,6	34,6
Terziario	37,2	62,3	25,1
Industria	8,2	13,1	4,8
Teleriscaldamento (solo distribuzione)	0,04	0,06	0,02
Trasporti (solo veicoli)	468,7	528,8	60,1
Settore elettrico (impianti di generazione)	46,1	81,8	35,7
Sistema elettrico (reti)	22,6	30,0	7,4
Sistemi di accumulo (batterie, pompaggi) (1)	7,5	12,0	4,5
Elettrolizzatori	1,0	3,0	2,0
<b>Totale</b>	<b>650,3</b>	<b>824,7</b>	<b>174,4</b>

(1) Sono esclusi gli accumuli accoppiati ai piccoli impianti FV, in quanto tali investimenti sono già nel costo degli impianti FV.

Di rilevante entità sono gli investimenti aggiuntivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili: si stima che nel solo settore fotovoltaico occorrano circa 20 mld€ di investimenti aggiuntivi nel periodo 2024-2030 per realizzare gli obiettivi dello scenario PNIEC rispetto a quanto previsto nello scenario a politiche correnti.

<sup>162</sup> Gli investimenti sono contabilizzati negli scenari energetici realizzati con il modello TIMES da RSE.

Tabella 100 - Investimenti in tecnologie di produzione di energia elettrica da FER necessari per l'evoluzione del sistema energetico [Fonte: RSE]

Fonti	Evoluzione a politiche correnti	Investimenti per il PNIEC	Delta [mld€]
	Costi cumulati (2024 -2030) [mld€]	Costi cumulati (2024 -2030) [mld€]	
Bioenergie	0,7	2,1	1,4
Idroelettrico	0,3	0,3	-
Geotermoelettrico	1,1	1,6	0,5
Fotovoltaico	26,1	45,9	19,8
Solare termodinamico	-	0,3	0,3
Eolico on shore	15,8	24,1	8,3
Eolico off shore	0,1	5,5	5,4
Fossili	2,0	2,0	-
<b>Totale</b>	<b>46,1</b>	<b>81,8</b>	<b>35,7</b>

Per gli investimenti cumulati sulla rete di trasmissione a politiche correnti si è fatto riferimento al PdS 2021 di TERNA considerando il solo periodo 2024-2030 (circa 13 mld€). Per lo scenario di Policy si è fatto riferimento agli investimenti del PDS 2023 di TERNA sempre considerando la quota relativa al solo periodo 2024-2030 (circa 15 mld€). Con riferimento alle reti di distribuzione, si prevedono invece nello scenario PNIEC investimenti nel periodo 2024-2030 pari a 15 mld€ (+5 mld€ rispetto allo scenario a politiche correnti). Si prevedono inoltre investimenti per circa 12 mld€ per realizzare nuovi sistemi di accumulo (+4,5 mld rispetto al riferimento). Tale stima potrebbe salire di ulteriori 5 miliardi se la distribuzione dei nuovi investimenti in nuovi impianti elettrici rinnovabili sarà molto concentrata nelle regioni meridionali del paese.

*ii. Fattori di rischio del settore o del mercato oppure ostacoli nel contesto nazionale o regionale*

*iii. Analisi del sostegno o delle risorse finanziarie pubblici aggiuntivi per colmare le lacune identificate al punto ii)*

In merito alle rinnovabili nel settore elettrico, la maggior parte delle misure di supporto delineate per la realizzazione di nuovi impianti prevedono, seguendo l'impostazione delle precedenti misure, incentivi in conto esercizio, erogati nel corso della vita utile degli impianti sulla base della produzione effettiva. È il caso, ad esempio, della misura prevista per tecnologie mature (FER-X) e quella per tecnologie innovative (FER-2). In tali casi gli oneri di incentivazione sono tipicamente finanziati mediante la bolletta elettrica dei consumatori, attraverso alcune componenti degli oneri generali di sistema. Gli investimenti per la realizzazione degli impianti incentivati sono invece tipicamente totalmente a carico degli operatori, salvo per alcune misure che prevedono contributi parziali all'investimento, anche tramite risorse PNRR, quali ad esempio la misura di supporto all'agrivoltaico, quella per il fotovoltaico sui tetti agricoli (Parco Agrisolare), e la misura per le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche. In tali casi il supporto in conto esercizio, ove previsto, è ridotto di conseguenza.



In ambito elettrico vi è poi un filone di misure relative agli investimenti infrastrutturali, quali reti e servizi di flessibilità, che tipicamente beneficiano di finanziamento mediante specifiche voci dei servizi di rete della bolletta elettrica, anche se alcune specifiche misure di rilevanza strategica beneficiano anche di risorse sovranazionali quali REPower EU e PNRR.

Quanto alle rinnovabili termiche e agli interventi di efficientamento sugli edifici, le misure previste prevedono diverse fonti di finanziamento: da un lato misure (quali ad esempio il Conto Termico e Certificati Bianchi), che traggono finanziamento per il tramite di specifiche componenti degli oneri nelle bollette gas dei consumatori. Dall'altro misure, quali ad esempio le detrazioni fiscali, a valere sulla fiscalità generale. Anche in ambito efficienza vi sono misure che beneficiano di risorse PNRR, come il caso ad esempio della misura Transizione 5.0 nel settore industriale o la misura dedicata allo sviluppo di reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento efficienti. Altre misure in ambito efficienza quali il Fondo nazionale efficienza energetica sono finanziate tramite i proventi ETS.

In ambito trasporti vi sono misure con una pluralità di fonti di finanziamento. In primo luogo, considerando le rinnovabili, vi sono i sistemi a base d'obbligo, come quello in capo ai soggetti che immettono in consumo carburanti fossili, su cui ricade l'onere dell'immissione in consumo dei biocarburanti e del relativo sistema di certificazione, che verosimilmente ribaltano nei prezzi finali alla pompa essendo questi liberamente definiti dai fornitori. Per il biometano avanzato il supporto beneficia anche parzialmente di un contributo in conto capitale mediante risorse PNRR. La stessa misura prevede che, laddove il biometano sia destinato al di fuori del settore dei trasporti (altri usi termici), il supporto in conto esercizio tragga finanziamento dagli oneri delle bollette gas dei consumatori.

Sempre in ambito trasporti, vi sono poi altre misure che beneficiano di specifiche risorse PNRR, quali quelle relative infrastrutture di ricarica elettrica o di rifornimento di idrogeno, ma anche misure legate a risorse nazionali, come l'ecobonus per l'acquisto di veicoli a basse emissioni.

Per quanto riguarda la dimensione della ricerca, innovazione e competitività, molte misure beneficiano di finanziamenti europei quali ad esempio: Mission Innovation, Innovation Fund e Horizon Europe. Non mancano, tuttavia, progetti supportati mediante risorse nazionali quali quelle della ricerca di sistema finanziata mediante la bolletta energetica oppure mediante altri fondi nazionali.

## ❖ **FINANZA SOSTENIBILE: L'ESPERIENZA ITALIANA PER IL PNIEC**

### ◆ **QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE EUROPEO**

A seguito della sottoscrizione dell'Accordo di Parigi sul clima e dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, l'UE ha intrapreso un percorso finalizzato ad integrare la sostenibilità nelle politiche economiche, con l'obiettivo di realizzare la transizione verso un modello di sviluppo economico circolare, a bassa concentrazione di carbonio e improntato all'efficienza energetica, in linea con le diverse questioni ambientali (Green Deal).

Il processo di sviluppo normativo e regolamentare della finanza sostenibile e la dimensione politico-economica dell'Unione Europea diventano quindi interconnesse e parte di un unico processo che vede nell'Action Plan Financing Sustainable Growth, pubblicato dalla Commissione Europea nel 2018, il suo punto di partenza.

A luglio 2021, la Commissione ha pubblicato la *Renewed sustainable finance strategy* ridisegnando azioni, quadro normativo e progetti mirati a garantire gli investimenti privati per il raggiungimento degli obiettivi del Green Deal.

Nella tabella seguente è riportata una sintesi del quadro normativo europeo, considerando le azioni e gli obiettivi per cui le norme sono state ideate.

Tabella 101 - Sintesi dello stato dell'arte del quadro normativo - normativa primarie e secondaria emanata

AZIONI	OBIETTIVO	FRAMEWORK NORMATIVO	NORMATIVA SECONDARIA
<b>Normativa primaria e secondaria emanata</b>			
Tassonomia ambientale	Sviluppare un sistema di identificazione comune delle attività sostenibili	Status: in vigore dal 1° gennaio 2022	Quattro Atti Delegati: 1 AD Climate change Mitigation e AD Climate Change Adaptation - in vigore dal 1-01-22. 2 AD supplementare Articolo 8 (AD 2021/2178 EU) adottato il 6 luglio 2021 3 AD Complementare Clima - in vigore dal 1-1-23 4 AD Ambiente - in vigore dal 11-12-23..
Benchmark	Sviluppare i climate benchmark e le relative informative	Status: in vigore dal 30 aprile 2020	AD (UE) 2020/1818 - in vigore dal 23 dicembre 2020. 2°AD in corso di preparazione da parte delle Autorità ESAs (Eba, Eiopa, Esma)
Directive (EU) 2022/2464 (CSRD)	Armonizzare la rendicontazione di sostenibilità.	Status: in vigore dal 5 gennaio 2023.	1. Due Atti Delegati contenenti gli <b>standard</b> ESRS (European Sustainability Reporting Standard) <b>che le aziende soggette alla CSRD saranno obbligate ad utilizzare per rendicontare la propria informativa di sostenibilità:</b> <b>2. un AD ESRS</b> contenente due standard trasversali e dieci standard tematici <b>suddivisi in 5 ambientali, 4 sociali e 1 di governance</b> – in vigore dal 01-01-24 3 AS in corso di preparazione dall'EFRAG.)2 AD in corso di preparazione dall'EFRAG
Regolamento di esecuzione (UE) 2022/	Modifica le norme tecniche di attuazione sull'informativa sui rischi ambientali, sociali e di governance.	Status: in vigore dal 19 gennaio 2023	NA
Direttiva (UE) 2022/2381	Migliorare l'equilibrio di genere fra gli amministratori delle società quotate.	Status: in vigore dal 27 dicembre 2022	NA
Sustainable Finance Disclosure Regulation (SFDR) (EU) 2019/2088	Introduce nuovi obblighi di trasparenza per gli investitori istituzionali per integrare i fattori ESG nel loro processo decisionale.	Status: in vigore dal 10 marzo 2021	AD 2022/1288 - vigore dal 1° gennaio 2023. AD 2023/363 - vigore dal 1° gennaio 2023.
<b>Normativa primaria e secondaria emanata</b>			
Proposta di Regolamento Green Bond Standard (COM/2021/391)	Introduzione di uno standard volontario che certifica l'allineamento dei progetti da finanziare alla Tassonomia.	Status: pubblicato in Gazzetta Ufficiale UE il 23 novembre 2023, è in vigore dal .14 dicembre 2023.	NA
Proposta di Corporate Sustainability Due Diligence Directive (CSDDD) - COM (2022) 71-	Introduce obblighi di due diligence per alcune categorie di società rispetto agli impatti negativi, attuali o potenziali, sui diritti umani e sull'ambiente.	Status: Il 24 maggio il Consiglio UE ne ha annunciato l'adozione, in via definitiva. In attesa della pubblicazione nella Gazzetta ufficiale, entrerà in vigore il	NA

		ventesimo giorno successivo alla data di pubblicazione.	
Proposta di struttura della Tassonomia Sociale	Stabilisce un sistema di classificazione che individua le attività che contribuiscono in modo sostanziale al loro raggiungimento e orienta gli investimenti privati verso attività socialmente rilevanti.	Status: presentata dalla Piattaforma sulla Finanza Sostenibile il 28 febbraio 2022.	NA
Ecolabel degli investimenti retail	Stabilisce un sistema di certificazione dei prodotti finanziari d'investimento in linea con gli obiettivi ambientali e climatici dell'Unione europea.	Status: In fase di progettazione	NA

Rispetto al framework normativo europeo riportato in tabella 92, nell'ambito della regolamentazione finanziaria, è utile segnalare altre due norme rilevanti al fine di inquadrare l'ambito normativo in cui si muove del sistema finanziario europeo:

- L'EBA (European Banking Authority) ha pubblicato, a gennaio 2022, a completamento di Basilea III<sup>163</sup>, il Pillar III che prevede la disclosure, da parte delle grandi banche quotate, di indicatori ESG, qualitativi e quantitativi, in particolare per quanto riguarda la gestione dei rischi fisici e di transizione e la mitigazione dei cambiamenti climatici, in particolare indicatori chiave di performance (KPI).
- L'EFRAG, nell'ambito del mandato conferito dalla CSRD, ha pubblicato una bozza di standard di sostenibilità per le PMI quotate (ESRS LSME ED) e una bozza di standard di sostenibilità volontario per le PMI non quotate (VSME ED). La consultazione sulle due proposte è terminata il 21 maggio 2024. L'obiettivo dei due set di standard è quello di stabilire requisiti di rendicontazione proporzionati e pertinenti alla portata e alla complessità delle attività e alle capacità e caratteristiche delle PMI.

#### ◆ QUADRO DI RIFERIMENTO ITALIANO

Stante il quadro normativo e regolamentare europeo precedentemente esposto, a livello nazionale sono vigenti le seguenti norme:

- Normativa nazionale primaria
  - Decreto Legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria, ai sensi degli articoli 8 e 21 della legge 6 febbraio 1996, n. 52. Il Decreto è aggiornato con le modifiche apportate dal Decreto Legislativo n. 29 del 10 marzo 2023, in vigore dal 7 aprile 2023 e dai Decreti Legislativi nn. 30 e 31 del 10 marzo 2023, in vigore dall'8 aprile 2023.
  - Decreto Legislativo n. 385 dell'1 settembre 1993, il Testo unico delle leggi in materia bancaria e creditizia.
- Normativa nazionale secondaria
  - Regolamento del Ministero dell'Economia e delle Finanze n. 209 del 4 ottobre 2022 recante l'attuazione dell'articolo 111-bis del decreto legislativo 1° settembre 1993,

<sup>163</sup> L'accordo Basilea 3, siglato nel 2010 ed entrato in vigore nel dicembre 2013, è il terzo degli accordi di Basilea che disciplinano il mondo delle banche, degli intermediari finanziari e di tutti gli istituti di credito

n. 385, come modificato dalla legge 11 dicembre 2016, n. 232, sulla disciplina degli operatori bancari di finanza etica e sostenibile.

◆ **LA FINANZA SOSTENIBILE NEL QUADRO NAZIONALE**

Tra gli strumenti di finanza green e sostenibile più diffusi sul mercato si annoverano le obbligazioni verdi (green bond), cioè titoli di debito emessi da imprese, banche, Stati, altri enti pubblici e organismi sovranazionali (es. Banca Mondiale) per raccogliere risorse da destinare esclusivamente al finanziamento o al rifinanziamento di progetti ambientali.

La transizione ecologica richiede la trasformazione in senso green delle infrastrutture energetiche e di trasporto e forti investimenti nel patrimonio edilizio e nel settore industriale, per favorirne l'ammmodernamento e la sostenibilità. In questo quadro, il settore finanziario pubblico svolge un ruolo fondamentale.

Nell'ambito del PNIEC e delle politiche per la transizione energetica, rispetto agli strumenti di finanza sostenibile pubblica, il Mefil 3 marzo 2021 ha dato il via alla prima emissione dei BTP Green, coerentemente con la posizione assunta con la Legge di Bilancio per il 2020 (n. 160 del 27 dicembre 2019) e preannunciati nelle Linee Guida sulla gestione del debito pubblico 2021, per un importo di 8,5 miliardi di euro. I BTP Green sono titoli a medio-lungo termine e presentano le medesime caratteristiche degli altri Buoni del Tesoro Poliennali. Il primo BTP Green, emesso ha scadenza 30 aprile 2045.

Per l'emissione dei titoli di Stato Green il Mef si è dotato del Green Bond Framework, documento che illustra la strategia ambientale e i quattro meccanismi essenziali che accompagneranno l'emissione dei BTP Green: i criteri di selezione delle spese presenti nel bilancio dello Stato ritenute ammissibili per le emissioni di BTP Green, l'uso del ricavato delle varie emissioni, il monitoraggio di tali spese e l'impatto ambientale delle stesse.

I contenuti del Framework sono stati elaborati nell'ambito del Comitato interministeriale per i titoli di Stato Green, appositamente costituito ai sensi della Legge di Bilancio per il 2020 e di cui fa parte il Mase. Il Framework sarà aggiornato regolarmente in relazione agli sviluppi del settore, in particolare per quanto riguarda la conformità ad eventuali aggiornamenti dei Green Bond Principles dell'ICMA, alla Tassonomia europea delle attività sostenibili e ai Green Bond Standards dell'Unione europea, in via di pubblicazione.

Con i proventi dei titoli di Stato Green, l'Italia finanzia le spese statali destinate a contribuire alla realizzazione degli obiettivi ambientali delineati dalla Tassonomia europea delle attività sostenibili e aiuterà l'Italia a sostenere gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 dell'ONU.

Per poter essere considerate eleggibili in linea con quanto previsto dal Quadro di riferimento, le spese devono rientrare in uno dei seguenti Settori:

- Fonti rinnovabili elettriche e termiche;
- Efficienza energetica;
- Trasporti;
- Prevenzione e controllo dell'inquinamento e economia circolare;
- Tutela dell'ambiente e della diversità biologica;
- Ricerca.

Queste spese sono ricomprese all'interno del Bilancio dello Stato per un periodo che va dal terzo anno precedente a quello successivo all'anno di emissione.

Il 20 Ottobre 2021 il Mef ha riaperto, via sindacato, il BTP Green per un importo pari a 5 miliardi di euro e, in linea con la precedente emissione, i proventi netti sono stati destinati al finanziamento delle spese green statali conformemente al Framework.

A maggio 2022 il Mef ha pubblicato il Rapporto 2022 di Allocazione e Impatto (2022 BTP *Green Allocation and Impact Report*) dei proventi netti raccolti tramite le emissioni BTP Green del 2021, che riporta l'assegnazione dei ricavi delle emissioni, in linea con i criteri stabiliti dal Framework e, dove disponibile, il positivo impatto ambientale degli interventi coperti dalle spese green. Il documento fa un'analisi dettagliata dei programmi e progetti in base alla loro natura finanziaria (agevolazioni fiscali, spese in conto capitale e spese correnti), alla loro ripartizione temporale nel quadriennio 2018-2021 e al loro peso relativo sul totale allocato. Tra le spese eleggibili, le spese di competenza del Pniec sono:

- Fonti rinnovabili elettriche e termiche;
- Efficienza energetica;
- Trasporti

Sul totale delle spese green indicate come ammissibili, nel corso del quadriennio 2018-2021 la categoria trasporti costituisce la principale voce (pari a 7,62 miliardi di euro), rappresentando il 57% della spesa complessiva. La maggior parte è riconducibile a investimenti in conto capitale (infrastrutture ferroviarie, elettrificazioni di tratte ferroviarie, realizzazione di nuove tratte di Alta Velocità/Alta Capacità – AV/AC, contributi di sostegno alla mobilità ferroviaria – persone e merci). Alla categoria relativa all'efficienza energetica, rappresentata da una serie di misure di agevolazione concessa per le spese sostenute per interventi di riqualificazione energetica degli edifici, è stata destinata una quota pari al 12,2% delle spese complessivamente rendicontate (vale a dire 1,63 miliardi di euro). Infine, le misure di incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili rappresentano il 2,2% (pari a 296 milioni di euro) della spesa green complessivamente rendicontata nel quadriennio 2018-2021.

Nel 2023 il Mef ha emesso nuovi BTP Green con scadenza al 2031, per un ammontare pari a 10 miliardi di euro e tasso annuo del 4,00%, pagato in due cedole semestrali.

Il 13 maggio 2024 il Tesoro ha annunciato una nuova emissione di BTP Green con scadenza al 30 ottobre 2037.

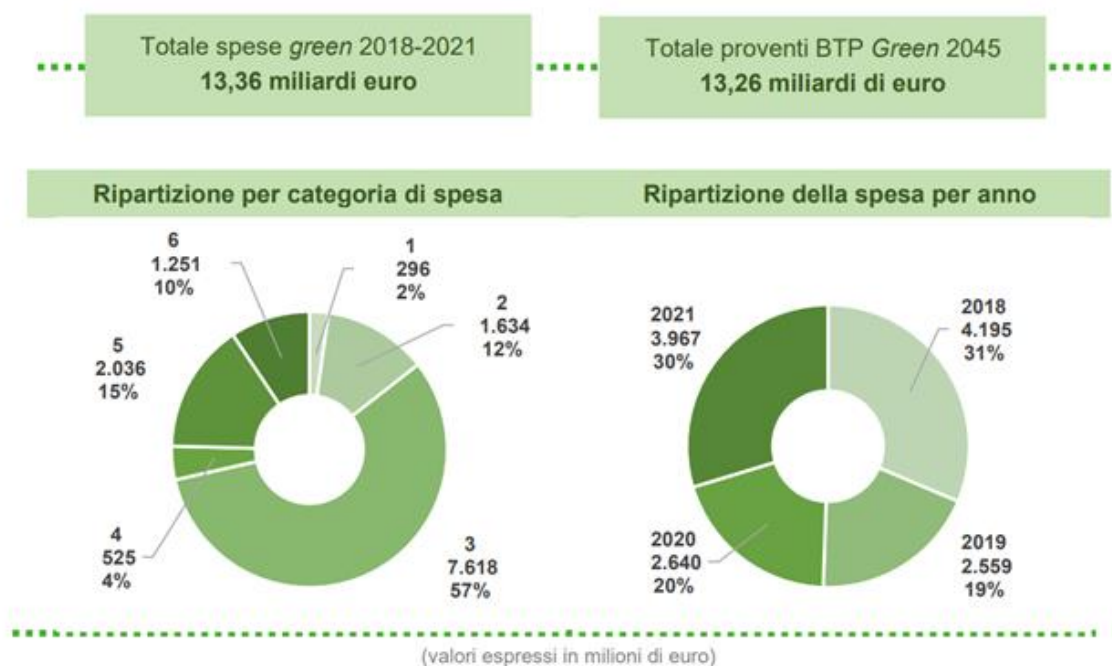
A seguire si riporta una tabella che riassume le spese green coperte dall'emissione e una figura che sintetizza gli impatti delle spese, così come riportato dal Rapporto 2022 sopra citato.

Tabella 102 - Spese green - Prima emissione BTP 2045 del 3 marzo 2021 (mln €)

Categoria	Anno di riferimento				Tot quadriennio
	2018	2019	2020	2021	
1 Incentivi fiscali per energia da fonti rinnovabili	59,6	59,6			119,2
2 Incentivi fiscali per efficientamento energetico degli edifici	1.634,2	1.828,9			3.463,1
3 Trasporti	1.565,5	1.277,6	178,6	111,7	3.133,4
4 Prevenzione e controllo dell'inquinamento ed economia circolare	90,3	60,4	116,1	69,3	336,1
5 Tutela dell'ambiente e della diversità biologica	348,1	187,2	195,3	235,5	966,1
6 Ricerca	127,1	62,4	141,2	140,9	471,6
<b>Totale</b>	<b>3.824,8</b>	<b>3.476,2</b>	<b>631,2</b>	<b>557,5</b>	<b>8.489,7</b>

Fonte: Mef - 2022 BTP Green Allocation and Impact Report

Figura 98 - Allocazione e Impatto emissione BTP 2045 del 3 marzo 2021



Fonte: Mef - 2022 BTP Green Allocation and Impact Report

◆ **ALTRI ESEMPI NAZIONALI DI STRUMENTI DI FINANZA SOSTENIBILE**

L'emissione di titoli obbligazionari rispondenti alle istanze ESG da parte di istituzioni pubbliche è un fenomeno relativamente nuovo che ha conosciuto un veloce tasso di crescita a partire dal 2007. I cosiddetti green bond sono ora i titoli più rappresentativi di un ecosistema di strumenti finanziari che comprende i *social bond*, i *sustainability bond* e i *climate bond*.

Il mercato degli investimenti sostenibili è di fatto, da sempre, guidato dagli investitori istituzionali; in Italia Cassa Depositi e Prestiti, quale investitore istituzionale di riferimento, emette *green*, *social* e *sustainability bonds*. Anche CDP ha pubblicato un Framework, allineato ai principi ICMA, sul quale si basano le regole di emissione. In particolare, CDP ha definito quattro *Eligible Categories*:

- infrastrutture e sviluppo delle città;
- finanziamento alle PMI e grandi imprese;
- edilizia sociale (*social housing*);
- energia pulita e sostenibilità ambientale.

Nella seguente tabella si riportano alcuni esempi di *green*, *social* e *sustainability bond* identificati da Framework di CDP.

Tabella 103 - Esempi di green, social e sustainability bond all'interno del framework CDP

Tipologia di prodotto	Categoria di eleggibilità	Sottocategoria	Criterio di eleggibilità	Esempio di progetto
-----------------------	---------------------------	----------------	--------------------------	---------------------

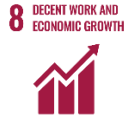
Green bond	D	Gestione sostenibile delle risorse naturali	<ul style="list-style-type: none"> <li>Miglioramento della gestione dei rifiuti</li> <li>Estensione del periodo di vita utile del bene</li> <li>Riduzione del consumo di materia prima e generazione dei rifiuti</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Strutture di riciclo o compostaggio per intercettare quota rifiuti altrimenti destinati a discarica</li> <li>Estensione della vita utile di un prodotto o della sua intensità d'uso</li> </ul>
Social bond	C	Accesso alla casa	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento dell'accesso ai servizi di edilizia sociale- agevolata per le persone in stato di marginalità sociale ed economica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Costruzione, retrofitting o repurposing di edifici da destinare ad alloggio sociale</li> </ul>
Sustainability bond	A+D	Infrastrutture urbane sostenibili ed accessibili	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sviluppo di infrastrutture di qualità, sostenibili e universali che contribuiscono al miglioramento delle condizioni di vita in agglomerati urbani e aree sotto-servite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sviluppo di una rete viaria ciclabile e/o ciclo pedonabile (i.e. mobilità dolce) o altre modalità di trasporto a zero emissioni</li> <li>Progetti di digitalizzazione e virtualizzazione dei servizi</li> </ul>

Fonte: rielaborazione Mase su dati CDP

Cassa Depositi e Prestiti nel 2021 è arrivata alla sua sesta emissione di *social bond*. Nella seguente tabella sono riassunti i *social* e i *sustainability bond* emessi da CDP, a partire dal 2017.



Tabella 104 - Social e sustainability bond emessi da CDP dal 2017 al 2021

Anno di emissione	Tipologia	Destinazione d'uso	Valore nominale	Cedola annuale lorda	Scadenza	SDG
2017	Social bond	Supporto a PMI con meno di 250 dipendenti e sede in regioni italiane con un Pil pro-capite inferiore alla media nazionale o in aree colpite da eventi sismici	500 mln €	0,75%	5 anni	 8 DECENT WORK AND ECONOMIC GROWTH
2018	Sustainability bond	Supporto allo sviluppo e ammodernamento dell'infrastruttura idrica italiana	500 mln €	2,125%	5 anni	 6 CLEAN WATER AND SANITATION
2019	Social bond	Finanziamento per la costruzione e la riqualificazione energetica e sismica di edifici scolastici e universitari pubblici, nonché per progetti di riqualificazione urbana, in aree soggette a degrado, esclusione sociale, insicurezza.	750 mln €	2,125%	7 anni	 11 SUSTAINABLE CITIES AND COMMUNITIES  4 QUALITY EDUCATION
2020	Covid-19 Social response bond (dual tranche)	Supporto speciale alle imprese colpite dagli effetti economici della pandemia	500 mln €	1,50% (3 anni) 2% (7 anni)	3 anni (tranche 1) 7 anni (tranche 2)	 8 DECENT WORK AND ECONOMIC GROWTH
2020	Social housing bond	Supporto a progetti di edilizia sociale-agevolata per i gruppi demografici più vulnerabili, che non hanno i requisiti per l'edilizia agevolata né la capacità economica di sottostare alle condizioni del mercato immobiliare	750 mln €	1,00%	10 anni	 1 NO POVERTY  11 SUSTAINABLE CITIES AND COMMUNITIES
2020	Social bond	Supportare le imprese italiane che investono in ricerca e innovazione, nonché quelle colpite dalla pandemia	750 mln €	1,00%	8 anni	 8 DECENT WORK AND ECONOMIC GROWTH  9 INDUSTRY, INNOVATION AND INFRASTRUCTURE
2021	Social bond	Supportare le PMI e le Mid Cap italiane localizzate principalmente nelle regioni del Sud Italia	500 mln €	0,75%	8 anni	 8 DECENT WORK AND ECONOMIC GROWTH  9 INDUSTRY, INNOVATION AND INFRASTRUCTURE

Fonte: rielaborazione Mase su dati CDP

I green bond possono essere “corporate” se emessi dal settore privato, “municipali” se da governi locali e “city” se da città.

Nel 2017 Borsa Italiana ha lanciato il segmento sostenibile del mercato obbligazionario, un segmento trasversale la cui creazione offre agli investitori istituzionali e retail l'opportunità di identificare gli strumenti i cui proventi sono destinati a finanziare la crescita sostenibile.

Ad oggi, Borsa Italiana ha identificato 225 strumenti di finanza sostenibile per un controvalore di oltre €300 miliardi. Gli emittenti sono 49, divisi tra emittenti corporate, sovranazionali, governativi e bancari. Il ricorso alle emissioni *green e/o social* è di interesse non solo per i grandi emittenti quotati, ma anche per le PMI, in 9 hanno emesso “mini” green bond certificati, per una raccolta complessiva di oltre €124 milioni.

Nel complesso sono stati censiti 115 strumenti *green*, 70 *sustainable*, 22 *social*, 12 *sustainability linked*, 5 *transition* e 1 *climate action bond*.

#### ◆ LE GARANZIE SACE

Nell'ambito degli strumenti di finanza sostenibile, infine, si richiamano le garanzie SACE. Ai sensi dell'articolo 64 del Decreto Semplificazioni (decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76), SACE S.p.A. è stata autorizzata a rilasciare garanzie (“Garanzie SACE Green”) al fine di sostenere progetti finalizzati ad agevolare la transizione verso un'economia pulita e circolare.

Lo strumento, sottoscritto con un protocollo d'intesa tra il Ministero dell'Economia e delle Finanze e SACE, consiste nella possibilità di richiedere il rilascio di garanzie bancarie da parte di SACE per facilitare il finanziamento di progetti sostenibili, rispondenti cioè agli obiettivi di sostenibilità della Tassonomia europea e ai target della Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile.

Nello specifico la norma autorizza il Ministero dell'Economia e delle Finanze ad intervenire, attraverso la concessione di una o più garanzie rilasciate da SACE, a sostegno di programmi specifici di investimento finalizzati a realizzare progetti economicamente sostenibili e che abbiano come obiettivo, inter alia, la decarbonizzazione dell'economia, l'economia circolare, l'adattamento e la mitigazione dei rischi sul territorio derivanti dal cambiamento climatico.

Le garanzie garantiscono un accesso facilitato a finanziamenti a medio/lungo termine, o all'incremento delle linee di fido disponibili presso sistema bancario. Si tratta di uno strumento che facilita l'accesso al credito privato tramite garanzie pubbliche, un esempio di collaborazione efficace tra le politiche economiche pubbliche e l'azione privata del sistema bancario e creditizio.

## 5.4 Impatto delle politiche e delle misure previste di cui alla sezione 3 su altri Stati membri e sulla cooperazione regionale almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti

### *i. Impatto sul sistema energetico negli Stati membri limitrofi e nella regione nella misura del possibile*

La cooperazione regionale porterà alla individuazione di ambiti di collaborazione sia tecnologici che di scambi di migliori pratiche che daranno luogo alla creazione di importanti nuove sinergie nei diversi ambiti di collaborazione con gli altri Paesi membri. Inoltre, gli argomenti individuati come potenziali per collaborazioni regionali potranno effettivamente dar luogo a progetti comuni.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il Piano di Sviluppo 2023 della rete di trasmissione nazionale di Terna, in tema di interconnessioni transfrontaliere, prevede i seguenti interventi:

- l'incremento della capacità di interconnessione sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) anche attraverso soluzioni che consentano di ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti;
- l'interconnessione tra i sistemi elettrici della Corsica, della Sardegna e della Penisola Italiana, principalmente per esigenze di sicurezza e integrazione della produzione da fonti rinnovabili;
- lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa, di rilevanza strategica, che genererebbe benefici in Italia e Tunisia, fornendo uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa;
- lo sviluppo di una nuova interconnessione con la Grecia, per garantire l'esercizio della rete in sicurezza ed un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi.

Gli impatti attesi da tali interventi di sviluppo delle interconnessioni transfrontaliere sono:

- una maggiore integrazione del mercato europeo, permettendo una maggiore efficienza e rafforzando la concorrenza attraverso l'utilizzo delle risorse a minor costo di volta in volta disponibili nei vari Paesi;
- un approvvigionamento diversificato del mix produttivo, attraverso un migliore utilizzo dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione;
- una migliore gestione in sicurezza dei sistemi elettrici mediante un più economico e diversificato approvvigionamento di riserva e di servizi di bilanciamento dall'estero.

Per quanto riguarda il settore gas, l'attuale contesto regionale e globale ha imposto un radicale cambiamento nei flussi di gas europei che ha incentivato la cooperazione interazionale, facendo emergere nuovi fabbisogni infrastrutturali per il miglioramento del funzionamento del sistema gas europeo.

In tale contesto, il potenziamento delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove iniziative di importazione del gas naturale consentiranno all'Italia di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento e potenzialmente di rendere disponibile le nuove risorse anche a beneficio degli altri Paesi europei. A tal fine si sta procedendo:

- a incrementare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia mediante la realizzazione della "Linea Adriatica";
- a creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP favorendo un incremento di capacità dalla rotta di approvvigionamento dall'Azerbaijan, anche meditante la realizzazione del metanodotto Matagiola Massafra;

- a ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti e a sviluppare nuova capacità di rigassificazione, che continuerà ad avere un ruolo strategico per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa.

Le iniziative descritte precedentemente porteranno il sistema italiano a diventare un riferimento per molti Stati membri dell'Unione e altri Paesi terzi vicini.

### *ii. Impatto sui prezzi dell'energia, sui servizi di pubblica utilità e sull'integrazione del mercato dell'energia*

Nel settore elettrico, lo sviluppo delle interconnessioni menzionate al paragrafo precedente dovrebbe favorire una discesa dei prezzi sul mercato elettrico nazionale, riducendo, grazie alla maggiore integrazione dei mercati, il gap di prezzo che storicamente ha penalizzato l'Italia. Gap di prezzo che dovrebbe progressivamente ridursi anche in virtù della progressiva convergenza dei mix delle fonti di generazione dei Paesi europei verso sistemi tutti largamente basati su fonti rinnovabili non programmabili.

Oltre al coupling dei mercati del giorno prima e infragiornalieri, già da tempo pienamente operativi, anche la messa regime di tutte le piattaforme europee di bilanciamento previste dal Regolamento (UE) 2017/2195 consentirà una riduzione dei costi di tali servizi, avendo accesso ad un più ampio mercato pan-europeo.

Per quel che concerne i servizi di pubblica utilità le conseguenze di una più intensa collaborazione dovrebbero sostanzialmente prevalere in un miglioramento della qualità ambientale dei trasporti e, di conseguenza, dell'aria.

Nel settore gas, le nuove possibilità di approvvigionamento di gas a prezzi competitivi e il conseguente aumento di liquidità influenzeranno la formazione del prezzo al PSV e renderanno l'hub italiano più attrattivo per l'esportazione anche mediante la realizzazione delle infrastrutture che consentiranno il potenziamento della capacità totale di esportazione verso l'Austria e verso il nord Europa e la creazione di capacità di esportazione verso Malta.

Per favorire la sicurezza degli approvvigionamenti nel contesto descritto svolge un ruolo fondamentale anche l'adeguamento del sistema degli stoccaggi italiani alle nuove necessità di modulazione che dovranno tener conto, per assicurare la fornitura nei momenti critici dell'inverno, anche dei quantitativi di gas che saranno esportati dal sistema italiano durante la stagione invernale nei momenti in cui il segnale del differenziale di prezzo del gas tra il PSV e i mercati limitrofi lo consentirà. In tale ottica risulta strategico lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio presso il giacimento di Alfonsine oltre alle iniziative per il rinnovo e adeguamento del sistema di stoccaggio esistente. Inoltre, è necessario considerare l'incremento in quote crescenti di produzione e immissione in rete di gas rinnovabili nel sistema italiano oltre che la possibilità di accedere ai gas verdi potenzialmente prodotti dai paesi del Nord Africa che potranno essere resi disponibili al mercato europeo attraverso la rete di trasporto italiana.

### *iii. Se del caso, impatto sulla cooperazione regionale*

L'Italia è coinvolta nei gruppi di collaborazione regionali presieduti dalla Commissione Europea, che si occupano di assicurare una stretta cooperazione tra gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i promotori del progetto, ACER, ENTSOG e le parti interessate al fine di creare un ampio consenso sulle infrastrutture identificate come prioritarie e facilitarne la realizzazione. Va

infine sottolineato il supporto degli operatori infrastrutturali italiani alle associazioni di categoria e ai gruppi di lavori internazionali.

Nel frattempo, saranno mantenuti gli sforzi per ampliare il più possibile il numero di Stati Membri con cui è in atto un accordo di solidarietà per la mutua fornitura di gas naturale in situazioni di estrema emergenza e per sopperire alle carenze di capacità di stoccaggio dei sistemi confinanti, come previsto dal Regolamento UE 2017/1938 e sue ss. mm. e i.