

La sostenibilità nelle infrastrutture energetiche*

di Alfredo Macchiati, Alessandro Mazzotta, Fernanda Scianna e
Rebecca Vitelli

Il presente capitolo ha come oggetto le infrastrutture energetiche e per la mobilità nella transizione.

Ai fini dell'analisi nel testo del capitolo si intendono per infrastrutture energetiche quelle che consentono la generazione di elettricità, le reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas, gli impianti di stoccaggio del gas e dell'energia elettrica nonché di rigassificazione del gas liquefatto, le infrastrutture per la produzione, lo stoccaggio e il trasporto dei gas rinnovabili e dell'idrogeno. Per quanto riguarda la parte relativa alla mobilità, sono oggetto dell'analisi le infrastrutture per la mobilità sostenibile nel trasporto privato con riferimento a quelle abilitanti la transizione a una mobilità leggera a più basse emissioni.

Per quanto riguarda le infrastrutture energetiche, il capitolo analizza, con un focus sul contesto italiano e in una visione integrata tra settori, gli obiettivi determinati a livello comunitario e nazionale, la loro plausibilità, le modifiche del mix energetico che implicano, la possibile evoluzione degli scenari di domanda e offerta. Si analizzano inoltre le implicazioni di tali evoluzioni in tema di infrastrutture, confrontando le capacità di generazione, trasporto e accumulo necessarie con quelle esistenti e con i trend di evoluzione osservati e prevedibili evidenziando, in conclusione, i punti critici che ne emergono e formulando alcune raccomandazioni per affrontarli e mitigarli.

Con riferimento alle infrastrutture per la mobilità, l'analisi si concentra invece sulla mobilità privata a partire dal parco

**Capitolo I del volume di Astrid "L'energia della transizione" a cura di P. Ranci, C. De Vincenti, A. Macchiati - Il Mulino, 2023. Questo testo è stato predisposto da Oxera, su incarico di Astrid, e poi discusso collegialmente con il gruppo di ricerca di Astrid e i suoi partner industriali. Oxera è una società internazionale di consulenza economica e finanziaria con una rilevante esperienza in ambito energetico e regolatorio.*

autoveicoli attuale e tendenziale, identificando le caratteristiche specifiche del contesto italiano e ponendolo a confronto, anche in questo caso, con gli obiettivi individuati dalle esigenze di decarbonizzazione in materia di diffusione dei veicoli elettrici e delle infrastrutture per la ricarica elettrica. Scenari e obiettivi vengono quindi analizzati anche in termini di plausibilità e realizzabilità al fine di identificare aspetti critici, punti di attenzione e raccomandazioni.

1. *Introduzione*

Il presente studio, partendo dagli obiettivi in materia di energia, clima e mobilità fissati dall'Unione europea, approfondisce le «sfide» legate alla transizione e gli strumenti di *policy* disponibili e in corso di definizione, con riferimento al caso italiano. Sono state inoltre analizzate le prospettive future sulla base di una serie di scenari sviluppati da diversi *stakeholders*.

Ai fini di questo studio, le infrastrutture energetiche includono, oltre alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas, gli impianti di stoccaggio e rigassificazione del gas nonché le infrastrutture per la produzione e lo stoccaggio dell'energia elettrica. Infine, sono considerate infrastrutture per la mobilità sostenibile quelle abilitanti la transizione a un trasporto privato a più basse emissioni. Lo studio si concentra in particolare sull'orizzonte temporale fino al 2030.

L'analisi del tema delle infrastrutture energetiche e della mobilità privata parte dal ruolo di leadership a livello globale assunto dalla UE nella lotta al cambiamento climatico. Ruolo che si è tradotto in target di riduzione delle emissioni e di penetrazione dell'uso delle energie rinnovabili sempre più ambiziosi.

Dal *Clean Energy Package* al *Fit for 55* e, più di recente, con il piano *REPowerEU* l'Unione sembra voler imprimere maggiore velocità al processo di decarbonizzazione. La crisi dei prezzi dell'energia unita al tema della sicurezza energetica posto dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia

ha aggiunto ulteriori elementi di complessità al processo. Questo pone diversi temi, tra cui:

- la compatibilità tra gli obiettivi;
- le interrelazioni tra i target settoriali in materia di energia e clima;
- la plausibilità degli obiettivi e la possibile evoluzione degli scenari.

Di seguito i primi due aspetti sono soltanto accennati dal momento che trovano più estesa trattazione in altre parti del capitolo (si veda in particolare il par. 2.3 per le infrastrutture dell'energia e il par. 5.4 per quelle della mobilità), mentre il terzo, circoscritto all'Italia, costituisce il *focus* principale di questo contributo.

Le politiche dell'Unione in materia di energia e clima sono rappresentabili negli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione che, per comodità del lettore, sono sintetizzati nella tabella 1.1. Maggiori dettagli, inclusa la declinazione a livello nazionale, dove disponibile, sono forniti nell'Appendice 1.

In particolare, i target al 2030 si inseriscono nel percorso di transizione per il raggiungimento dell'obiettivo vincolante di neutralità climatica, c.d. *Net Zero*, entro il 2050 fissato a livello UE¹. Si osserva quindi una crescente ambizione anche nei target c.d. intermedi.

Il principale strumento tramite cui i target definiti a livello UE sono declinati a livello nazionale è il c.d. Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC). L'aggiornamento del PNIEC alla luce del *Fit for 55* è attualmente in corso e dovrà concludersi entro giugno 2024. Di recente è stata trasmessa alla Commissione europea la sintesi della proposta di aggiornamento del PNIEC².

Il documento sottolinea la necessità di coniugare l'obiettivo di decarbonizzazione dell'economia con quelli altrettan-

¹ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»).

² Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima*, giugno 2023.

TAB. 1.1. *Evoluzione dei target energia e clima al 2030*

Target	<i>Clean Energy Package</i>	<i>Fit for 55^b</i>	<i>REPowerEU</i>
Riduzione delle emissioni di gas serra	-40% rispetto ai livelli del 1990	-55% rispetto ai livelli del 1990	-55% rispetto ai livelli del 1990
Energia rinnovabili ^a	Almeno 32%	40%/42,5%	45%
Efficienza energetica	-32,5% rispetto ai consumi previsti al 2030 secondo le proiezioni del 2007	-9% /-11,7% rispetto allo scenario di riferimento del 2020	-13% rispetto allo scenario di riferimento del 2020

^a Il target in materia di energia rinnovabili è espresso come quota dei consumi finali lordi di energia coperto dalle FER.

^b Per i target del pacchetto *Fit for 55* sono indicati i valori proposti dalla Commissione e quelli su cui è stato raggiunto un accordo in fase di trilogo.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di Commissione europea, *2030 climate & energy framework*. Commissione europea (2022), COM(2022) 222 final, maggio.

TAB. 1.2. *Confronto tra obiettivi al 2030 definiti nel PNIEC 2019 e nella proposta di aggiornamento 2023*

Target	PNIEC 2019	Proposta aggiornamento PNIEC 2023 ^a
Riduzione delle emissioni di gas serra	-33% rispetto al 2005 per settori non ETS -56% rispetto al 2005 per settori ETS	-35,3%/-37,1% rispetto al 2005 per settori non ETS -62% rispetto al 2005 per settori ETS
Energie rinnovabili ^b	30%	40,5%
Efficienza energetica	125 Mtep, come consumi di energia primaria 104 Mtep, come consumi di energia finale	122 Mtep, come consumi di energia primaria 100 Mtep, come consumi di energia finale

^a Si riferisce al c.d. scenario di *policy*.

^b Il target in materia di energia rinnovabili è espresso come quota dei consumi finali lordi di energia coperto dalle FER.

Fonte: MASE, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Executive Summary*, giugno 2023.

to importanti della sicurezza energetica, tornata in risalto alla luce della crisi ucraina, della sostenibilità economica e sociale della transizione e quindi dell'accessibilità dei costi dell'energia³. In quest'ottica, viene quindi messa in luce la distanza tra quanto sarebbe possibile conseguire a politiche vigenti (secondo uno scenario tendenziale) e gli obiettivi definiti nel PNIEC 2019 per il 2030. Inoltre, secondo un approccio «maggiormente volto alla diversificazione delle soluzioni tecnologiche disponibili»⁴, emerge un maggior interesse per la produzione di combustibili rinnovabili, in particolare biometano e idrogeno, anche nei trasporti ad accompagnare il passaggio al vettore elettrico.

Una sintesi della proposta di revisione degli obiettivi per il 2030 è fornita nella tabella 1.2, con maggiori dettagli nell'Appendice 1, par. 1.2.

1.1. *Compatibilità tra gli obiettivi*

La consapevolezza della necessità del perseguimento coerente e simultaneo degli obiettivi della sostenibilità ambientale, di quella economica e di quella sociale è presente alla Commissione fin dall'introduzione del CEP. Il CEP si prefiggeva infatti di portare benefici ai consumatori, all'ambiente e all'economia europea.

Successivamente il *Green Deal* ha esplicitato chiaramente la necessità di minimizzarne i costi e gli impatti per i cittadini, come anche di tenere conto degli effetti negativi su alcuni settori e quindi sugli equilibri economici e sociali di quegli Stati membri che su tali settori fondano gran parte della propria ricchezza.

In tal senso, uno dei principali *trade-off* appare essere quello tra la transizione energetica e la sua sostenibilità economica, intesa come la capacità dell'Unione e dei singoli Stati membri di fare fronte al costo dell'attuazione delle

³ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima*, giugno 2023.

⁴ *Ibidem*, p. 5.

politiche per la transizione in termini di finanza pubblica e di impatto sul proprio tessuto economico e industriale.

Tra le iniziative proposte dalla Commissione nell'ambito del *Green Deal*, vale la pena ricordare la proposta di un *Just Transition Mechanism* di cui uno dei pilastri principali è il *Just Transition Fund*⁵, a supporto delle economie più esposte dalla transizione ecologica a rischi occupazionali e sociali.

Il fondo attualmente ammonta a 17,5 miliardi di euro a prezzi 2018 (circa 19 a prezzi correnti) di cui 10 miliardi nell'ambito di *NextGenerationEU*. L'obiettivo è quello di alleviare i costi sociali ed economici della transizione sostenendo la riconversione dei territori interessati, incluso il supporto alla riqualificazione e reinserimento dei lavoratori. Si evidenzia inoltre che la recente e persistente tensione sui prezzi ha spinto la Commissione a introdurre misure di contenimento, per mitigare gli impatti sui consumatori, che non rientrano nell'ambito di analisi di questo capitolo.

La Commissione ha posto altresì attenzione agli effetti della transizione sulla povertà energetica. La strategia della Commissione indica tra le priorità il miglioramento della performance energetica degli edifici, ponendo tra i criteri da seguire per la ristrutturazione degli edifici l'accessibilità di edifici ad alta efficienza energetica alle famiglie a medio e basso reddito⁶.

Un altro degli obiettivi potenzialmente in contrasto con la decarbonizzazione, almeno in una prima fase, è rappresentato dalla necessità di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. La Commissione ha ritenuto infatti che, al fine di raggiungere l'obiettivo di indipendenza dalle forniture russe, si possa prolungare il mantenimento in esercizio di alcune centrali a carbone. Tale misura contribuirebbe a ridurre il fabbisogno europeo di gas naturale al

⁵ Regolamento (UE) 2021/1056 del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 giugno 2021 che istituisce il Fondo per una transizione giusta.

⁶ Commissione europea (2020), COM (2020) 662 final. Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni, *Un'ondata di ristrutturazioni per l'Europa: investire gli edifici, creare posti di lavoro e migliorare la vita*.

2030 di 24 bcm⁷. D'altra parte la riattivazione delle centrali a carbone rallenta il processo di decarbonizzazione.

La produzione elettrica da carbone nel 2022 è aumentata del 7% rispetto all'anno precedente⁸. L'aumento è da molti considerato inferiore alle aspettative, oltre che di durata limitata⁹.

Analogo, forse più acuto, problema di compatibilità si pone in relazione alla diversificazione delle forniture di gas. La stipula di nuovi contratti di lungo termine di GNL e di gas naturale da paesi diversi dalla Russia ha permesso di fronteggiare la riduzione drastica delle forniture da quel paese. Tuttavia, a seconda delle condizioni e della durata di tali contratti, comporta il rischio di incrementare i costi dell'abbandono del gas naturale al 2050. Anche la costruzione di nuove infrastrutture di trasporto, dai gasdotti ai terminali di rigassificazione pone il problema di garantire una remunerazione a questi investimenti che potrà generare un aumento dei costi o una minore riduzione dell'uso di questa fonte fossile rispetto a quella compatibile con lo scenario di *Net Zero*.

1.2. *Interrelazioni tra i target a livello settoriale*

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione è necessario lo sforzo congiunto e coordinato di tutti gli attori del sistema. In tale prospettiva è utile soffermarsi brevemente su alcune interrelazioni tra i diversi target.

Un primo esempio riguarda l'idrogeno verde: i target sul consumo di RFNBO, quindi anche di idrogeno rinnovabile nonché gli obiettivi della Strategia europea per l'idrogeno, ribaditi da *REPowerEU*, in termini di installazione di capacità

⁷ European Commission (2022), SWD (2022) 230 final, *Implementing the RePower EU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets*, p. 11.

⁸ Ember Climate, *European Electricity Review 2023*, gennaio 2023.

⁹ *Ibidem*, cap. 2. Si veda inoltre IEA, *Coal 2022, Analysis and Forecasts to 2025*, dicembre 2022.

di produzione (elettrolizzatori), implicano l'installazione di corrispondente capacità di generazione da fonti rinnovabili compatibile con il target generale relativo all'incidenza dell'energia rinnovabile rispetto al totale dell'energia consumata¹⁰.

Sempre in merito alla produzione di idrogeno rinnovabile e *low carbon*, rileva ricordare l'influenza dei criteri introdotti dalle norme in materia di finanza sostenibile, con particolare riferimento alla c.d. tassonomia e al principio del «Do Not Significant Harm» (DNSH) così come in essa declinato. L'applicazione di tali criteri e la mancata inclusione di alcune attività nel novero delle attività sostenibili potrebbero rappresentare un potenziale vincolo allo sviluppo della produzione di idrogeno. Il tema è più ampiamente trattato nel capitolo terzo.

Un secondo esempio, ampiamente noto, riguarda l'effetto dell'elettrificazione dei consumi unitamente alle politiche per l'incremento dell'efficienza energetica che cambieranno il ruolo e l'utilizzo delle infrastrutture di rete.

Tale incremento dei consumi porterà infatti ad un'evoluzione e a un potenziamento delle reti elettriche, con una crescente necessità di integrazione dei mercati europei e delle interconnessioni tra gli Stati membri. In questa direzione vanno infatti sia la diseguale distribuzione del potenziale legato alle diverse fonti di energia (si pensi a solare vs. eolico *offshore* o *onshore* in diversi Stati membri) che la possibilità,

¹⁰ La RED II, all'art. 27(3), definisce i requisiti secondo cui i combustibili rinnovabili di origine non biologica, quali ad esempio l'idrogeno, possono essere definiti rinnovabili, tra cui il c.d. principio di addizionalità. La RED II allo stesso articolo incarica la Commissione di stabilire, per atto delegato, una metodologia che definisca le regole dettagliate per il rispetto di questi requisiti. L'atto delegato della Commissione C(2023) 1087 final, è stato adottato il 10 febbraio e distingue tra impianti di produzione entrati in funzione prima e dopo il 1° gennaio 2028. In ogni caso i produttori di idrogeno e RFNBO dovranno dimostrare la fonte rinnovabile dell'energia utilizzata per la loro produzione secondo criteri stringenti, ad esempio temporali (per i nuovi impianti l'impianto di generazione che fornisce energia elettrica non dovrà essere stato realizzato più di 36 mesi prima dell'elettrolizzatore) e geografici (gli impianti devono essere nella stessa *bidding-zone*).

nel più lungo periodo, di importare energia elettrica da fonti rinnovabili da paesi extraeuropei.

Anche le infrastrutture di trasporto del gas vedranno evolvere il proprio ruolo. I minori volumi nelle consuete direttrici di importazione saranno in parte bilanciati da maggiori volumi immessi in punti diversi della rete o a livello decentralizzato, originati dalle importazioni di GNL e dalle produzioni di biometano, idrogeno o di metano sintetico. Dalle discussioni sul tema, c'è ancora incertezza circa l'effetto sulla gestione della rete, in termini di congestioni e di bilanciamento.

Gli esempi qui riportati evidenziano come, oltre alla fissazione degli obiettivi, sia necessaria una visione di sistema integrata che guidi l'azione dei decisori pubblici e degli attori di mercato.

PARTE PRIMA. GLI SCENARI ENERGETICI IN ITALIA

2. *Scenari e plausibilità degli obiettivi nella produzione*

2.1. *L'attuale contesto di riferimento*

Prima di valutare gli scenari è utile descrivere il contesto di riferimento e la sua recente evoluzione.

Settore dell'energia elettrica. Le principali dinamiche che negli ultimi anni hanno caratterizzato il sistema elettrico sono state la riduzione della capacità termoelettrica installata e la crescita della capacità rinnovabile. I maggiori impatti di queste modifiche dell'*energy mix* sono sintetizzati nel box 1.1.

Box 1.1

Principali implicazioni delle modifiche nell'«energy mix»

- Riduzione della capacità programmabile e «dispacciabile», ad esempio nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), per rispondere a modifiche della domanda o dell'offerta

attraverso movimentazioni a salire o a scendere (ovvero aumentando o riducendo la produzione in tempi brevi su indicazione di Terna).

- Aumento delle congestioni di rete, per via dello sviluppo delle rinnovabili non sempre in linea con la localizzazione dei principali centri di consumo. Le principali criticità, sulla base delle informazioni contenute nel piano di sviluppo di Terna, si riscontrano nel Centro-Sud e nelle isole, dove da una parte c'è stato un elevato sviluppo delle FER e dall'altro un livello minore di magliatura della rete e una più limitata capacità di trasporto¹¹.

- Riduzione del margine di adeguatezza per coprire i picchi di domanda, ovvero la differenza tra la capacità di generazione disponibile (incluso il contributo delle importazioni) e il fabbisogno di energia elettrica. In particolare, dagli ultimi dati disponibili, il margine minimo di adeguatezza si è ridotto a 2 GW nel 2020, toccando un nuovo minimo a 0,5 GW nel 2021¹², a fronte di valori intorno a 25 GW fino al 2013-2014¹³. Negli anni successivi, il margine minimo di adeguatezza si era mantenuto su valori inferiori, intorno ai 5-7 GW, comunque superiori agli attuali.

- Riduzione del carico residuo in alcune ore del giorno, tipicamente nelle ore centrali della giornata, quando c'è maggiore disponibilità della risorsa solare, con in alcuni casi fenomeni di *overgeneration*¹⁴, che rendono necessaria la riduzione della produzione rinnovabile per la gestione in sicurezza del sistema. Con la crescita delle rinnovabili, questi fenomeni sono destinati ad aumentare. In casi di *overgeneration* infatti il TSO come prima azione sfrutta i margini a scendere disponibili (ovvero richiede ad alcuni impianti di ridurre le immissioni in rete), agisce sugli scambi con le zone estere interconnesse (quando e dove possibile) e infine procede a limitare la produzione rinnovabile connessa in alta tensione, tipicamente eolica (la c.d. mancata produzione eolica).

¹¹ Terna, *Piano di sviluppo 2023. Stato del sistema elettrico*, marzo 2023.

¹² Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023. Secondo la descrizione della stessa Terna, questo «valore estremo è legato a una diffusa riduzione della capacità disponibile su tutto il perimetro europeo, che ha comportato una mancanza di disponibilità di import dai paesi limitrofi», p. 20.

¹³ Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2021*, novembre 2021.

¹⁴ Per *overgeneration* si intende la situazione in cui la produzione di energia elettrica supera la domanda, con conseguente necessità di misure correttive per ridurre la produzione (queste includono il ricorso ai pompaggi, la riduzione della capacità di importazione o la riduzione della produzione rinnovabile, ad es. la mancata produzione eolica).

- Maggiore ripidità della curva di carico serale, come conseguenza di una minore disponibilità della produzione rinnovabile al calare del sole, che spesso coincide con le ore di maggior domanda.
- Riduzione della potenza regolante e di inerzia, tipicamente assicurate dalla presenza in servizio dei grandi impianti termoelettrici, caratterizzati da capacità rotante programmabile¹⁵.
- Aumento del fabbisogno di riserva, per via della maggiore aleatorietà delle rinnovabili e di possibili scostamenti tra previsioni e profilo di immissione al tempo reale.
- Ciò richiede in particolare un nuovo ruolo, più attivo, dei distributori.

Fonte: Elaborazione Oxera.

Più nel dettaglio, come si può vedere dalla figura 1.1, la capacità termoelettrica si è ridotta di oltre 19 GW tra il 2013 e il 2022. Le dismissioni degli impianti termoelettrici sono in gran parte una conseguenza del calo della profitabilità, per via della riduzione del numero di ore in cui questi impianti sono chiamati a operare.

Al tempo stesso, dal 2000 ad oggi la capacità rinnovabile è notevolmente aumentata, soprattutto per quanto riguarda fotovoltaico ed eolico, con la maggiore accelerazione concentrata negli anni 2011 e 2012, in risposta ai meccanismi incentivanti allora vigenti. Negli anni successivi lo sviluppo delle rinnovabili è proseguito a tassi meno sostenuti, all'incirca (o inferiori) a 1 GW l'anno, per raggiungere nel 2022 24,2 GW di capacità fotovoltaica e 11,7 GW di eolico.

La capacità idroelettrica, che ha tipicamente rappresentato la principale fonte rinnovabile italiana (al 2022 quasi raggiunta dal fotovoltaico), è rimasta sostanzialmente stabile (+2 GW tra il 2000 e il 2022), essendo stati realizzati per lo più impianti di piccole dimensioni. Tra gli impianti idro-

¹⁵ Gli impianti termoelettrici infatti si interfacciano con la rete attraverso macchine rotanti, mentre gli impianti rinnovabili sono spesso caratterizzati da macchine statiche, ovvero gli *inverter*. Questi ultimi hanno una minore capacità di sostenere alcuni parametri per la gestione in sicurezza del sistema, quali la tensione e la frequenza.

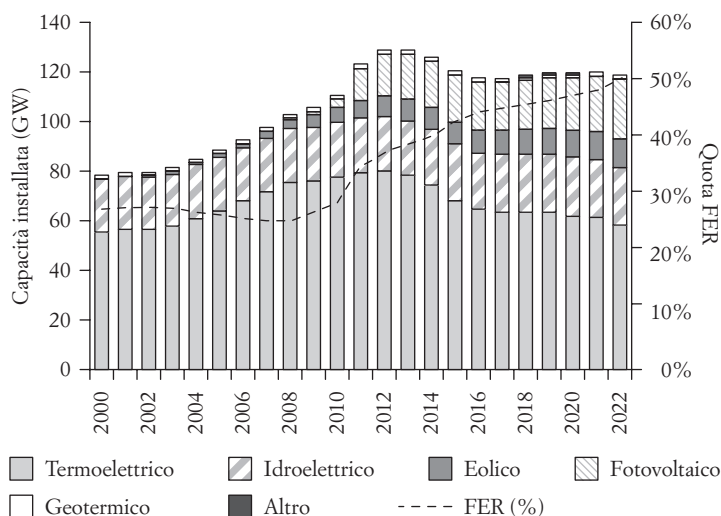


FIG. 1.1. Capacità installata in Italia (GW).

Note: I dati per il 2022 non sono ancora disponibili tra le statistiche sul mercato elettrico, sono stati quindi ricavati dal *Transparency report* di Terna.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *L'evoluzione del mercato elettrico: tutti i dati*, 2022. Id., *Transparency report: la piattaforma. Installed capacity*. Id., *Capacità di impianti di generazione*.

elettrici sono inclusi anche diversi impianti di pompaggio che, ad oggi, rappresentano la principale fonte di capacità di accumulo disponibile per il sistema elettrico italiano. Maggiori dettagli sui pompaggi, e la capacità di accumulo più in generale, sono forniti nel box 1.2.

Complessivamente, la capacità rinnovabile è cresciuta negli anni, arrivando a rappresentare circa il 50,3% della capacità installata¹⁶ e circa il 35,6% dell'elettricità prodotta nel 2022¹⁷.

¹⁶ Elaborazioni Oxera su dati Terna, *Transparency report: la piattaforma. Installed capacity*, cit.

¹⁷ Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*.

La produzione da impianti incentivati è aumentata negli anni e rappresenta una quota importante della produzione rinnovabile totale (circa 76% nel 2021)¹⁸. Sulla base degli ultimi dati disponibili, gli impianti rinnovabili supportati da meccanismi incentivanti gestiti dal GSE nel settore elettrico hanno raggiunto circa il milione nel 2021 (988.000), per una potenza totale di circa 38 GW, di cui 21 GW di solare, 8 GW di eolico e 4 GW di idroelettrico¹⁹.

L'energia incentivata è complessivamente diminuita, principalmente per la scadenza delle convenzioni dei meccanismi di più vecchia data. Anche il costo di incentivazione è diminuito, per via degli aumenti dei prezzi sul mercato *wholesale*, assestandosi a circa 10,6 miliardi di euro nel 2021. Secondo le ultime stime del GSE, gli oneri di incentivazione delle FER si assesteranno intorno a 6-6,5 miliardi di euro annui tra il 2022 e il 2031, per poi diminuire sensibilmente²⁰.

Box 1.2.

La capacità di accumulo dell'energia elettrica in Italia

Attualmente in Italia ci sono 21 impianti di pompaggio²¹, localizzati prevalentemente al Nord Italia. Sulla base dei dati riportati da Terna, questi impianti hanno una potenza massima in assorbimento di circa 6,5 GW e di circa 7,6 GW in produzione²². Tra gli impianti del Centro-Sud, quelli di maggiori dimensioni si trovano rispettivamente in Sicilia e nella zona di mercato Centro-Sud (in provincia di Napoli).

¹⁸ Elaborazione Oxera su dati ARERA, *Dati e statistiche – Energia elettrica da fonti rinnovabili e incentivata per fonte*, 2022. Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*.

¹⁹ Gestore Servizi Energetici, *Energia e clima in Italia. Rapporto trimestrale – Q4/2022*, maggio 2023.

²⁰ Ivi, p. 38.

²¹ Sulla base di dati ENTSO-E, *Transparency platform*. Secondo quanto riportato nel piano di sviluppo 2022 di Terna, gli impianti di pompaggio sono 22. Nel conteggio risulta incluso l'impianto di Campomoro (zona di mercato Nord), che dal *dataset* di ENTSO-E appare dismesso.

²² Terna, *Piano di sviluppo 2023. Stato del sistema elettrico*, marzo 2023.

In particolare, la distribuzione per zone di mercato è la seguente²³:

- Nord, dove sono localizzati 14 impianti, per un totale di circa 5,2 GW, pari a circa il 67% della capacità di pompaggio nazionale;
- Centro-Sud, con quattro impianti, per circa 1,7 GW, che rappresentano il 22% della capacità totale;
- Sicilia, con due impianti che rappresentano congiuntamente circa 580 MW (7% del totale);
- Sardegna, dove è localizzato l'ultimo impianto, da 240 MW (3% del totale).

Nei prossimi anni è prevista una crescita del ruolo delle batterie, che potranno fornire un ulteriore contributo al sistema per ridurre i periodi di *overgeneration* e contribuire al c.d. *load shifting*, assorbendo energia nelle ore in cui la produzione rinnovabile è più elevata, per poi reimmetterla nel sistema nelle ore successive caratterizzate da livelli di domanda elevata e scarso apporto di solare ed eolico.

Al riguardo, una recente asta organizzata da Terna per l'approvvigionamento di capacità per la riserva ultra rapida ha visto una abbondante partecipazione. L'asta in questione aveva l'obiettivo di approvvigionare risorse per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, ovvero risorse in grado di modulare velocemente (entro meno di un secondo dalla chiamata di Terna) il proprio profilo in immissione o prelievo e mantenerlo per 30 secondi, con successivo azzeramento della potenza in cinque minuti²⁴. All'asta hanno partecipato 53 operatori, per un totale di oltre 1,3 GW di potenza qualificata, a fronte di una domanda di 250 MW. La potenza all'asta è stata quindi completamente assegnata, con prezzi competitivi e al di sotto del *cap* previsto²⁵.

Inoltre, primi segnali incoraggianti per lo sviluppo di nuova capacità di accumulo arrivano dalle ultime aste del *capacity market* (strumento introdotto per assicurare l'adeguatezza del sistema) per la consegna nel 2024. Sono stati infatti assegnati contratti per nuova capacità di accumulo per oltre 1 GW (in particolare, 315

²³ Elaborazione Oxera su dati ENTSO-E Transparency Platform. Ultimo accesso 7 luglio 2022. La capacità installata riportata da ENTSO-E per unità di produzione differisce leggermente da quanto riportato da Terna nel Rapporto adeguatezza e nell'ultimo piano di sviluppo disponibile.

²⁴ Si veda ad es. Terna (2020), *Fast Reserve – Seminario illustrativo del progetto pilota*, gennaio. Terna (2019), *Regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza – Regolamento Fast Reserve*, novembre.

²⁵ Terna (2022), *Progetto pilota fast reserve – esiti asta*.

MW di nuova capacità autorizzata e 806 MW di nuova capacità non autorizzata)²⁶.

Fonte: Elaborazione Oxera.

La riduzione della capacità termoelettrica è riconducibile sia alla dismissione di alcuni impianti a carbone che alla chiusura di impianti e unità a gas.

In Italia sono tuttora operativi sei impianti a carbone, per un totale di circa 5,5 GW di capacità. La capacità installata, come anche la produzione, si è comunque ridotta di circa il 70% tra il 2014 e il 2020, passando rispettivamente da circa 44,5 TWh a 13,413, TWh²⁷. Negli anni è stata infatti autorizzata la dismissione di diversi impianti o unità di impianti a carbone, tra cui gli impianti di Genova e Bastardo, o unità delle centrali di Brindisi Sud e Fusina.

Inoltre, secondo quanto previsto nell'*Executive summary* della proposta di aggiornamento del PNIEC, il *phase-out* del carbone è atteso entro il 2025, con eccezione degli impianti situati in Sardegna. Per la dismissione di questi ultimi, risulta indispensabile l'entrata in esercizio del *Tyrrhenian Link* e lo sviluppo delle rinnovabili e della capacità contrattualizzata nell'ambito del *capacity market*²⁸. Secondo le stime più recenti di Terna, il fabbisogno di nuova capacità è stato coperto tramite l'asta del *capacity market* per la consegna nel 2024, che ha visto l'aggiudicazione di 528 MW di nuova capacità disponibile in probabilità (CDP) di accumuli elettrochimici²⁹. Il *phase out* del carbone dovrebbe quindi essere perseguibile in sicurezza nel momento in cui

²⁶ Terna (2022), *Mercato della capacità. Rendiconto degli esiti – Asta madre 2024*.

²⁷ Ember Climate (2023), *European Electricity Review 2023. EER2023 – Yearly data*.

²⁸ MASE, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Executive Summary*, giugno 2023.

²⁹ Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023.

il *Tyrrebenian Link* sarà completato e la nuova capacità di accumulo contrattualizzata entrerà in esercizio.

Vista la recente situazione di criticità sul mercato del gas (sebbene i prezzi di energia elettrica e gas siano rientrati su livelli più contenuti negli ultimi mesi, pur restando superiori ai livelli storici), il ruolo del carbone nel breve e medio termine appare incerto. Da una parte gli alti prezzi del gas hanno, in alcuni casi, reso il carbone più competitivo e favorito un suo maggiore utilizzo³⁰. Dall'altra, alcuni paesi europei, inclusa l'Italia, hanno previsto la possibilità di un maggior ricorso alla generazione da impianti a carbone per mitigare gli impatti di una riduzione e/o possibile interruzione delle forniture di gas dalla Russia³¹.

In Italia, il d.l. 14/2022 approvato a febbraio 2022 prevede che «al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023»³² il MiTE (le cui competenze oggi sono state trasferite al Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica, o MASE) possa richiedere a Terna di massimizzare l'impiego degli impianti a carbone e a olio di potenza superiore a 300 MW. In altre parole, in questo caso il dispiacimento del carbone avverrebbe subito dopo le rinnovabili.

Il d.l. prevede che in caso di attivazione del meccanismo il MiTE (ora MASE) adotti tutte le misure necessarie per incentivare l'utilizzo delle fonti rinnovabili, ma non sembra prevedere un termine massimo per la cessazione della misura. Il meccanismo è stato attivato, con la richiesta del MiTE del primo settembre 2022 affinché Terna avviasse il piano di massimizzazione della produzione di energia elettrica

³⁰ Si veda ad es. Commissione europea, *Quarterly report on European electricity markets. Market Observatory for Energy. Volume 15 (Issue 1, covering first quarter of 2022)*, 2022.

³¹ Si veda ad es. *Crisi gas, Germania riattiva centrali a carbone ferme*, in «Staffetta Quotidiana», 20 giugno 2022; *Olanda e Austria riabilitano l'uso del carbone*, in «Staffetta Quotidiana», 21 giugno 2022.

³² D.l. 14/2022, art. 5-bis.

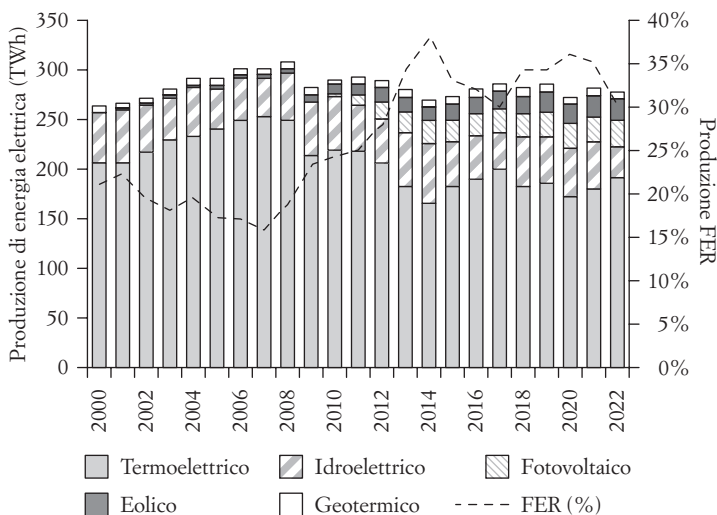


FIG. 1.2. Evoluzione della produzione di energia elettrica in Italia (2000-2022).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *Dati provvisori di esercizio 2021*, luglio 2022. Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico*, dicembre 2022. Terna, *Produzione di energia elettrica per fonte*.

da combustibili diversi dal gas naturale³³. Più di recente, il piano di massimizzazione è stato prolungato dal MASE fino al 30 settembre 2023³⁴.

La principale fonte del mix di generazione italiano è rappresentata dal gas naturale. L'Italia è infatti caratterizzata da un parco termoelettrico molto sviluppato, con una capacità di circa 45 GW, sulla base delle ultime stime di Terna disponibili³⁵, per un totale di circa 140 TWh prodotti nel 2021³⁶. Come si può ricavare dalla figura 1.2, gli

³³ MiTE, *Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale*, settembre 2022.

³⁴ Si veda ad es. *Carbone, Mase: la massimizzazione prosegue fino al 30 settembre*, in «Staffetta Quotidiana», 3 aprile 2023.

³⁵ Terna, *Annuario statistico – Impianti di generazione 2021, 2022*.

³⁶ Il dato si riferisce alla produzione netta. Terna, *Annuario statistico. Produzione 2021, 2022*.

impianti termoelettrici rappresentano tuttora circa il 65% della produzione netta, con un ulteriore incremento al 70% nel 2022³⁷. Questo valore si è notevolmente ridotto nel corso degli anni, a fronte di un accresciuto contributo delle FER alla copertura della domanda, e rimane tuttora più elevato rispetto agli altri paesi europei, in conseguenza del ruolo storicamente svolto dalla metanizzazione, dalla produzione nazionale di gas, pur ridottasi, e dal mancato ricorso al nucleare.

Infine, l'importazione di energia elettrica ha un peso rilevante. L'Italia è infatti un importatore netto, soprattutto da Francia, Svizzera e Austria. Complessivamente le importazioni hanno contribuito a coprire circa il 13,6% del fabbisogno totale di energia nel 2022³⁸, valore leggermente superiore a quanto osservato negli anni precedenti, quando le importazioni rappresentavano circa l'11-13% della domanda³⁹.

L'«affidamento» sulla capacità di generazione estera ha implicazioni rilevanti per la sicurezza del sistema elettrico, in quanto in momenti di *stress* sistemico (quali ad es. minore disponibilità idroelettrica per via della siccità, minore apporto del nucleare francese per numerose manutenzioni o dell'eolico per la scarsa ventosità in alcuni mesi del 2021) potrebbe esserci minore disponibilità di importazioni. La situazione di eccesso di domanda sui mercati energetici sta già mostrando un impatto sui flussi di importazione ed esportazione di energia – ad esempio la Francia, tipicamente un grande esportatore, per via della minore disponibilità del parco nucleare, negli ultimi mesi si è spesso trasformata in un importatore netto.

Il ruolo preponderante del gas nella generazione elettrica si riflette in particolare negli esiti del mercato elettrico *wholesale* dove questa fonte rappresenta la tecnologia marginale,

³⁷ Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*, dicembre 2022.

³⁸ *Ibidem*.

³⁹ Terna (anni vari), *Bilancio nazionale*.

cioè quella che in ciascuna ora fissa il prezzo dell'energia sul mercato all'ingrosso, in un numero elevato di ore.

Il gas è la tecnologia che fissa il prezzo sul mercato elettrico nella maggior parte delle ore, non solo in Italia ma anche nel resto d'Europa. A seconda delle zone di mercato infatti, nel corso del 2022, il gas ha rappresentato la tecnologia marginale in circa il 52-63% delle ore totali⁴⁰.

Settore del gas. Il gas svolge un ruolo importante nell'*energy mix* italiano, con una crescita negli ultimi anni, attestandosi, nel 2021 al 40,85% della domanda di energia⁴¹.

Negli anni, pur a fronte di una riduzione del peso della domanda industriale, è rimasto elevato il ruolo del settore residenziale e terziario (intorno al 40%) e del settore termoelettrico (che pesa per oltre un terzo della domanda)⁴².

La domanda, dopo un marcato calo a seguito della crisi finanziaria, ha ripreso a crescere dal 2014, per poi stabilizzarsi intorno ai 69-76 bcm annui, con una flessione nel 2020, per via dei minori consumi legati alla pandemia di Covid-19. Nel 2022, la domanda è stata pari a 68,5 bcm, in riduzione di circa il 9,8% rispetto all'anno precedente⁴³, in risposta agli elevati prezzi delle *commodity*, alle misure di contenimento dei consumi adottate e in conseguenza delle temperature particolarmente miti dell'autunno.

Per quanto riguarda il lato dell'offerta, l'Italia è fortemente, se non quasi integralmente, dipendente dalle importazioni per soddisfare la propria domanda di gas, come si può vedere dalla figura 1.4. La produzione nazionale è infatti sempre stata piuttosto limitata, nonostante in passato abbia superato in alcuni anni i 20 bcm annui (ad es. nel

⁴⁰ Elaborazione Oxera sulla base di dati GME, *Dati storici MGP*. Per maggiori dettagli circa il 2021 si veda A. Macchiati e R. Vitelli, *Mercati del gas e transizione energetica*, Luiss School of European Political Economy, Working Paper 3/2022, 4 aprile 2022.

⁴¹ Elaborazione Oxera su dati MiSE (le cui competenze sono state ora attribuite al MASE).

⁴² Elaborazione Oxera su dati ARERA, *Consumi di gas naturale per settore*.

⁴³ MASE, *Bilancio gas 2022_12*, febbraio 2023.

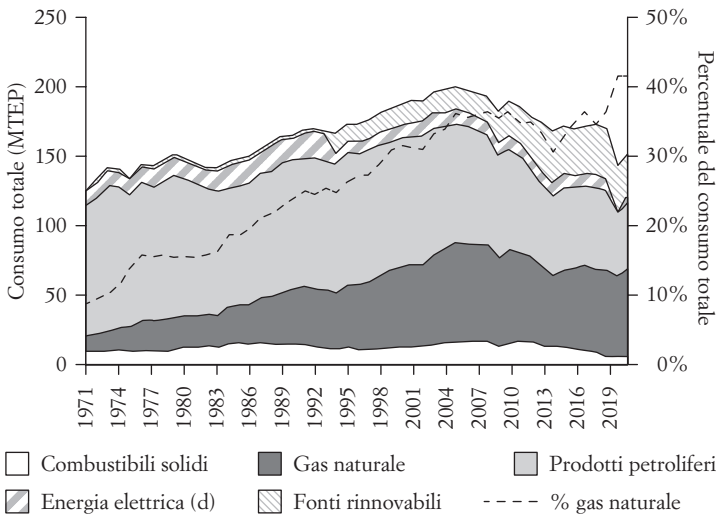


FIG. 1.3. Trend storici della domanda di energia (consumo interno lordo di energia 1971-2021).

Note: Sulla base della definizione Istat, il consumo interno lordo di energia è dato dalla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e dalla variazione delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Fonte: Elaborazione Oxera su Istat, *Tavola 1.13 Consumo interno lordo di energia – anni 1971–2015*. MiSE (anni vari), *Bilancio Energetico Nazionale 2016*, *Bilancio Energetico Nazionale 2017*, *La situazione energetica nazionale nel 2018*, *La situazione energetica nazionale nel 2019*, *La situazione energetica nazionale nel 2020*, *La situazione energetica nazionale nel 2021*.

periodo 1994-1996)⁴⁴. Negli anni la produzione si è ridotta considerevolmente, fino ad arrivare ai 3,3 bcm del 2022.

Negli ultimi due anni, le importazioni hanno rappresentato oltre il 95% dell’offerta totale di gas, raggiungendo il massimo degli ultimi 10 anni.

Nonostante un buon livello di capacità infrastrutturale per il trasporto del gas, con i gasdotti provenienti da di-

⁴⁴ Elaborazione Oxera su dati MiTE, *Dati storici, progetto ViDEPI*.



FIG. 1.4. Trend storici dell'offerta di gas (produzione e importazioni)

Note: Dati 2022 preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati MiSE (anni vari), *Bilancio gas*.

versi paesi produttori (come si vedrà meglio nel par. 3.2), storicamente l'Italia è stata fortemente dipendente dalla Russia, da cui nel 2021 sono arrivati circa 29 bcm di gas, che rappresentano il 40% delle importazioni totali. Come si può vedere nella figura 1.5, una parte significativa delle importazioni proviene da paesi caratterizzati di un elevato rischio geopolitico.

Uno dei limiti alla diversificazione delle forniture di gas italiane è legato, per motivi diversi, all'affidabilità dei fornitori e alla loro capacità di incrementare i volumi esportati. Storicamente, il secondo fornitore dopo la Russia, il cui peso si è significativamente ridotto dall'intensificarsi della crisi ucraina, è rappresentato dall'Algeria. Tuttavia, in alcuni anni (ad es. 2014-2015) si è assistito a un crollo delle forniture da questo paese.

Un ruolo importante è poi svolto dal gasdotto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), che dopo l'avvio alla fine del 2020, ha

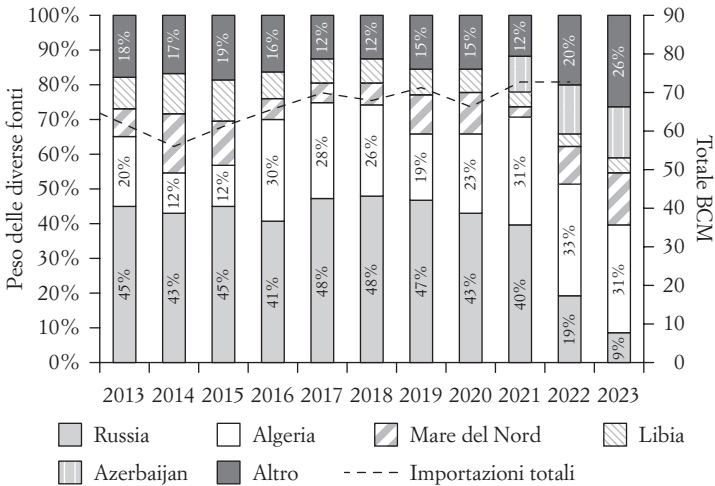


FIG. 1.5. Evoluzione delle importazioni di gas naturale.

Note: Dati 2022 preconsuntivi. I dati 2023 includono il periodo tra gennaio e marzo (compreso).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati MiSE, *Importazioni gas annuali per paesi di origine 1990-2021*. MiSE, *Bilancio gas 2022*. MASE, *Bilancio Gas 2023_03*.

permesso di importare gas dall’Azerbaijan. Tuttavia, nel breve termine, il contributo di questa direttrice di importazione non potrà aumentare ulteriormente fino ad un aumento della capacità infrastrutturale, visto l’attuale utilizzo vicino al massimo tecnico.

Altre direttrici sono quelle dalla Libia, da cui le importazioni si sono ridotte negli ultimi anni, anche a fronte di capacità di trasporto disponibile. Ciò è per lo più legato a criticità economiche e politiche interne. Anche i flussi dal Mare del Nord si erano ridotti negli ultimi anni, tuttavia, grazie alla capacità infrastrutturale e alla disponibilità di volumi, sono tornati a crescere nel 2022⁴⁵, contribuendo a coprire la *gap* lasciato dalla Russia.

⁴⁵ Nel 2022, le importazioni da questa fonte hanno raggiunto 7,9 bcm a fronte dei circa 2,1 bcm dell’anno precedente. Questi volumi hanno

Infine, un contributo sia in termini di volumi che di diversificazione degli approvvigionamenti viene dagli impianti di rigassificazione. Il GNL è tornato a crescere nel corso del 2022, rappresentando circa il 19,7% delle importazioni, contribuendo a coprire i minori flussi dalla Russia e a diversificare le forniture italiane⁴⁶. Nel breve e medio termine, come si vedrà meglio di seguito, potranno contribuire all'importazione di GNL anche le due nuove *Floating Storage Regasification Units* (FSRU), con la prima di recente entrata in esercizio a Piombino.

La produzione nazionale di gas include anche il biometano, che è stato immesso per la prima volta nella rete gas a partire dal 2017. Maggiori dettagli sul biometano e lo stato del suo sviluppo in Italia sono forniti nel box 1.3. Il biometano può contribuire al raggiungimento dei target europei in materia di riduzione delle emissioni di CO₂. Infatti, considerando l'intero ciclo di vita, consente un risparmio di circa 80-85% di gas a effetto serra rispetto al metano⁴⁷.

Box 1.3.

Il biometano

Il biometano rappresenta un primo utilizzo della rete gas per il trasporto di gas rinnovabili. Si tratta infatti di un gas che può essere ottenuto dalla digestione anaerobica di⁴⁸:

- biomasse agricole, ovvero colture dedicate, sottoprodotti e scarti agricoli e deiezioni animali;
- biomasse agroindustriali, quali scarti della filiera alimentare;
- frazione organica dei rifiuti solidi urbani, la c.d. FORSU.

contribuito al riempimento degli stoccaggi, soprattutto attraverso gli acquisti di Snam, incaricata del ruolo di fornitore del servizio di riempimento di «ultima istanza». Si veda ad es., *Stoccaggi, prosegue il balzo delle iniezioni e dei prezzi*, in «Staffetta Quotidiana», 30 giugno 2022.

⁴⁶ MASE, *Bilancio Gas 2022_12*.

⁴⁷ Governo italiano, *Piano nazionale di ripresa e resilienza*, 2021, p. 136.

⁴⁸ Snam, *Il biometano*.

I principali vantaggi del biometano sono ambientali, in quanto rappresenta una fonte rinnovabile e sostenibile. Se usato in sostituzione del gas naturale, consente di ridurre le emissioni di gas a effetto serra e di ridurre la dipendenza dalle importazioni. Inoltre, contribuisce a valorizzare scarti e sottoprodotti e ha buone potenzialità sia nel settore dell'energia (come alternativa al gas naturale) sia in quello dei trasporti, del residenziale e della mobilità sostenibili.

Negli ultimi anni c'è stato un interesse crescente verso il biometano, con una produzione che è passata da circa 9 milioni di metri cubi (o 0,009 bcm) del 2017 ai 320 del 2023⁴⁹. Sulla base degli ultimi dati gli impianti di biometano allacciati alla rete di Snam Rete Gas sono 66, mentre 20 ulteriori impianti sono allacciati a reti di distribuzione⁵⁰. Inoltre, sempre da stime Snam, ulteriori 122 impianti risultano in fase di realizzazione, di cui 112 con richiesta di allacciamento alla rete di trasporto.

La crescita della produzione di biometano e il suo carattere diffuso sul territorio comportano necessari adeguamenti delle infrastrutture di trasporto e di distribuzione. L'aumento dei punti di immissione a livelli di pressione inferiori richiede ad esempio interventi per consentire la gestione dei flussi sia in immissione che in prelievo sulle reti di distribuzione. Si pongono infine temi relativi agli standard di qualità del biometano immesso in rete così come alla sicurezza (ad esempio per quanto riguarda l'odorizzazione).

Fonte: Elaborazione Oxera.

Nell'ambito dei gas alternativi al gas naturale rientra anche l'idrogeno, per il quale si registra, in Europa e in Italia, un interesse crescente, in quanto in grado di contribuire alla decarbonizzazione di diversi settori, in particolare i c.d. *hard-to-abate*.

Sulla base delle linee guida preliminari della strategia nazionale sull'idrogeno, oggi peraltro in fase di revisione, l'obiettivo è rappresentato da una penetrazione dell'idrogeno

⁴⁹ Cfr. Home page GSE (pagina web).

⁵⁰ Cfr. Snam, *Capacità di trasporto, Punti di entrata e di uscita di rete nazionale* (pagina web) e Id., *Punti di prossima attivazione e biometano con offerta accettata* (pagina web).

al 2% della domanda energetica finale entro il 2030⁵¹. Anche il PNRR prevede specifici interventi in materia di idrogeno, tuttavia con un *focus* sulla produzione (in particolare in aree industriali dismesse) e sull'applicazione ai settori del trasporto – stradale e ferroviario – e *hard-to-abate*, oltre che sulla ricerca e sviluppo della *supply chain*.

Attualmente, la capacità di produzione di idrogeno a livello UE è di circa 30,000 Mt al giorno. La Germania è il principale produttore, mentre la produzione italiana costituisce l'8% della produzione comunitaria, per circa 2.400 Mt al giorno⁵².

L'idrogeno è principalmente prodotto usando lo *Steam Methane Reforming* (SMR), il c.d. idrogeno grigio. Questo metodo costituisce circa il 77% della capacità di produzione totale in EU e l'88% in Italia. Lo SMR con cattura e stoccaggio di carbonio, il c.d. idrogeno blu⁵³, e l'elettrolisi dell'acqua, il c.d. idrogeno verde, rappresentano invece rispettivamente lo 0,4% e lo 0,1% in Europa e lo 0,1% e il 3% in Italia. La restante capacità di produzione deriva da processi industriali in cui l'idrogeno viene ottenuto come sottoprodotto, come il *coking* del carbone e la produzione di prodotti chimici come etilene, stirene e cloro.

Per quanto riguarda la domanda, l'uso dell'idrogeno in ambito industriale è già una realtà. Attualmente, la domanda di idrogeno in Italia è infatti di circa 0,5 milioni di tonnellate all'anno, con un utilizzo prevalentemente nei settori della raffinazione del petrolio e della chimica di sintesi, come si può vedere dalla figura 1.6⁵⁴. Le raffinerie e gli impianti

⁵¹ MiSE, *Strategia Nazionale Idrogeno. Linee guida preliminari*, 2020.

⁵² Fuel Cells and Hydrogen Observatory, *Observatory, Technology and market, Hydrogen Demand* (pagina web).

⁵³ Si tratta di idrogeno grigio in combinazione con la tecnologia di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS). La maggior parte della CO₂ emessa con i gas di scarico, in questo caso verrebbe immagazzinata nel sottosuolo.

⁵⁴ Si tratta di un settore industriale di base che si occupa della produzione, a partire da materie prime come petrolio e gas naturale, di composti chimici relativamente semplici (come ad esempio l'ammoniacca). Si veda ad es. Fuel Cells and Hydrogen Observatory, *Observatory, Technology and market, Hydrogen Demand*, cit.

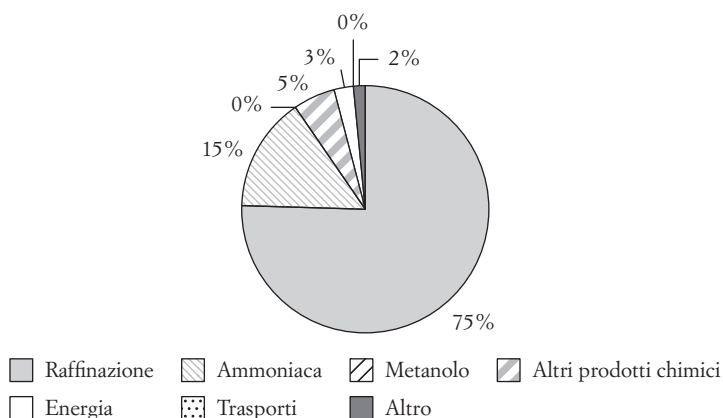


FIG. 1.6. Stima della domanda di idrogeno per settore in Italia nel 2020 (Mt all'anno).

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di *Fuel cells and observatory* (2022) *hydrogen demand*.

chimici in Italia sono concentrati principalmente nel Centro-Nord del paese e nelle isole⁵⁵.

La domanda di gas naturale per il processo di produzione di idrogeno è aumentata negli ultimi anni, passando da circa 650 milioni di metri cubi nel 2010 a 1,35 bcm attuali⁵⁶. Secondo il MiTE (ora MASE), i settori della chimica, della raffinazione e della bio-raffinazione sono i più promettenti per l'utilizzo di idrogeno a basse emissioni e per lo sviluppo del mercato⁵⁷.

L'idrogeno è anche considerato importante per la decarbonizzazione del settore dei trasporti. Attualmente, in Italia sono operative tre stazioni di rifornimento di idrogeno: a Bolzano, Milano e Catania, principalmente per il trasporto

⁵⁵ Ministero della Transizione Ecologica, *La situazione energetica nazionale nel 2021*, luglio 2022.

⁵⁶ *Ibidem*.

⁵⁷ Elaborazione Oxera sulla base di *Fuel Cells and Hydrogen Observatory, Observatory, Technology and market, Hydrogen Demand*, cit. Ministero della Transizione Ecologica, *La situazione energetica nazionale nel 2021*, luglio 2022.

pubblico⁵⁸. Inoltre, ci sono numerosi progetti in fase avanzata per favorire lo sviluppo della mobilità a idrogeno, sia per il trasporto passeggeri che per il trasporto merci. Ad esempio ci sono programmi per la realizzazione di una stazione di rifornimento idrogeno a San Donato Milanese e nella Città Metropolitana di Venezia⁵⁹.

La domanda di idrogeno nell'UE è di 7,9 Mt, equivalente a circa l'11% della domanda globale. La raffinazione e i fertilizzanti rappresentano rispettivamente il 45% e il 29% della domanda totale. Il consumo per energia e trasporti rappresenta invece circa il 3,5%⁶⁰.

La Germania e i Paesi Bassi sono i maggiori consumatori di idrogeno, con una quota superiore a un terzo della domanda totale dell'UE. Altri paesi con una domanda di 0,4 Mt o superiore includono Polonia, Spagna, Italia, Belgio e Francia.

Secondo diversi studi recenti⁶¹, la domanda futura di idrogeno nell'UE è incerta, ma aumenterà significativamente a causa della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Nel 2030, si prevede che l'uso dell'idrogeno sarà principalmente concentrato nel settore industriale, mentre i settori dei trasporti e del riscaldamento avranno una domanda minore in quanto si prevede che le infrastrutture necessarie per un impiego diffuso dell'idrogeno non si saranno sufficientemente sviluppate entro queste tempistiche.

Successivamente, nel 2050, ci si aspetta che il settore industriale rimarrà il principale consumatore di idrogeno, mentre l'uso nei trasporti resta incerto, con una maggiore probabilità di impiego nei veicoli pesanti, nel trasporto di massa, nelle navi e nell'aviazione. Secondo studi recenti,

⁵⁸ Ministero della Transizione Ecologica, *La situazione energetica nazionale nel 2021*, cit.

⁵⁹ *Ibidem*.

⁶⁰ Elaborazione Oxera sulla base di Fuel Cells and Hydrogen Observatory, *Observatory, Technology and market, Hydrogen Demand*, cit.

⁶¹ Sulla base di scenari e previsioni degli studi Aurora, *Enabling the European hydrogen economy*, maggio 2021, Harvard Kennedy School; Belfer Center for Science and International Affairs, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*, marzo 2022.

nei paesi che dipendono fortemente dal gas naturale per il riscaldamento, l'adozione dell'idrogeno potrebbe rappresentare un'opzione, ma dovrà competere con altre tecnologie più efficienti. Secondo le stesse stime, i paesi con grandi basi industriali e maggiori popolazioni e PIL saranno i principali acquirenti di idrogeno, in particolare uno studio recente del Belfer Center di Harvard mostra come questo sia il caso della Germania⁶².

Tra le priorità dell'UE, come delineate dall'*Hydrogen Strategy*⁶³, rientra lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno, con un'enfasi particolare sull'idrogeno rinnovabile. L'idrogeno è visto come una delle tecnologie che possono favorire la transizione a un sistema decarbonizzato. Infatti, l'*Hydrogen strategy* prevede entro il 2024 l'installazione di 6 GW di elettrolizzatori per arrivare a una capacità installata di 40 GW entro il 2030. Oltre il 2030 e con l'orizzonte temporale del 2050, la Commissione si aspetta che le tecnologie basate sull'idrogeno rinnovabile raggiungeranno la maturità trovando applicazione su larga scala.

Per sostenere questa transizione, è stata creata la *European Clean Hydrogen Alliance* che coinvolge oltre 1.000 soggetti tra investitori, governi e industrie. L'obiettivo della Commissione europea è creare un mercato dell'idrogeno aperto e competitivo entro il 2030, con scambi transfrontalieri senza ostacoli e un'allocazione efficiente delle forniture tra i settori.

La Commissione ritiene che gli Stati membri ricchi di risorse dovrebbero sviluppare le loro industrie dell'idrogeno oltre le necessità di produzione nazionali e diventare esportatori regionali verso Stati membri con minore disponibilità di fonti rinnovabili⁶⁴. Più di recente il piano *REPowerEU*

⁶² Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*, cit.

⁶³ Commissione europea, *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, luglio 2020.

⁶⁴ *Ibidem*.

ha previsto per il 2030 un obiettivo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile prodotte nell'UE e altrettante importate⁶⁵.

Secondo una prospettiva diversa⁶⁶ solo un numero limitato di Stati membri potrebbe soddisfare la propria domanda interna e diventare un esportatore regionale. Dalla stessa analisi emerge come nessuno Stato membro ha il potenziale per svilupparsi come «campione» nelle esportazioni di idrogeno. Infatti, il potenziale di paesi come Germania, Paesi Bassi e Italia è limitato dalle risorse rinnovabili e/o dalla disponibilità di terreni, oltre che da una intensa concorrenza per l'elettricità rinnovabile in altri settori.

Al contrario, secondo altri scenari, l'UE potrebbe produrre abbastanza idrogeno per soddisfare la domanda prevista se venissero utilizzate tutte le forme di energia rinnovabile e *decarbonised*⁶⁷. Le stime mostrano come, per realizzare questo scenario, sia necessario che almeno i due terzi della domanda dell'UE vengano soddisfatti da esportatori regionali (cioè all'interno dell'UE). Il resto della domanda dovrà essere coperto dalle produzioni nazionali⁶⁸.

La strategia riconosce inoltre che l'idrogeno rinnovabile offre nuove opportunità per ridisegnare le *partnership* energetiche dell'Europa sia con partner nazionali che internazionali, favorendo la diversificazione delle forniture e contribuendo alla progettazione di catene di approvvigionamento stabili e sicure.

Non solo l'UE ha definito dei target in materia di idrogeno, ma anche diversi Stati membri hanno fatto lo

⁶⁵ Commissione europea, COM(2022) 230 final, *REPowerEU Plan*, maggio 2022.

⁶⁶ Si veda ad es. Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*, cit.

⁶⁷ Aurora, *Enabling the European hydrogen economy*, cit. Si veda inoltre Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*, cit.

⁶⁸ Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*, cit.

stesso tramite le c.d. strategie dell'idrogeno. L'Appendice 2 fornisce una panoramica per l'UE e alcuni paesi europei selezionati.

Alcuni studi recenti mostrano poi come i diversi paesi stanno progredendo verso i propri obiettivi in materia di idrogeno e su quali principali tecnologie e applicazioni si stanno concentrando⁶⁹. Emerge in particolare come le peculiarità dei diversi contesti geografici e le rispettive disponibilità di risorse avranno un ruolo nel delineare lo sviluppo del mercato dell'idrogeno. Ad es. nel caso dell'Italia si riscontra un interesse per lo sviluppo di progetti connessi all'energia solare, come anche alle possibilità di importazione dal Nord Africa. Per i paesi affacciati sul mare del Nord, una fonte importante per lo sviluppo dell'idrogeno sarà l'eolico *offshore*, come anche il gas naturale con CCS, vista la disponibilità di risorse e la presenza di infrastrutture per lo stoccaggio della CO₂. In altri paesi con buona disponibilità FER, quali ad esempio Danimarca, Spagna e Portogallo, i progetti di idrogeno potrebbero poi essere alimentati dalla rete elettrica in misura significativa⁷⁰.

Un indicatore chiave per misurare la competitività dell'idrogeno è il c.d. *levelised cost of hydrogen* (LCOH). Dati recenti mostrano come la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili rimanga, ad oggi, in media più costosa delle alternative fossili⁷¹. Tuttavia, le proiezioni mostrano che i costi dell'idrogeno verde dovrebbero ridursi nei prossimi anni, avvicinandosi a quelli delle altre forme di idrogeno, già al 2030 e poi al 2050⁷². La produzione centralizzata potrebbe contribuire a ridurre i costi.

⁶⁹ Si veda ad es. Monitor Deloitte, *The European hydrogen economy – taking stock and looking ahead*, 2022; Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*, cit.

⁷⁰ *Ibidem*.

⁷¹ IEA, *Global Hydrogen Review 2022*, settembre 2022, p. 92.

⁷² *Ibidem*. Si veda inoltre IEA, *Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050*, settembre 2020.

Attualmente, il LCOH in Italia risulta tra i più alti in Europa, in particolare nel caso dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili o con l'energia prelevata dalla rete. L'unica eccezione è rappresentata dalla produzione di idrogeno collegato a impianti fotovoltaici, il cui costo risulta più competitivo e tra i più bassi a livello UE (dopo Portogallo, Spagna, Grecia e Malta, tra gli altri)⁷³.

Uno studio recente di Aurora Energy Research mostra come collocare gli elettrolizzatori vicino agli impianti di energia rinnovabile ridurrebbe i costi di circa il 7-8%, ma al tempo stesso richiederebbe l'installazione di più elettrolizzatori entro il 2050. Inoltre, utilizzare tutte le forme di energia rinnovabile (non solo nuovi impianti, come invece previsto dalla normativa comunitaria affinché l'idrogeno sia considerato rinnovabile) per produrre idrogeno dovrebbe contribuire a ridurre il costo medio⁷⁴.

Nonostante, come visto, l'idrogeno prodotto attraverso la tecnologia SMR sia attualmente il più economico, la riduzione dei costi dell'elettricità e lo sviluppo delle FER dovrebbe contribuire alla riduzione del LCOH per l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili. Ad esempio secondo le stime di Aurora, l'idrogeno verde dovrebbe arrivare a costare quanto quello prodotto da SMR entro il 2030, diventando poi l'opzione più conveniente entro il 2050⁷⁵.

2.2. *Gli scenari possibili*

Dato che l'aggiornamento del PNIEC è ancora in corso nel momento della stesura di questo studio, gli scenari analizzati non possono includere il recepimento e la declinazione nazionale degli obiettivi europei del nuovo pacchetto *Fit for 55*. Tuttavia sono disponibili alcune prime indicazioni

⁷³ Elaborazione Oxera sulla base di Fuel Cells and Hydrogen Observatory, *Observatory, Technology and market, Levelised Cost of Hydrogen* (pagina web).

⁷⁴ Aurora, *Enabling the European hydrogen economy*, cit.

⁷⁵ *Ibidem*.

sulla base dell'*Executive Summary* trasmesso alla Commissione europea, che saranno discusse di seguito⁷⁶. Sono poi approfondite le proiezioni *Fit for 55* sviluppate da MiTE (2021), RSE (aprile 2022) e Terna e Snam (agosto 2022).

Ulteriori impatti, di cui alcuni degli scenari oggetto di analisi non tengono conto, potranno derivare, soprattutto nel breve/medio termine, dall'obiettivo di *phase out* dei combustibili fossili russi entro il 2027. Ulteriori incognite nel medio-lungo termine sono poi rappresentate dallo sviluppo della capacità infrastrutturale dedicata al trasporto del gas, quali ad esempio il raddoppio del TAP⁷⁷ o la realizzazione dell'EastMed⁷⁸.

Scenari MiTE e RSE alla luce del pacchetto Fit for 55. Nel corso del 2021, il ministro per la Transizione Ecologica Cingolani ha presentato in due audizioni in Parlamento la strategia per il settore delle FER elettriche, con un approfondimento sulle future aste e sui provvedimenti attesi in materia. Inoltre, il ministro ha presentato delle stime sulla capacità rinnovabile installata che sarà necessaria per raggiungere gli obiettivi del *Fit for 55* in Italia.

Questo scenario, sebbene si limiti alla traduzione del pacchetto *Fit for 55* nelle principali implicazioni per il sistema elettrico italiano e non includa stime degli sviluppi attesi della domanda elettrica o dell'evoluzione del settore del gas, rappresenta una delle stime più recenti (e articolate) a seguito delle proposte della Commissione.

⁷⁶ MASE, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Executive Summary*, giugno 2023.

⁷⁷ Si veda ad es. Snam, *UE e Azerbaijan verso accordo per raddoppio TAP. Comunicato stampa*, giugno 2022. Al termine della finestra di presentazione delle offerte vincolanti di gennaio 2023 per il potenziamento della capacità del TAP, è previsto lo sviluppo di una capacità aggiuntiva di 1,2 bcm annui, a partire dal 2026. Una nuova fase vincolante per lo sviluppo ulteriore del gasdotto è prevista nel corso del 2023. Si veda TAP, *TAP attiva il primo livello di espansione della capacità*, gennaio 2023.

⁷⁸ Si veda ad es. Gas, *Igi-Poseidon avvia gare per gasdotto EastMed*, in «Staffetta Quotidiana», luglio 2022.

Le proiezioni sono tuttavia anteriori rispetto all'invasione dell'Ucraina, quindi non tengono conto degli ultimi sviluppi e di quanto previsto nel piano *REPowerEU*. Le stime del MiTE si concentrano piuttosto sull'evoluzione necessaria nel *mix* di capacità installata per conseguire i target al 2030. Sulla base delle stime del MiTE, il più ambizioso target europeo al 2030 dovrebbe tradursi in un obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni di -51% rispetto ai livelli del 1990.

Per raggiungere questo obiettivo, la capacità rinnovabile installata dovrà crescere di oltre 58 GW nel decennio in corso, per un totale di⁷⁹:

- +55 GW di nuova potenza rinnovabile non programmabile;
- +3 GW di potenza rinnovabile programmabile.

Maggiori dettagli sono forniti nell'Appendice 1, par. 1.1.

Scenari congiunti Terna/Snam. Ad agosto 2022, Terna e Snam hanno presentato i nuovi scenari alle base dei rispettivi piani di sviluppo⁸⁰. Le precedenti stime, sviluppate nel 2019 (e successivamente integrate nel 2021 con lo scenario *National Trend Italia*, c.d. NT Italia)⁸¹, sono state quindi aggiornate per tenere conto delle nuove sfide e delle incertezze dell'attuale contesto.

In particolare, questi scenari si innestano pienamente nel quadro dell'obiettivo europeo di *Net Zero* al 2050 e di quelli intermedi al 2030. In questo contesto, si tiene poi conto del PNRR, e dei fondi allocati alla transizione energetica, in particolare all'elettrificazione e al miglioramento dell'efficienza energetica.

D'altra parte, le previsioni hanno dovuto fare i conti con le nuove stime di crescita del PIL, e soprattutto con

⁷⁹ MiTE, *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: Strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*, 2021.

⁸⁰ Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

⁸¹ Snam, Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2019*, settembre 2019. Snam e Terna, *Scenario National Trend Italia*, febbraio 2021.

l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, che ha avuto impatti significativi sui mercati dell'energia. Ciò ha richiesto alcune modifiche nelle ipotesi, ad esempio rispetto ai prezzi attesi delle *commodities*, gas e CO₂ in particolare. Le ipotesi si sono quindi discostate da quelle usate in sede europea per lo sviluppo del *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) delle reti europee dei gestori di sistemi di trasmissione dell'elettricità e del gas (ENTSO-E e ENTSOG).

Terna e Snam hanno sviluppato uno scenario di *policy* al 2030, c.d. *Fit for 55* (FF55), e due scenari di *policy* al 2040 il cui punto di partenza è il *Fit for 55: Distributed Energy* (DE) e *Global Ambition* (GA). Per entrambi questi scenari il punto di partenza è il *Fit for 55*. Inoltre, è stato sviluppato uno scenario divergente da quello di *policy* sia al 2030 che al 2040, il c.d. *Late Transition* (LT).

Più nel dettaglio:

- lo scenario FF55, unico scenario di *policy* al 2030, raggiunge gli obiettivi UE tramite una forte spinta all'elettrificazione e un incremento significativo sia delle fonti rinnovabili, che arrivano a coprire circa il 65% del fabbisogno elettrico, sia dei gas verdi, con una penetrazione di circa l'11%.

- nello scenario GA-IT, gli obiettivi sono raggiunti combinando la riduzione dei consumi, lo sviluppo di energie rinnovabili, un ruolo importante dei gas verdi, e l'utilizzo di tecnologie di *Carbon Capture Usage and Storage* (CCUS).

- nello scenario DE-IT, pur in presenza di tecnologie di CCUS, si ipotizza una elettrificazione più spinta, che richiede un maggiore sviluppo di FER non programmabili, e quindi di capacità di accumulo e elettrolizzatori che contribuiranno a contenere l'*overgeneration*.

- lo scenario LT, presente sia al 2030 che al 2040, raggiunge i target europei di riduzione delle emissioni con 5-10 anni di ritardo.

Sintesi PNIEC 2023 (Executive Summary giugno 2023).
Come anticipato, nel corso del processo di aggiornamento del PNIEC, il 30 giugno 2023, il MASE ha trasmesso alla Commissione europea l'*Executive Summary* della proposta

TAB. 1.3. *Ipotesi prezzi delle commodities negli scenari Terna e Snam*

Commodity	Scenari Terna/Snam	Scenario TYNDP NT	Scenario TYNDP DE/GA
Gas, 2030 (€/MWh)	45	22,4	14,5
Gas, 2040 (€/MWh)	45	24,8	14,7
CO ₂ , 2030 (€/t)	95	70	78
CO ₂ , 2040 (€/t)	123	90	123

Note: NT indica *National Trends*, DE indica *Distributed Energy*, mentre GA *Global Ambition*.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, agosto 2022, p. 26.

di aggiornamento del piano⁸². In particolare, sono fornite prime stime del mix di generazione rinnovabile necessario per raggiungere i nuovi target in materia di energia e clima per il 2030. Si veda la tabella 1.3 per maggiori dettagli.

In linea con i due scenari precedenti, si può notare come il maggior contributo verrà da solare e eolico, per i quali è prevista una crescita superiore rispetto agli scenari MiTE e Terna/Snam. In particolare, al 2030 è prevista una capacità rinnovabile per circa 131 GW, rispetto agli attuali 59,6.

2.3. *Un'analisi critica degli scenari*

I diversi scenari analizzati sono stati costruiti in momenti diversi, di conseguenza si inseriscono in un contesto generale differente mentre l'attuale versione del PNIEC (del 2019) ha come principale riferimento gli obiettivi del CEP, rappresentandone la declinazione a livello nazionale. Dal momento che il PNIEC è in corso di aggiornamento, di seguito si farà riferimento alle informazioni contenute nell'*Executive Summary* della proposta di aggiornamento del PNIEC, sviluppata alla luce del pacchetto *Fit for 55*

⁸² MASE (2023), *Clima: il MASE ha trasmesso a Bruxelles la proposta di PNIEC*, 30 giugno.

e del *REPowerEU*, disponibile al momento di stesura di questo rapporto⁸³.

Gli scenari MiTE e RSE invece rappresentano una prima declinazione di quelli che dovrebbero essere i nuovi target italiani alla luce delle proposte del pacchetto *Fit for 55*. Una ulteriore declinazione del nuovo pacchetto europeo è rappresentata dai nuovi scenari Terna/Snam, che includono comunque uno scenario di c.d. *Late Transition* (LT), ovvero tale da non raggiungere i nuovi e più ambiziosi obiettivi.

Si evidenzia come le stime della capacità necessaria al 2030 nello scenario di Terna/Snam sono superiori a quelle del MiTE e RSE. I diversi scenari per il 2030 oggetto di analisi sono sintetizzati nella tabella 1.4.

Come si può vedere, è prevista una crescita sostenuta e generalizzata della capacità rinnovabile al 2030, anche se con diversi livelli di ambizione. In linea con le aspettative, la crescita delle rinnovabili, come anche della capacità di accumulo, è più sostenuta negli scenari Terna/Snam e MiTE relativi al *Fit for 55*, rispetto a quanto inizialmente previsto dalla precedente versione del PNIEC del 2019. La proposta di aggiornamento del PNIEC del 2023 indica invece una traiettoria di sviluppo delle rinnovabili ancora più ambiziosa.

In particolare, secondo gli scenari FF55 di Terna/Snam e la proposta PNIEC 2023, al 2030 la capacità solare dovrà circa triplicare rispetto ai valori attuali (2022), per raggiungere rispettivamente 75 GW e circa 80 GW. Allo stesso modo, la capacità eolica dovrà più che raddoppiare.

Come noto, la capacità FER è intermittente, quindi può offrire un contributo minore alla copertura della domanda nel corso dell'anno. Al riguardo, nella tabella 1.5 sono riportate le stime sull'evoluzione della generazione FER (da fonte solare e eolica) per i diversi scenari.

Nei diversi scenari è evidente la distanza dell'*energy mix* previsto al 2030 da quello attuale, distanza che cresce

⁸³ MASE, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Executive Summary*, giugno 2023.

TAB. 1.4. *Confronto scenari al 2030, capacità installata (GW)*

Tecnologia	2022 storico	<i>Fit for 55</i> MiTE	FF55 Terna/Snam	Proposta PNIEC 2023	<i>Late Transition</i>
Solare	24,2	67	75,4	79,9	52
Eolico	11,7	24	26,9	28,1	19,3
Totale FER ^a	59,6	117	122,6	131,3	91,6
Pompaggi	7,6		7,6		
Batterie	–		6,1		
<i>Utility-scale</i>			8,9 ^b		
Accumulo	7,6		22,6		
Termoelettrico	58,8	50	50,9		50,9

^a Include anche capacità idroelettrica, geotermica e altre FER.

^b Nelle ultime stime Terna ha indicato la necessità di nuovi accumuli *utility-scale* con un rapporto energia/potenza intorno a 8 ore, senza tuttavia individuare il *breakdown* tra tecnologie. Ad oggi le tecnologie mature con queste caratteristiche sono i pompaggi idroelettrici e l'accumulo elettrolitico. Nel caso dello scenario MiTE relativo al *Fit for 55*, come anche per *Late Transition* di Terna/Snam non sono stati riportati dati puntuali sulla capacità di accumulo necessaria (in GW).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *Transparency report: la piattaforma. Installed capacity*; Snam, *Scenario National Trend Italia*, 2021; MiTE (2021), *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: Strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*; Terna e Snam, *Documento di Descrizione degli scenari 2022*, agosto 2022; Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023; Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*, dicembre 2022; Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Executive Summary*, giugno 2023.

all'aumentare dell'ambizione delle proiezioni. In particolare, i *gap* rispetto al 2022 per ciascuna fonte sono mostrati nella figura 1.7.

Si può notare come, anche per raggiungere il parco rinnovabili previsto nello scenario meno ambizioso, ovvero il LT, sia necessaria la costruzione di circa 35,4 GW, di cui circa 28 GW rappresentati da nuova capacità solare. Guardando allo scenario FF55 di Terna e Snam, il *gap* supera invece i 66 GW, mentre raggiunge oltre 72 GW secondo la più recente proposta di aggiornamento del PNIEC.

Alla luce dell'attuale capacità installata, questi numeri si traducono nella necessità di installare oltre 4 GW all'anno per lo scenario LT e superano gli 8 GW annui nel caso del ben

TAB. 1.5. *Confronto scenari al 2030, produzione elettrica (TWh)*

Tecnologia	2022 storico	Fit for 55 MiTE	FF55 Terna/Snam	Proposta PNIEC 2023	Late Transition
Solare	27,5	88	101	99	69
Eolico	20,4	57	68	64	46
Domanda	316,8	318 ^a	366	350	331
Solare + eolico (%)	15,1	45,6	46,2	46,5	34,7

^a Dato relativo alla produzione nazionale totale, mentre non sembrano incluse le importazioni.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati RSE, *Prospettive degli accumuli elettrici di lunga durata negli scenari PNIEC e LTS*, 2022; Snam e Terna, *Documento di Descrizione degli scenari 2022*, cit.; Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*, dicembre 2022.

più ambizioso scenario FF55 di Terna/Snam e raggiungono circa 9 GW all'anno nella proposta di PNIEC 2023. Numeri, questi ultimi, notevolmente superiori alle *performance* recenti in materia di nuove installazioni. Come visto infatti, dopo la crescita sostenuta delle FER nel 2011 e 2012, si è assistito a un rallentamento, con nuove installazioni per circa 0,8/0,9 GW annui⁸⁴.

Sulla base dell'ultimo rapporto del Gestore dei servizi energetici (GSE), per il 2022 sono stati stimati circa 3,8 miliardi di euro di investimenti in rinnovabili (di cui circa 2,9 nel fotovoltaico e 800 milioni nell'eolico)⁸⁵. Si tratta di un incremento significativo, infatti tra il 2014 e il 2019 gli investimenti si erano mantenuti intorno a 1,7 miliardi di euro (per ridursi a circa 1,1 miliardi nel 2020 per via della pandemia).

Ciò è in linea con i dati Terna, da cui per il 2022 si riscontra una leggera accelerazione nello sviluppo delle FER, per un totale di circa 3 GW di capacità installata (+2,5 GW

⁸⁴ MiTE (2021), *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*.

⁸⁵ Gestore Servizi Energetici (2023), *Energia e clima in Italia. Rapporto trimestrale - Q4/2022*, maggio.

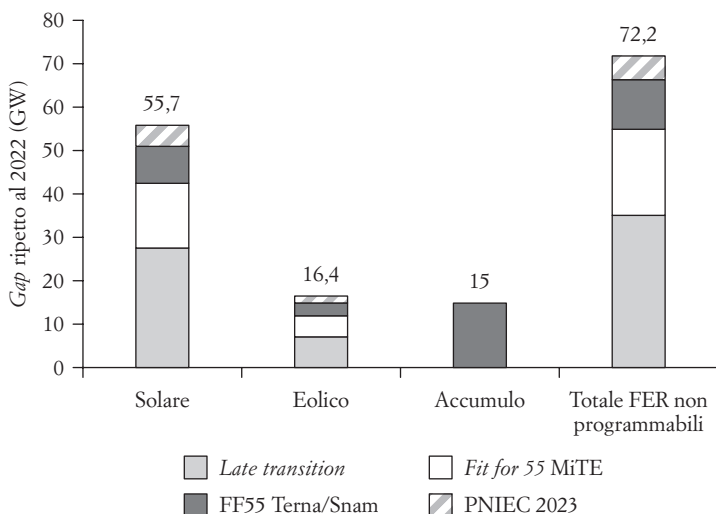


FIG. 1.7. Gap nella capacità installata rispetto al 2022 (GW).

Note: Come FER non programmabili sono state classificate il fotovoltaico e l'eolico. Nel caso dello scenario MiTE relativo al *Fit for 55*, come anche per lo scenario LT di Terna e Snam e per l'*Executive Summary* della proposta di aggiornamento del PNIEC 2023, non sono stati riportati dati puntuali sulla capacità di accumulo necessaria.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *Transparency report: la piattaforma. Installed capacity*; MiTE, *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: Strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*, 2021; Snam e Terna, *Documento di Descrizione degli scenari 2022*, cit.; Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023; Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Executive Summary*, giugno 2023.

di solare e +0,5 GW di eolico)⁸⁶. Tuttavia si tratta di livelli inferiori a quanto richiesto per raggiungere gli obiettivi FF55 al 2030. Sulla base degli ultimi dati disponibili, nei primi quattro mesi del 2023 la nuova capacità installata

⁸⁶ Terna (2022), *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*, dicembre.

ha raggiunto circa 1,5 GW (di cui 1,4 GW di impianti fotovoltaici)⁸⁷.

L'effettiva realizzazione di nuova capacità FER in linea con le proiezioni sarà un fattore critico per il conseguimento dei target. Secondo le proiezioni MiTE saranno necessari incrementi annui in un *range* tra circa 4 GW e 9 GW⁸⁸.

Nella figura 1.8 la crescita attesa dal MiTE in ciascun anno per conseguire i target del *Fit for 55*, limitatamente alle FER non programmabili (solari e eolico), è confrontata con gli incrementi storici della capacità.

Non solo il *gap* da coprire, in particolare l'incremento annuo necessario, è notevolmente superiore a quanto effettivamente conseguito in questi anni, ma è anche superiore a quanto effettivamente realizzato in Germania, *top performer* in Europa in materia di sviluppo delle rinnovabili⁸⁹.

Un secondo aspetto importante che emerge da tutti gli scenari analizzati è quello inerente la capacità di accumulo necessaria a supportare la gestione in sicurezza di un sistema elettrico con una crescente penetrazione delle rinnovabili.

Dalla tabella 1.6 si può vedere come è prevista una crescita della capacità di accumulo disponibile⁹⁰.

⁸⁷ Terna (2023), *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Aprile 2023*, aprile.

⁸⁸ MiTE (2021), *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*. In particolare, le proiezioni del MiTE prevedono una crescita della capacità più contenuta nei primi anni e poi crescente, fino a raggiungere un massimo di circa +8,6 GW nel 2030.

⁸⁹ Per maggiori dettagli si veda Macchiati e Vitelli (2022), *Mercati del gas e transizione energetica*, cit.

⁹⁰ Nel caso dello scenario *Fit for 55*, nelle stime preliminari fornite dal MiTE non sono individuati valori puntuali per la capacità di accumulo. Lo stesso vale anche le prime simulazioni di RSE sull'*energy mix* necessario a raggiungere i nuovi target. Tuttavia, in questo secondo caso, pur non essendo esplicitati valori sulla capacità di accumulo necessaria al 2030 viene mostrato come la quota crescente di rinnovabili porterà all'aumento del fenomeno di *overgeneration*, quindi saranno necessari diverse tecnologie di accumulo (e altre tecnologie che possono contribuire a utilizzare la produzione rinnovabile in eccesso, incluso il c.d. P2X) per assorbitne almeno una parte.

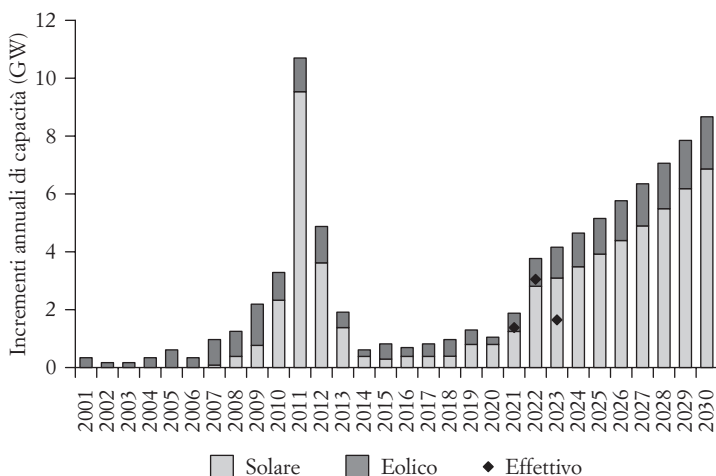


FIG. 1.8. Confronto tra realizzazione effettiva di nuove FER e crescita necessaria per i target *Fit for 55* (GW)

Note: Dati storici e stime MiTE alla data di pubblicazione (2021). Per il 2023, la nuova capacità effettivamente installata si riferisce ai primi quattro mesi (dati Terna, fino al 30 aprile 2023).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *L'evoluzione del mercato elettrico: tutti i dati*, 2021; MiTE, *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*, 2021; Terna, *Transparency report: la piattaforma – Installed capacity*; Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Dicembre 2022*, dicembre 2022; Terna, *Rapporto mensile sul sistema elettrico. Aprile 2023*, aprile 2023.

Nelle ultime stime dello scenario FF55 di Terna e Snam si può notare un significativo cambio di prospettiva rispetto al PNIEC 2019. La nuova capacità di accumulo necessaria al 2030 è cresciuta da circa 10 GW a 15 GW. Inoltre, si osserva un approccio maggiormente orientato al principio di *technology neutrality* rispetto al PNIEC 2019⁹¹. Il fabbi-

⁹¹ Nell'*Executive Summary* della proposta di aggiornamento del PNIEC non sono disponibili proiezioni sulla capacità di stoccaggio. Tuttavia, si prevede che l'aumento della capacità di accumulo dovrebbe essere indirizzato «sempre di più verso soluzioni *energy intensive*». Ciò al fine di limitare a quanto economicamente efficiente il fenomeno

sogno è articolato secondo le caratteristiche necessarie per il sistema (ad es. accumulo di breve o medio/lungo termine) più che rispetto a specifiche tecnologie⁹².

Si può notare come, al crescere della capacità rinnovabile – *in primis* solare ed eolica – installata aumenti la capacità di accumulo. Questo trend è sostanzialmente in linea con l'evidenza disponibile. Uno studio recente del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) mostra, con riferimento al caso statunitense, la relazione tra maggiore penetrazione FER e ruolo degli accumuli, oltre alla complementarità reciproca tra questi ultimi e la fonte solare⁹³. In particolare, un'analisi basata su oltre 200 scenari mostra come la capacità di stoccaggio, al crescere della penetrazione delle FER rispetto alla produzione elettrica totale, possa contribuire a coprire una quota maggiore della domanda di picco. A fronte di una penetrazione delle FER del 20%, gli accumuli rappresentano circa il 6-7% della domanda di picco, valore che si colloca in un *range* tra il 9% e il 24% nel caso di una penetrazione delle FER dell'80%. In caso di produzione elettrica 100% FER, gli accumuli nei diversi scenari coprono tra un minimo di circa il 13% della domanda di picco a un massimo di circa 37%.

Nel caso italiano, come si può vedere da alcuni risultati sintetizzati nella tabella 1.6, l'attuale capacità di pompaggio rappresenta circa il 13% della punta di carico, quindi nell'estremo inferiore del *range* indicato nello studio americano. Negli scenari che analizzano le prospettive di crescita al 2030 questo valore è atteso in crescita, fino a circa il 32% nel caso del FF55 di Terna e Snam, dove sono previsti 22,6 GW tra pompaggi e batterie.

Tuttavia, in Italia pure a fronte della crescita della capacità di accumulo, è stato ritenuto necessario il mantenimento

dell'*overgeneration* e favorire il raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia rinnovabile. Fonte: MASE, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Executive Summary*, giugno 2023.

⁹² Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023. Si veda inoltre Snam e Terna, *Documento di Descrizione degli scenari 2022*, cit. p. 44.

⁹³ NREL, *Storage Futures Study. Key learnings for the Coming Decades*, aprile 2022.

TAB. 1.6. *Contributo degli accumuli alla copertura della domanda di picco negli scenari al 2030*

Tecnologia	2022 storico	PNIEC 2019/ NT Italia	FF55 Terna/Snam
FER (GW)	59,6	95,21	122,6
Accumulo (GW)	7,6	17,5	22,6
Quota di carico (GW)	57,465	62	71
Accumuli come quota della punta di carico (%)	13,23	28,23	31,83

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Ministero dello Sviluppo Economico, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Italia*, dicembre 2019; Terna, *Transparency report: la piattaforma – Installed capacity*; Snam, *Scenario National Trend Italia*, 2021; Snam e Terna, *Documento di Descrizione degli scenari 2022*, cit.; Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023.

in esercizio di un'importante parte della capacità termoelettrica. Si può notare infatti come la capacità termoelettrica installata, raggiunti circa 50 GW, resti costante nel tempo (ad es. anche guardando al 2040) e invariata tra i diversi scenari. Il mantenimento in esercizio di questa capacità a gas è dovuto alla scelta di Terna e Snam, negli scenari 2022 di non formulare ipotesi circa la possibile dismissione di parte della capacità termoelettrica a gas, in quanto le analisi di adeguatezza esulano dagli obiettivi dello studio sugli scenari e comunque si assume che sia necessario mantenere una capacità termoelettrica adeguata a sopperire a possibili fenomeni di indisponibilità della generazione rinnovabile⁹⁴.

Nel più recente rapporto sull'adeguatezza del sistema elettrico, la massima capacità termica disponibile al 2030 è individuata in circa 53,6 GW, mentre il valore minimo necessario per assicurare l'adeguatezza è stato individuato in circa 40 GW di potenza nominale⁹⁵.

La crescita attesa delle rinnovabili potrebbe portare nei prossimi anni all'emergere del tema della remunerazione di questi impianti. Alcuni, come si vedrà di seguito, sono attualmente remunerati tramite il c.d. *capacity remuneration*

⁹⁴ Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

⁹⁵ Terna, *Rapporto adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023.

mechanism, tuttavia questo meccanismo è, almeno al momento limitata nel tempo. Inoltre, il tema potrebbe diventare più rilevante in futuro. Ciò è confermato dalle analisi di Terna, che evidenziano come a fronte di maggiore capacità rinnovabile e di accumulo, circa 16,8 GW di capacità a gas non sarebbe in grado di coprire i propri costi fissi evitabili⁹⁶.

Box 1.4

Messaggi chiave: un'analisi critica degli scenari

- Nei diversi scenari è prevista una crescita significativa della capacità rinnovabile, che dovrà più che raddoppiare entro il 2030.
- Secondo lo scenario maggiormente ambizioso, il FF55 di Terna/Snam, la capacità solare dovrà circa triplicare, mentre quella eolica più che raddoppiare, per raggiungere un totale di oltre 122 GW.
- Anche la capacità di accumulo è prevista in crescita, per supportare lo sviluppo e l'integrazione delle FER (+10 GW nel caso delle stime PNIEC 2019, +15 GW secondo il FF55 di Terna/Snam).
- Si riscontra un *gap* significativo tra la capacità installata e quanto previsto al 2030, al punto che sarebbe necessario installare tra oltre +4 GW e +8 GW di nuova capacità rinnovabile all'anno per raggiungere gli obiettivi del CEP e del *Fit for 55*.
- Allo stesso modo, si riscontra un *gap* nella capacità di accumulo, che secondo le stime di Terna/Snam dovrà crescere di 15 GW al 2030.
- Questi numeri sono significativamente superiori alla *performance* recente in Italia (circa +1 GW annuo nell'ultimo decennio, +3 GW nel 2022), ma anche a quella dei *top performer* in Europa, quali ad esempio la Germania.
- Nei prossimi anni, a fronte della crescita della capacità rinnovabile, una parte degli impianti a gas non sarà più economicamente sostenibile (come anche già evidenziato da Terna). Si porrà quindi un tema di remunerazione della capacità termoelettrica necessaria per l'adeguatezza del sistema, pari a circa 40 GW di potenza nominale secondo stime di Terna.

Fonte: Elaborazione Oxera.

⁹⁶ *Ibidem*, p. 39.

3. *Scenari e plausibilità degli obiettivi nelle infrastrutture di rete*

3.1. *Settore dell'energia elettrica*

La trasmissione elettrica. La rete di trasmissione dell'energia elettrica italiana si articola in circa 75.250 km di linee e circuiti elettrici e oltre 900 stazioni di smistamento e conversione⁹⁷.

In particolare, l'Italia è caratterizzata da un buon grado di interconnessione con l'estero, con gran parte della capacità collocata sulla frontiera nord. Inoltre, l'Italia è inoltre interconnessa con il Montenegro, a partire dal 2019, e con la Grecia e Malta. Maggiori dettagli sono sintetizzati nella tabella A3.1.

Si può notare come sulla frontiera nord la capacità di interconnessione presenti limiti di transito in importazione notevolmente superiori rispetto a quelli di esportazione. Questo riflette le esigenze tipiche del sistema elettrico italiano che, come accennato precedentemente, è un importatore netto.

Per i prossimi anni sono poi attesi una nuova linea tra Italia e Svizzera (per un incremento di circa 1.000 MW di capacità di scambio), oltre al raddoppio delle interconnessioni con Grecia (500 MW) e Malta (200 MW). Inoltre, è stato siglato un *Memorandum of Understanding* per una nuova interconnessione in corrente continua con la Tunisia (per 600 MW)⁹⁸.

Le priorità di investimento individuate da Terna nel piano di sviluppo includono⁹⁹:

- l'incremento della capacità di scambio tra le diverse zone di mercato nazionali, per favorire la più ampia integrazione delle rinnovabili, in particolare tramite lo sviluppo di nuove direttrici in corrente continua, la c.d. Hypergrid, per

⁹⁷ ARERA, *Relazione Annuale sullo stato dei servizi 2022, 2023*, p. 118.

⁹⁸ Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

⁹⁹ Terna, *Piano di sviluppo della Rete 2023. Pianificazione della rete elettrica*, marzo 2023.

la quale sono state individuate cinque dorsali che copriranno la gran parte delle regioni italiane¹⁰⁰;

- la valorizzazione delle sinergie infrastrutturali, in particolare sfruttando gli asset esistenti e riutilizzando i siti dismessi, al fine di integrare maggiormente la rete per ridurre l'impatto delle infrastrutture sul territorio;

- l'abilitazione delle FER, per conseguire i target del pacchetto *Fit for 55*, che prevedono l'installazione di circa 65-70 GW di nuova capacità rinnovabile;

- investimenti in resilienza, in particolare per rispondere più prontamente a eventi climatici estremi che appaiono in aumento e che negli anni hanno presentato criticità e problemi per le reti elettriche. Al riguardo Terna ha sviluppato una nuova «Metodologia Resilienza», per identificare le aree maggiormente critiche e individuare gli interventi per mitigare le criticità individuate. Questi ultimi riguardano principalmente rinforzi e incrementi della magliatura della rete di trasmissione nazionale.

Sulla base di queste priorità, il piano di sviluppo 2023 prevede investimenti per un totale di oltre 21 miliardi di euro nei prossimi dieci anni, con un incremento di circa il 17% rispetto al precedente piano del 2021. Secondo Terna, gli investimenti previsti contribuiranno ad aumentare la magliatura e l'affidabilità della rete, a potenziare le dorsali Sud-Nord e i collegamenti tra le isole e la terraferma, oltre a migliorare la resilienza e consentire una maggiore integrazione delle rinnovabili¹⁰¹.

La distribuzione elettrica. La distribuzione dell'energia elettrica avviene attraverso circa 1.281.500 km di rete, di cui oltre 879.800 km in bassa tensione (circa il 69%). Nel solo

¹⁰⁰ Ovvero: *i*) il collegamento *High Voltage Direct Current* (HVDC) Milano-Montalto, tra il Lazio e la Lombardia; *ii*) il *Central Link*, tra Umbria e Toscana; *iii*) la Dorsale Sarda; *iv*) la Dorsale Ionica-Tirrenica, tra la Sicilia ionica e il Lazio; *v*) la Dorsale Adriatica, tra la Puglia e l'Emilia Romagna. Si veda Terna, *Terna: presentato il Piano di sviluppo 2023 della rete elettrica nazionale*, marzo 2023.

¹⁰¹ Terna, *Terna: presentato il Piano di sviluppo 2023 della rete elettrica nazionale*, comunicati stampa, marzo 2023.

2022 la rete di distribuzione è cresciuta di circa 1.700 km, per via dello sviluppo delle reti in bassa e media tensione¹⁰².

Come visto, anche le reti di distribuzione saranno fortemente impattate dalla transizione. Per questo saranno necessari investimenti per supportare sviluppi e modifiche sia lato offerta, per assicurare una maggiore integrazione delle FER, sia lato domanda, per la progressiva elettrificazione dei consumi. Limitandosi ai piani industriali più recenti dei tre principali operatori di distribuzione in Italia¹⁰³, si può notare una mole ingente di investimenti nei prossimi anni:

- circa 9,4 miliardi di euro nei prossimi tre anni (2023-2025) per quanto riguarda e-distribuzione (dal piano strategico di Enel), principale operatore in Italia¹⁰⁴;
- circa 1,3 miliardi di euro tra il 2020 e il 2024 per Acea¹⁰⁵;
- circa 3 miliardi di euro nelle reti di distribuzione (sia elettrica che gas) di A2A tra il 2021 e il 2030¹⁰⁶.

Lo sviluppo delle rete, sia di trasmissione che di distribuzione elettrica, sarà finanziato principalmente dalle tariffe (a copertura dei costi ammissibili ed efficienti) e da possibili

¹⁰² ARERA, *Relazione Annuale sullo stato dei servizi 2022, 2023*, p. 125.

¹⁰³ Attualmente risulta complesso ricostruire una panoramica puntuale e coerente degli investimenti pianificati nelle infrastrutture di rete. Mentre per gli operatori di trasmissione (Terna) e trasporto (Snam, ma anche i TSO di minori dimensioni) è prevista la predisposizione dei piani decennali di sviluppo, nel caso della distribuzione elettrica, ad oggi, il principale riferimento è rappresentato dai piani industriali degli operatori. Tuttavia questi vengono predisposti con tempistiche e strutture diverse, in particolare rispetto al livello di dettaglio fornito e all'orizzonte temporale coperto. Su questo sono tuttavia in corso sviluppi, in quanto il d.lgs. 210/2021 ha previsto che i DSO di maggiori dimensioni (che servono almeno 100.000 clienti) predispongano con cadenza biennale, e un orizzonte temporale almeno quinquennale, un piano di sviluppo della rete di competenza. Si veda inoltre ARERA, *Delibera 296/2023/R/eel*, giugno 2023.

¹⁰⁴ Enel, *Capital Markets Day*, 22 novembre 2022, p. 78.

¹⁰⁵ Acea, *Investor Presentation. «Italian Infrastructure & Energy Day*, 8 settembre 2022, p. 21.

¹⁰⁶ A2A, *Aggiornamento Piano Strategico 2021-30. Towards green autonomy*, 23 novembre 2022, p. 21.

contributi pubblici, quali ad esempio fondi del PNRR e altri contributi a livello nazionale e/o europeo.

Negli anni sono cresciute sia le richieste di connessione a Terna, per allacciare nuove FER alla rete (stime recenti di fine marzo 2023 parlano di circa 316 GW di richieste di connessione, di cui 110 GW per l'eolico *offshore*)¹⁰⁷, sia le richieste di connessione alla rete di distribuzione, che a fine 2022 ammontano a circa 30 GW, principalmente per impianti fotovoltaici (27 GW)¹⁰⁸. Come verrà meglio approfondito di seguito, non tutte le richieste di connessione si traducono in impianti effettivamente realizzati e nuova capacità installata.

Inoltre, l'ulteriore trend che sta caratterizzando le reti di distribuzione è lo sviluppo di reti *smart*, con le imprese maggiori di distribuzione (ovvero quelle che servono più di 100.000 POD) che stanno implementando i rispettivi piani di *roll-out* degli *smart meter* di seconda generazione.

Box 1.5.

Messaggi chiave: le reti nel settore dell'energia elettrica

- Sulla base delle priorità di intervento individuate da Terna nell'ultimo piano di sviluppo (del 2023), sono previsti investimenti per circa 21 miliardi di euro nei prossimi 10 anni.

- Le priorità includono l'incremento della capacità di scambio tra le diverse zone di mercato, l'abilitazione delle FER e investimenti in resilienza.

- Negli anni sono significativamente aumentate le richieste di connessione di nuovi impianti rinnovabili, sia connessi alla rete di Terna (AT) che alle reti di distribuzione (in bassa e media tensione).

- Un ulteriore trend che sta caratterizzando le reti di distribuzione è lo sviluppo dei c.d. reti *smart*.

Fonte: Elaborazione Oxera.

¹⁰⁷ Terna, *Econnexion: la mappa delle connessioni rinnovabili*.

¹⁰⁸ Terna, *Piano di sviluppo 2023. Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione*, marzo 2023, p. 26.

3.2. Settore del gas

La rete storica. Anche nel settore del gas naturale, l'Italia è caratterizzata da una buona capacità infrastrutturale. La rete di trasporto si sviluppa per oltre 35.000 km, articolata in rete nazionale e regionale. Il principale operatore è, come noto, Snam Rete Gas, che possiede il 93,8% delle reti¹⁰⁹, mentre altri due operatori possiedono e gestiscono dei tratti della rete nazionale, ovvero Società Gasdotti Italia (SGI) e Infrastrutture Trasporto Gas. Sei operatori minori possiedono poi dei tratti di rete regionale. Attualmente ci sono sei gasdotti interconnessi con paesi esteri, per altrettanti punti di entrata¹¹⁰. Sono poi disponibili tre terminali di rigassificazione, in corrispondenza dei quali ci sono ulteriori tre punti di entrata:

- GNL Italia, di Panigaglia, con una capacità di 3,5 bcm/anno;
- Adriatic LNG, di Porto Viro (Rovigo), con una capacità di 8 bcm/anno;
- OLT Livorno, con una capacità di 3,75 bcm/anno.

I diversi punti di entrata di interconnessione con l'estero, inclusi i terminali di rigassificazione sono sintetizzati nella figura A3.1 in Appendice.

Come noto, si è di recente aggiunta la nuova *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU) di Piombino, con una capacità di 5 bcm annui¹¹¹. A marzo 2023 è stata completata la procedura per il conferimento della capacità di rigassificazione di questo impianto per un periodo di 20 anni, che ha visto una buona partecipazione degli operatori,

¹⁰⁹ ARERA, *Consultazione 317/2022/R/com*, luglio 2022, fig. 1.

¹¹⁰ I punti di entrata da Nord, ovvero Tarvisio, Gorizia e Passo Gries, sono anche punti di uscita.

¹¹¹ Snam, *Snam acquista da Golar LNG un rigassificatore galleggiante da 5 miliardi di metri cubi per 350 milioni di dollari. Comunicato stampa*, giugno 2022. La FSRU sarà ormeggiata nel porto di Piombino per un periodo non superiore a tre anni e sarà poi trasferita in un altro sito che Snam dovrà identificare. Si veda MiTE, *Rigassificatore Piombino: MiTE, accordo delle parti*, 14 luglio 2022.

con l'assegnazione di oltre l'86% della capacità offerta¹¹². Più di recente è stata avviata la fase di test ed è attesa la messa in esercizio commerciale dell'impianto¹¹³.

Inoltre, sulla base di quanto stabilito dai *policy makers* italiani¹¹⁴, Snam ha acquistato una seconda FSRU, anch'essa con una capacità di 5 bcm/anno, che dovrebbe essere collocata in prossimità della costa di Ravenna ed essere operativa dal terzo trimestre 2024¹¹⁵.

Una panoramica della massima capacità di importazione (o capacità tecnica) dai diversi punti di entrata e direttrici è fornita nella tabella 1.7. Come si può vedere, anche a fronte della completa interruzione delle forniture russe (circostanza comunque ad oggi non verificatasi), almeno sulla carta, l'Italia dispone di sufficiente capacità infrastrutturale. Tuttavia, la principale criticità è rappresentata dall'effettiva disponibilità da parte dei diversi paesi a sostituire tutto il gas russo.

Negli ultimi anni, la domanda italiana di gas ha oscillato tra 69 bcm e 76 bcm (con un picco nel 2021), per poi ridursi sensibilmente a circa 65,8 bcm nel 2022¹¹⁶. Secondo le ultime proiezioni di Terna e Snam, la domanda è destinata a ridursi

¹¹² Snam, *Rigassificazione: assegnato oltre l'86% della capacità offerta del terminale FSRU di Piombino*, 21 marzo 2023.

¹¹³ Snam, *Snam: FSRU Golar Tundra avvia la fase di test con l'arrivo della prima nave metaniera, in attesa della messa in esercizio commerciale dell'impianto*, 5 maggio 2023.

¹¹⁴ In particolare, con un atto di indirizzo del MiTE era stato chiesto a Snam di «procedere all'acquisizione di due FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) di capacità di circa 5 miliardi di Smc ciascuna». Si veda MiTE, *Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale*, 2022, p. 3. Si veda inoltre Camera dei Deputati, *Informativa urgente del governo sugli ulteriori rincari dei costi dell'energia e sulle misure adottate dal governo per contrastarne gli effetti*, 22 marzo 2022.

¹¹⁵ Snam, *Snam acquista da BW LNG un nuovo rigassificatore galleggiante per contribuire alla sicurezza e alla diversificazione energetica dell'Italia. Comunicato stampa*, luglio 2022. Snam ha poi presentato il progetto alla Regione Emilia-Romagna per l'installazione a Ravenna. Si veda ad es., *Gnl, Snam illustra il progetto di Ravenna alla Regione*, in «Staffetta Quotidiana», 18 luglio 2022.

¹¹⁶ ARERA, *Consumi di gas naturale per settore. MASE, Bilancio Gas 2022_12*, 2023.

TAB. 1.7. Capacità tecnica dei gasdotti e terminali GNL Italiani (bcm)

Gasdotti/Terminali	Fonte	Punto di entrata	Capacità tecnica (bcm)	Massimo storico (bcm)	2022 (bcm)
TAG	Russia	Tarvisio e Gorizia	30	30,27	14,01
TRANSITGAS	Mare del Nord	Passo Gries	18	17,66	7,59
TMPC (TRANSMED)	Algeria	Mazzara del Vallo	32	25,94	23,55
GREENSTREAM	Libia	Gela	8	9,87	2,62
TAP	Azerbaijan	Melendugno	10	10,32	10,32
GNL Italia	GNL	Panigaglia	3,5	3,19	2,24
Adriatic LNG	GNL	Porto Virro (Rovigo)	8	8,24	8,24
OLT Livorno	GNL	Livorno	3,75	3,78	3,78
Golar Tundra	GNL	Plombino	5		
BW Singapore	GNL	Ravenna	5		
Totale (bcm)			123,25		72,38
Totale senza Russia (bcm)			93,5		

Fonte: Elaborazione Osera su dati MASE (anni vari), *Bilancio gas*, TAG, TAG GmbH; Transigas AG, *Transport and Maintenance*, Energia Oltre, *Algeria pronta a scalzare la Russia e fornire più gas all'UE*, Di Maio e Desalzi volano ad Algeri, febbraio 2022; ENI, *Le nostre attività in Libia*; A. Capozzi, *Tap: «Pronti ad assicurare le forniture a Italia e UE con aumento capacità. E in futuro l'idrogeno»*, in «Il Sole 24 Ore», 3 marzo 2022; Snam, *Rigassificatori onshore e FSRU*; Adriatic LNG, *The terminal*; OLT, *L'impianto*.

ulteriormente nei prossimi anni (fino a 61,7 bcm o 66,2 bcm al 2030, a seconda degli scenari, si veda figura A2.1).

Si può osservare come, anche a fronte di capacità di trasporto disponibile, le importazioni da alcune direttrici sono rimaste ben al di sotto del massimo tecnico negli ultimi anni (ad es. dalla Libia, dal Mare del Nord e, in misura minore dall'Algeria, con cui sono stati sottoscritti accordi per l'aumento delle esportazioni). Al contrario, nell'ultimo anno le importazioni dall'Azerbaijan hanno raggiunto il massimo storico, saturando la capacità di importazione. Per un maggiore contributo da questa fonte si dovrà quindi attendere la sua espansione (in parte pianificata, in parte in discussione).

Al momento permane incertezza sulla possibile evoluzione della rete di trasporto europea, in conseguenza del processo di decarbonizzazione, dell'importanza di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti e del conflitto russo-ucraino che potrebbe portare a significativi cambiamenti nell'attuale rete gas, sia come nuove infrastrutture che come direzione dei flussi.

Alcune di queste modifiche, alla luce delle prime misure introdotte dai diversi Stati europei, potrebbero riguardare la costruzione di nuove infrastrutture per l'importazione di GNL, ma anche interventi infrastrutturali per ottimizzare la rete esistente (ad es. una centrale di deodorizzazione per trasportare gas dalla Francia alla Germania¹¹⁷, *reverse flow*, per trasportare il gas da ovest a est, nella direzione contraria a quanto avvenuto storicamente).

A seconda dell'evoluzione in atto, ad esempio in caso di definitiva e completa interruzione dei flussi di gas dalla Russia (o *phase out* dei combustibili fossili russi), l'Italia e il corridoio sud del gas potrebbero acquisire un ruolo chiave

¹¹⁷ Questo tema era presente ed era stato affrontato anche in passato, tuttavia le situazioni contingenti hanno cambiato il contesto di fondo degli approvvigionamenti di gas, modificandone i flussi e le aspettative rispetto a determinate rotte di importazione. Queste circostanze potrebbero quindi rendere più rilevante e, potenzialmente, conveniente questo investimento.

nel nuovo panorama europeo e contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti. In questo quadro si inserisce l'accelerazione per lo sviluppo della linea Adriatica, per ampliare la capacità di trasporto dal Sud al Nord Italia. L'intervento era previsto nei precedenti piani di sviluppo di Snam, ma la realizzazione è stata anticipata alla luce del mutato contesto. In particolare, l'entrata in esercizio dell'opera è stata ora anticipata al 2027 (rispetto al 2031-2034 del piano di sviluppo del 2022 di Snam)¹¹⁸.

Secondo l'ultimo piano decennale di sviluppo di Snam attualmente disponibile (del 2022), nei prossimi dieci anni sono previsti investimenti per circa 12 miliardi di euro, di cui circa 5,9 miliardi relativi a interventi per la sicurezza, circa 2,2 per progetti di sviluppo e circa 2,4 miliardi per interventi di mantenimento¹¹⁹.

Le reti per l'idrogeno. In relazione allo sviluppo di una rete per l'idrogeno al momento restano da chiarire almeno due aspetti:

- come potrà svilupparsi, su quali basi e su quali orizzonti temporali un mercato dell'idrogeno;
- la necessità di una rete di trasporto estesa (al di fuori di specifici *clusters*) e la possibilità di un utilizzo della rete gas tradizionale, intesa sia come infrastrutture esistenti che come infrastrutture in corso di costruzione e/o valutazione.

Il tema necessita di ulteriori approfondimenti e sono, ad oggi, in corso diversi progetti, studi di fattibilità e analisi da parte dei TSO del gas e altri *stakeholders*. In particolare, numerosi TSO europei (inclusa Snam) stanno portando avanti la *European Hydrogen Backbone Initiative*¹²⁰, che promuove

¹¹⁸ ARERA, *Delibera 108/2023/R/gas*, marzo 2023. Snam, *Progetto Linea Adriatica. Relazione integrativa*, dicembre 2022.

¹¹⁹ Snam Rete Gas, *Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031*, 2022, p. 70. Secondo il Piano strategico 2022-2026 di Snam sono previsti investimenti per lo sviluppo della capacità di stoccaggio e di rigassificazione (in particolare per l'acquisto delle due FSRU). Si veda Snam, *Piano 2022-2026: €10 mld di investimenti*, 2023.

¹²⁰ Si veda ad es. European Hydrogen Backbone, *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*, aprile 2022.

la realizzazione di una rete transeuropea di trasporto dell'idrogeno. La lunghezza stimata della rete al 2040 è di circa 53.000 km e il progetto prevede che attraversi gradualmente tutto il territorio europeo, partendo dai centri di produzione (in Europa prima e successivamente anche da paesi extraeuropei) lungo cinque corridoi principali¹²¹. La rete verrebbe realizzata combinando interventi di riconversione di tratti di rete esistenti, per il 60%, e di realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto, per il 40%, per un costo stimato, nel 2022, tra gli 80 e i 143 miliardi di euro¹²².

Per quanto riguarda l'Italia, in base a quanto riportato dal piano di Snam, le analisi di adeguatezza della rete hanno mostrato una «sostanziale idoneità di circa il 99% dei gasdotti esistenti al trasporto di miscele di idrogeno fino al 100%, a valle di interventi localizzati»¹²³.

Secondo altri invece il trasporto dell'idrogeno nella rete esistente presenta alcune criticità. Per volumi limitati di idrogeno, se ne può prevedere il trasporto in *blending* nella rete gas esistente. Tuttavia, la percentuale massima rappresenta un aspetto critico¹²⁴. Questa soglia critica è stata identificata da alcuni in circa il 10% del totale, in quanto l'idrogeno ha caratteristiche fisico-chimiche diverse dal metano, ad esempio è una molecola di piccole dimensioni che va a modificare la struttura dei metalli ed è infiammabile¹²⁵. Anche a queste

¹²¹ Nord Africa ed Europa meridionale, Europa Sud-occidentale e Nord Africa, Mare del Nord, Regioni del Nord e Baltiche, Europa Orientale e Sud-orientale. European Hydrogen Backbone, *Five Hydrogen Corridors for Europe*, 2022.

¹²² In questo contesto si inserisce anche la *Italian Hydrogen Backbone*, che prevede una rete di gasdotti «in grado di collegare le produzioni nazionali di idrogeno prevalentemente ubicate al Sud ed ulteriori volumi provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane fino ai punti di interconnessione con le reti estere». Si veda Snam Rete Gas, *Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031*, 2022.

¹²³ Snam Rete Gas, *Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2022-2031*, cit., p. 65.

¹²⁴ Si veda ad es. *Idrogeno: tra promesse e incertezze*, in «Rivista Energia», 5 ottobre 2020.

¹²⁵ Si veda ad es. *Miscelare idrogeno sulle reti gas esistenti? Limiti e costi del suo trasporto*, in «QualEnergia» 13 aprile 2021.

percentuali il *blending* di idrogeno e gas naturale inoltre può porre questioni relative agli standard di qualità del gas e all'interoperabilità delle reti di trasporto. Oltre ai limiti tecnici sono poi stati ricordati i costi del trasporto tra i fattori che incidono negativamente sulla fattibilità di questa soluzione.

ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) ha sottolineato come alcuni studi mostrano che la riconversione di reti esistenti per il trasporto dell'idrogeno sembra tecnicamente fattibile, anche a fronte di alcune criticità (ad es. l'idrogeno può accelerare il degrado delle condutture in acciaio, la necessità di maggior monitoraggio, la conversione necessaria delle stazioni di compressione)¹²⁶. Al tempo stesso il costo della riconversione risulta inferiore rispetto alla costruzione di nuove reti di idrogeno. Tuttavia, ACER sottolinea come, viste le attuali incertezze sullo sviluppo dell'idrogeno, tanto dal lato della domanda quanto da quello della produzione, questi investimenti dovrebbero essere guidati dall'evoluzione del mercato e rispondere a principi di efficienza e efficacia dei costi. In particolare, ACER individua alcune condizioni che dovranno essere soddisfatte per procedere con la riconversione della rete esistente, ovvero:

- la disponibilità di linee parallele delle reti di trasporto esistenti, di cui almeno una possa essere convertita per l'utilizzo puro dell'idrogeno;
- assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale ai consumatori, sia durante che dopo la riconversione (anche attraverso rotte di importazione e trasporto diverse);
- lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno nelle aree specifiche in cui si procede alla riconversione.

ACER ha di recente pubblicato uno studio in cui si evidenzia una preferenza generalizzata per un approccio graduale alla realizzazione delle infrastrutture di trasporto dell'idrogeno nei paesi europei, oltre che sincronizzato con lo sviluppo della domanda e dell'offerta di idrogeno. In tale

¹²⁶ ACER, *Transporting pure hydrogen by repurposing existing gas infrastructure: overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*, luglio 2021.

approccio le infrastrutture si concentrano inizialmente sulla distribuzione di idrogeno all'interno di *clusters* industriali, poi sulla loro interconnessione e, solo in ultima, istanza sulla realizzazione di infrastrutture di interconnessione sovranazionali¹²⁷.

Inoltre, sono state avviate alcune sperimentazioni per il trasporto dell'idrogeno in rete. In particolare, nel 2019 è stata testata l'immissione di una miscela di idrogeno e gas naturale al 5% nella rete di trasporto ad alta pressione italiana e la riconsegna a due utenze industriali. Il test è stato successivamente ripetuto con una miscela al 10% di idrogeno. In base a quanto riportato dal MiTE, entrambe le sperimentazioni si sono concluse con successo¹²⁸.

Gli stoccaggi. Tra le infrastrutture del settore del gas, gli impianti di stoccaggio svolgono un ruolo fondamentale per la sicurezza e per la modulazione delle forniture di gas. Nel caso italiano si tratta di giacimenti di gas esauriti, riconvertiti per lo stoccaggio.

L'importanza delle infrastrutture di stoccaggio è di grande attualità, viste le criticità seguite al conflitto russo-ucraino e il rischio di ulteriori riduzioni (e/o interruzioni) delle forniture di gas. Per questo, nel corso del 2022, il governo e ARERA hanno adottato diversi provvedimenti per favorire il riempimento degli stoccaggi in vista dell'inverno. Di particolare interesse le misure che riguardano:

- l'introduzione di un meccanismo di contratto per differenze a due vie (c.d. *two-way contract for difference*), per coprire lo *spread* tra estate e inverno¹²⁹;

¹²⁷ VIS, *Study on requirements and implementation of ENTSOG'S CBA for hydrogen infrastructure*, 2023.

¹²⁸ MiTE, *La situazione energetica nazionale nel 2021*, luglio 2022, p. 38. Inoltre, alla fine del 2022, è stato testato l'impiego di una miscela di idrogeno (al 10%) e gas naturale nella centrale di compressione di Istrana (Treviso). Fonte: Snam.

¹²⁹ Ministero della Transizione Ecologica, *Decreto ministeriale del 1° aprile 2022 relativo alle modalità di stoccaggio per il periodo 2022-2023*, 4 aprile 2022. Si veda inoltre, ARERA, *Possibili schemi di attuazione del contratto per differenze a due vie*, 2022; Id., *Delibera 189/2022/R/gas*, aprile 2022.

- l'introduzione di un «premio giacenza» sul gas immesso negli stoccaggi, inizialmente come strumento per incentivare le immissioni durante la definizione dello specifico meccanismo di *contract for difference*, poi mantenuto come una possibile alternativa a quest'ultimo, su scelta degli operatori¹³⁰;

- l'assegnazione a Snam del servizio di riempimento di ultima istanza, per evitare ritardi nella campagna di iniezione e conseguire il target di riempimento del 90% a novembre 2022¹³¹.

L'Italia dispone di una capacità di *working gas* di 197,73 TWh, la seconda maggiore in Europa dopo la Germania, che rappresenta circa il 26,3% dei consumi¹³².

Nel corso del 2022, le principali criticità rispetto agli stoccaggi sono state per lo più legate al loro effettivo riempimento, per raggiungere un livello adeguato¹³³, che non alla capacità infrastrutturale. Lo scorso anno infatti le iniezioni sono state scoraggiate dalle condizioni di mercato, per via di uno *spread* tra prezzo invernale e prezzo estivo negativo. Per questo le misure introdotte sono andate ad agire sia sugli incentivi degli operatori di mercato (attraverso il meccanismo di *contract-for-difference*) che sull'istituzione di un soggetto chiamato a riempimenti di «ultima istanza».

Quest'anno, a fronte delle diverse misure introdotte e degli sforzi sia in termini di diversificazione delle forniture di gas sia di riduzione della domanda, la situazione appare migliore, con un livello di riempimento di circa il 65% a

¹³⁰ Si veda ARERA, *Delibera 165/2022/R/gas*, aprile 2020.

¹³¹ Ministero della Transizione Ecologica, *Decreto ministeriale del 22 giugno 2022 n. 253*, giugno 2022. ARERA, *Delibera 274/2022/R/gas*, giugno 2022.

¹³² ACER, *Report on gas storage regulation and indicators*, aprile 2022.

¹³³ A livello europeo è stato fissato un livello obiettivo di almeno l'80% al primo novembre 2022, e per gli anni successivi di almeno il 90% alla stessa data. Nel 2022, l'Unione si è impegnata a raggiungere un livello complessivo pari all'85% della capacità. Si veda Consiglio dell'Unione europea, *Il consiglio adotta il regolamento sullo stoccaggio di gas*, giugno 2022.

livello UE al 19 maggio 2023, rispetto a circa 42% dello scorso anno¹³⁴.

Box 1.6

Messaggi chiave: le reti nel settore del gas

- Anche nel settore del gas naturale, l'Italia è caratterizzata da una buona capacità infrastrutturale, con una rete di trasporto che si estende per oltre 35.000 km;

- La capacità dei gasdotti diversi da quello del Tarvisio che tradizionalmente è stato utilizzato per le importazioni dalla Russia appare, sulla carta, sufficiente a coprire la domanda. Permane tuttavia incertezza circa la reale disponibilità degli altri paesi fornitori a sostituire tutto il gas che fino al 2021 proveniva dalla Russia.

- Lo sviluppo di una rete per l'idrogeno è ancora all'inizio e incerto; restano da chiarire tre aspetti: *i*) le modalità e tempistiche dello sviluppo di un mercato dell'idrogeno e in particolare il livello della domanda, *ii*) la scelta tra produzione nazionale e la capacità di abilitare importazioni, *iii*) la possibilità di utilizzo della rete gas tradizionale.

Fonte: Elaborazione Oxera.

4. *Gli strumenti di «policy»*

4.1. *Gli strumenti attualmente disponibili in Italia*

La *policy* nel settore è ricorsa a diversi strumenti per favorire il percorso di decarbonizzazione e perseguire gli obiettivi previsti per il 2030. Tra questi rientrano in particolare:

- i meccanismi di supporto alle rinnovabili;
- il *capacity market*, o mercato della capacità;

¹³⁴ Gas Infrastructure Europe, *AGSI Storage Inventory*.

TAB. 1.8. *Principali obiettivi e strumenti attualmente a disposizione per conseguirli*

Obiettivi	Strumenti	Efficacia dello strumento
Aumento della produzione da FER	Meccanismi di supporto alle rinnovabili FER 1 FER 2 (in attesa di adozione/approvazione)	+
	PNRR agro-voltaico comunità energetiche, autoconsumo azioni di riforma	+
	Semplificazioni amministrative e <i>permitting</i> Pianificazione congiunta/coordinamento di vari <i>stakeholders</i>	+
Sviluppo delle reti ^a	PNRR <i>smart grid</i> maggiore resilienza	++
	Pianificazione congiunta/coordinamento di vari <i>stakeholders</i> Semplificazioni amministrative e <i>permitting</i>	+
Sviluppo della capacità di accumulo	Meccanismo di supporto per gli accumuli (in corso di definizione)	n.a.
	Altri strumenti, ad es. <i>capacity market</i> e aste <i>fast reserve</i> Semplificazioni amministrative e <i>permitting</i>	++
Sviluppo del biometano e gas rinnovabili	Incentivi per lo sviluppo del biometano PNRR	+
	PNRR	++
Adeguatezza del sistema elettrico	<i>Capacity market</i>	++
Sviluppo della <i>supply chain</i>	PNRR FER e accumuli idrogeno	+

^a Inoltre, lo sviluppo delle reti è favorito e supportato dalla regolazione delle infrastrutture dei settori dell'energia elettrica e del gas, anche attraverso specifici meccanismi incentivanti (si veda ad es. il par. 2.2, con riferimento a uno dei meccanismi *output-based* applicati a Terna). L'efficacia dei diversi strumenti è valutata sulla base dei risultati ottenuti (ad es. per il FER 1 rispetto alla capacità di contribuire allo sviluppo della capacità inizialmente prevista) e delle eventuali criticità riscontrate.

Fonte: Elaborazione Oxera.

- il PNRR, che a sua volta rappresenta un insieme di strumenti, declinati sia come riforme, ovvero cambiamenti normativi o regolatori per incentivare/disincentivare determinate attività, che come contributi agli investimenti;
- il *permitting*, sia delle rinnovabili che delle tecnologie che possono abilitare una loro maggiore integrazione, quali soprattutto sistemi di accumulo e investimenti/sviluppi della rete;
- gli incentivi per lo sviluppo del biometano, in particolare come *upgrading* dal biogas.

Il resto del paragrafo fornisce maggiori dettagli su ciascuno di questi strumenti, approfondendone le modalità di funzionamento e la rispettiva efficacia, sulla base degli eventuali risultati ottenuti e delle eventuali criticità riscontrate. Sono inoltre discussi gli sviluppi o correttivi attesi, dove queste informazioni sono disponibili. Ulteriori sviluppi in materia di *policy* potranno poi derivare dall'aggiornamento del PNIEC, in corso alla data di stesura del presente rapporto.

I legami tra gli obiettivi e i principali strumenti sono sintetizzati nella tabella 1.8, con una nostra valutazione circa l'efficacia rispetto agli obiettivi perseguiti.

Meccanismi di supporto alle rinnovabili. Questi meccanismi di supporto hanno assunto nel tempo diverse forme e specifiche modalità implementative; sono soggetti alla disciplina degli aiuti di Stato¹³⁵, secondo la quale è necessaria la preventiva notifica e approvazione della Commissione europea. Hanno una durata tipicamente pluriennale, che può raggiungere e superare anche 20 o 25 anni. Per questa ragione si riscontra la coesistenza di diversi meccanismi che sono stati introdotti in momenti diversi e di cui posso beneficiare gli impianti di volta in volta selezionati, in genere tramite aste – o per gli impianti di minori dimensioni con procedure più «semplificate», come quelle dei registri.

¹³⁵ Si veda in particolare Commissione europea, *Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy* (CEEAG).

La definizione dei ricavi varia a seconda dello schema in cui gli impianti ricadono (*feed-in tariff*, *feed-in premium* o i c.d. *contract-for-difference*)¹³⁶. Di recente, la Commissione europea ha proposto che i *contract-for-difference* (o meccanismi simili in grado di assicurare sia stabilità e visibilità dei ricavi ai produttori rinnovabili che un tetto massimo ai ricavi che questi possono conseguire) siano il meccanismo a cui gli Stati membri potranno fare ricorso nei casi in cui sono necessari incentivi per sostenere lo sviluppo delle rinnovabili¹³⁷. I meccanismi di *contract-for-difference* sono tipicamente considerati maggiormente *cost effective*, in quanto includono un *cap* oltre il quale i produttori rinnovabili sono tenuti a restituire quanto conseguito sul mercato (ad es. nel caso di prezzi *wholesale* elevati).

Anche a fronte di una significativa riduzione dei costi delle rinnovabili c.d. mature (in particolare solare e eolico), e in linea con quanto accaduto in molti altri paesi europei, sono stati mantenuti meccanismi di supporto alle FER. In particolare, questi meccanismi supportano lo sviluppo di nuova capacità fornendo agli operatori (e investitori) una protezione dalle oscillazioni dei prezzi di mercato – aspetto quest’ultimo, che svolge un ruolo chiave nelle decisioni di investimento.

¹³⁶ Per *feed-in tariff* si intende un meccanismo di ritiro dedicato dell’energia prodotta, con il riconoscimento di un prezzo slegato da quello di mercato. Nel caso di un *feed-in premium* la vendita rimane responsabilità del produttore, che riceve il prezzo di mercato (zonale) e un incentivo (che può essere fisso o variabile). Infine i *contract-for-difference* rappresentano uno specifico caso di *feed-in premium* con incentivo variabile, che può anche assumere valori negativi. Ovvero l’operatore può essere chiamato a restituire una parte dei ricavi dalla vendita dell’energia se il prezzo di mercato supera un certo livello definito *ex ante*. Si veda ad es. ARERA, *Relazione 483/2021/I/efr*, novembre 2021. GSE, *Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino al 31 dicembre 2020*, luglio 2021.

¹³⁷ Commissione europea, *Commission Staff Working Document. Reform of Electricity Market Design*, SWD(2023) 58 final, marzo 2023, sezione 2.2.

In Italia, l'ultimo meccanismo di supporto delle rinnovabili in ordine temporale è il c.d. FER 1, approvato nel 2019 (per maggiori dettagli si veda il box 1.7)¹³⁸.

Box 1.7

Decreto FER 1

Il c.d. FER 1 è stato approvato dalla Commissione nel 2019 e consiste in una misura di aiuti di Stato per supportare lo sviluppo di 8.000 MW di nuova capacità rinnovabile. La selezione degli impianti ammessi agli incentivi sarebbe dovuta avvenire tramite sette bandi (tra fine settembre 2019 e fine settembre 2021). Tuttavia, al termine di queste procedure i contingenti di potenza non erano stati saturati, sono quindi stati pubblicati cinque ulteriori bandi (l'ultimo aperto il 31 maggio 2023)¹³⁹.

Il meccanismo è rivolto a tecnologie relativamente mature, inclusi eolico, fotovoltaico e idroelettrico. In particolare, ai fini dell'ammissione agli incentivi sono individuati quattro gruppi sulla base della tecnologia/fonte e tipologia di intervento.

Per ciascun gruppo sono individuati degli specifici contingenti di potenza per ciascun bando. Inoltre, sono previste due diverse modalità di accesso agli incentivi:

- attraverso la partecipazione all'asta, per gli impianti di maggiori dimensioni (ovvero quelli con potenza uguale o superiore a 1 MW). In questo caso, risultano ammessi agli incentivi gli impianti che offrono il maggior ribasso rispetto alla base d'asta di partenza definita dal d.m. FER (specifica per tecnologia e classe di potenza);
- attraverso l'iscrizione ai registri, per gli impianti di potenza superiore a 1 kW (20 kW nel caso del fotovoltaico) e inferiore a 1 MW.

Anche per quanto riguarda la forma di incentivo applicabile sono previste due fattispecie, a seconda della dimensione degli impianti. In particolare, per gli impianti di potenza non superiore a 250 kW è prevista la possibilità di ritiro dedicato da parte del GSE, con l'applicazione della c.d. tariffa onnicomprensiva sulla produzione immessa in rete, che remunera anche l'energia ritirata dal GSE.

¹³⁸ D.m. 4 luglio 2019.

¹³⁹ Si veda GSE, *Servizi, Rinnovabili elettriche, Accesso agli incentivi, Documenti* (pagina web).

Per tutti gli altri impianti è invece previsto un meccanismo di *contract-for-difference*, in base al quale gli impianti ricevono un incentivo calcolato come differenza tra la tariffa spettante (ovvero quella offerta in sede di asta) e il prezzo zonale orario di mercato, per ciascuna ora in cui l'impianto immette in rete¹⁴⁰.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base del d.m. 4 luglio 2019; Commissione europea, *State aid SA.53347 (2019/N) – Italy – Support to electricity from renewable sources 2019-2021*, giugno 2019.

Attualmente stanno entrando in esercizio alcuni degli impianti selezionati durante i primi bandi del FER 1. In particolare, a fine dicembre 2022 risultano attivi 1.167 impianti ammessi al meccanismo incentivante, per un totale di circa 793 MW installati, di cui oltre il 75% costituito da grandi impianti eolici *onshore*¹⁴¹.

Una delle criticità riscontrate nei bandi del FER 1 è stata una partecipazione più bassa delle attese, più accentuata in alcuni bandi e rispetto a determinati gruppi di tecnologie/impianti¹⁴². Rispetto agli 8 GW che il meccanismo rendeva possibile incentivare ne sono stati assegnati 6,1 GW (con

¹⁴⁰ Come visto precedentemente, la differenza può essere sia positiva, con il GSE che eroga l'incentivo, sia negativa, con l'operatore chiamato a una restituzione al GSE.

¹⁴¹ GSE, *Energia e Clima in Italia. Rapporto trimestrale Q4/2022*, maggio 2023, p. 48. È interessante sottolineare come questi impianti, visto il disegno dell'incentivo (un *contract-for-difference*) e gli alti prezzi dell'energia sul mercato *wholesale* nel corso del 2022, si sono trovati frequentemente a restituire parte dei ricavi dalla vendita di energia (quelli al di sopra del prezzo di riferimento) al GSE. Il meccanismo ha quindi generato un flusso di cassa positivo per il sistema. Sulla base di stime di marzo 2022, il costo indicativo annuo per il 2022 del FER 1 era di circa -40 milioni di euro, con una previsione di -332 milioni di euro nel 2023 e -537 milioni di euro nel 2024, sulla base delle previsioni dei prezzi dell'energia. Si veda GSE, *Contatore FER elettriche*.

¹⁴² Una, seppur lieve, ripresa con aumento della partecipazione alle procedure si è registrata in occasione del sesto e settimo bando, che hanno avuto luogo tra maggio e ottobre 2021.

un numero di procedure superiore al previsto)¹⁴³. Inoltre, gli sconti offerti in sede di asta sono stati in diversi casi contenuti, in particolare a partire dalla terza procedura molte delle offerte ammesse hanno presentato sconti di poco superiori alla soglia minima del 2%.

Lo sconto esiguo rispetto alla soglia minima richiesta per la partecipazione pone due quesiti: o il prezzo di riferimento era fissato a un livello troppo sfidante o la concorrenza nelle aste non è risultata sufficientemente elevata. Quest'ultimo aspetto potrebbe essere inoltre collegato al numero limitato di progetti (autorizzati) disponibili.

Si sono riscontrati poi diversi livelli di partecipazione per le diverse tecnologie. Il decreto aveva infatti individuato diverse quantità per ciascuna tecnologia, ma il mercato non ha risposto secondo queste priorità, lasciando non assegnato un quantitativo di potenza significativo¹⁴⁴.

Questi risultati mostrano come agli obiettivi in materia di nuove FER non sempre corrispondono progetti pronti per essere implementati. Tra le principali motivazioni alla base dei risultati al di sotto delle aspettative del meccanismo del FER 1 sono state spesso ricordate le seguenti:

- vincoli e lungaggini dei processi autorizzativi, per le quali sono state spesso chieste semplificazioni in materia. È stato ad esempio sottolineato come la bassa partecipazione è stata in gran parte riconducibile «all'andamento intermittente del rilascio delle autorizzazioni»¹⁴⁵;

¹⁴³ Elaborazione Oxera su dati GSE, *Rinnovabili elettriche, accesso agli incentivi. Graduatorie*, <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/graduatorie>, ultimo accesso 1° giugno 2023.

¹⁴⁴ Ad es. per quanto riguarda le aste, nei primi bandi si è assistito a una maggiore partecipazione degli impianti eolici rispetto ai fotovoltaici. A partire dal quinto bando, il contributo del fotovoltaico è gradualmente aumentato, pur rimanendo su ribassi contenuti rispetto alla base d'asta e bassa partecipazione complessiva. Per quanto riguarda i registri invece si è osservata una buona partecipazione di impianti eolici e fotovoltaici di piccola taglia, come anche di impianti idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione. Sono rimaste invece più contenute le assegnazioni di impianti fotovoltaici a sostituzione di coperture in eternit o amianto e i rifacimenti.

¹⁴⁵ Si veda ad es. *Fer, nel 2021 installazioni ancora troppo lente. Allegato, Energy&Strategy, School of Management Politecnico di Milano*.

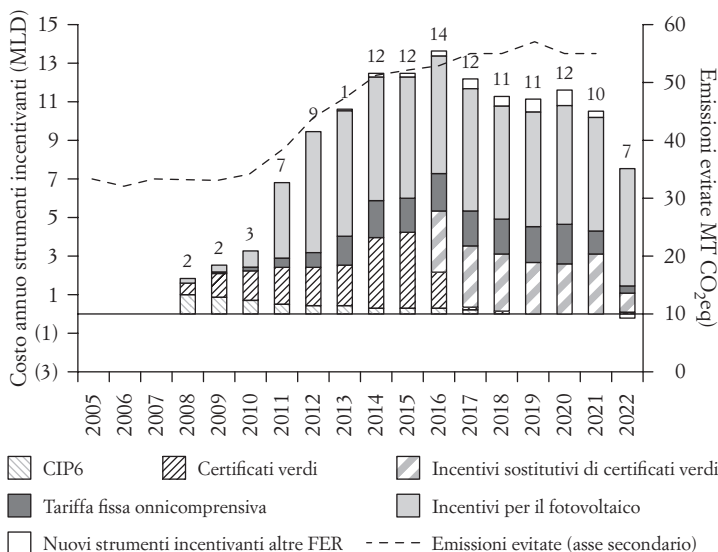


FIG. 1.9. Confronto tra costi degli incentivi per le rinnovabili e emissioni dirette evitate dalle rinnovabili nel settore elettrico (2005-2022).

Note: Dati ARERA sul costo dei meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili disponibili a partire dal 2008. I dati si riferiscono unicamente ai costi sostenuti per il supporto alle FER. I dati GSE sulle emissioni evitate sono invece disponibili fino al 2021. Le emissioni evitate si riferiscono all'intero parco rinnovabile, e non ai soli impianti incentivati.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ARERA, *Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili*; GSE, *Energia e clima in Italia. Rapporto trimestrale Q4/2022*, maggio 2023.

- un arco di tempo piuttosto limitato per lo sviluppo e presentazione dei progetti (essendo l'ultima procedura inizialmente prevista a settembre 2021)¹⁴⁶;

Presentato il Renewable Energy Report 2022, in «Staffetta Quotidiana», 17 maggio 2022. Id., *Aste Fer, EF: risultato deludente, semplificazione autorizzativa non rinviabile*, 29 maggio 2020.

¹⁴⁶ Si veda ad es. *Italia Solare, le proposte su Semplificazioni e DM Fer1*, in «Staffetta Quotidiana», 24 giugno 2021.

- limitati incentivi per determinate tipologie di impianti, ad esempio Italia Solare ritiene che l'incentivo per la rimozione dell'amianto non sia sufficiente a coprire i costi.

Dovrebbero essere attualmente in corso di definizione alcune modifiche per tenere conto di queste criticità, per migliorare la partecipazione e l'efficacia dei futuri meccanismi di supporto (si veda il par. 4.2).

Più in generale, rispetto al tema dell'efficacia delle misure implementate per supportare il raggiungimento dei *target*, di seguito, si mostra l'evoluzione delle emissioni di CO₂ dirette evitate dalle rinnovabili nel settore elettrico, rispetto ai costi annuali sostenuti per i diversi meccanismi incentivanti a supporto delle FER.

Come si può vedere, il costo annuo dei meccanismi di supporto alle FER è significativamente aumentato a partire dal 2011, in particolare per gli incentivi al fotovoltaico (si tratta dei c.d. Conti Energia)¹⁴⁷ e ai c.d. certificati verdi (e degli incentivi che li hanno poi sostituiti negli anni seguenti). Segue poi il meccanismo della tariffa onnicomprensiva, mentre hanno un peso minore i meccanismi più recenti. Ciò è dovuto sia al numero di impianti (e alla relativa capacità) in esercizio, ad esempio per il FER 1, sia al diverso livello di incentivo riconosciuto.

Si può ad esempio notare come gli impianti incentivati tramite il FER 1 nel 2022 si siano trovati a restituire una parte dei ricavi da vendita sul mercato elettrico al «sistema» (valori negativi nel grafico). Ciò in ragione degli alti prezzi *wholesale* e del tipo di incentivo (*two-way contract-for-difference*).

Secondo le ultime stime del GSE, la produzione elettrica da FER ha evitato circa 55 Mt CO₂eq di gas serra nel 2021, di cui circa il 40% è legato a impianti incentivati nell'ultimo decennio. La restante quota si riferisce per lo più a impianti FER storici, in particolare idroelettrici e geotermici, ma an-

¹⁴⁷ Dai dati ARERA, nel 2020, a fronte di un costo annuo di circa 6,15 miliardi di euro (come si può vedere dalla figura 1.9), l'energia elettrica incentivata dai diversi Conti Energia è stata pari a circa 21,2 TWh, da oltre 549.000 impianti, per un totale di 17,6 GW. ARERA, *Relazione 483/2021/)/efr*, novembre 2021, p. 61.

che in parte biomasse. Il maggior contributo alle emissioni evitate viene dall'idroelettrico, «responsabile» di circa 22 Mt CO₂eq di emissioni evitate (circa 40% del totale)¹⁴⁸.

Sebbene si tratti di un confronto molto spurio per due motivi diversi (*in primis* per il «perimetro», in quanto le emissioni evitate si riferiscono all'intero parco FER italiano, mentre i costi alle sole FER incentivate¹⁴⁹, ma anche per l'eterogeneità dei meccanismi in termini di costi e capacità incentivata che «nasconde» la reale efficacia di costo dei diversi incentivi), si può notare come il costo annuo per tonnellata di CO₂ evitata sia significativo. Ad esempio, guardando al 2021, si osserva un costo di circa 190 €/t CO₂ evitata, un valore significativamente superiore agli attuali prezzi della CO₂¹⁵⁰.

Capacity market. Nel caso specifico del meccanismo italiano, il *capacity market* è stato inizialmente approvato dalla Commissione nel 2018 e successivamente aggiornato nel 2019, per anticipare l'introduzione di limiti di emissioni più stringenti, con la prima applicazione dal 2022, e per un periodo di 10 anni¹⁵¹. Questo è lo strumento con cui Terna si approvvigiona di capacità di energia elettrica attraverso contratti di lungo termine, attraverso i quali gli operatori selezionati tramite un'asta si impegnano¹⁵²:

- a offrire capacità sul mercato del giorno prima (MGP) e sul mercato dei servizi (MSD) per ogni ora del periodo di consegna;

¹⁴⁸ GSE, *Energia e Clima in Italia. Rapporto trimestrale Q4/2022*, maggio 2023.

¹⁴⁹ Non sono quindi catturati i costi degli impianti FER sviluppati «a mercato» o tramite contratti di lungo termine quali i *Power Purchase Agreement*.

¹⁵⁰ Ad es. tra circa 75 €/t CO₂ e 98 €/t CO₂ nel corso del 2023. Si veda ICE, *EUA Futures*.

¹⁵¹ Si veda Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N). Italia. Meccanismo di regolazione della capacità*, febbraio 2018. Id., *State Aid SA.53821 (2019/N) – Italy Modification of the Italian capacity mechanism*, giugno 2019.

¹⁵² Si veda ad es. Terna, *Mercato della capacità*. Si veda inoltre Id., *Cinque domande e risposte sul capacity market. Lightbox*.

- a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo dell'energia sul mercato e il prezzo di esercizio definito da ARERA, ovvero l'obbligo di restituzione.

Al tempo stesso, questi operatori ricevono da Terna un corrispettivo fisso annuo, che remunera la disponibilità di capacità, pari al premio determinato in sede di asta.

Il meccanismo è aperto a tutte le unità, inclusi gli accumuli, la *demand-side response* (DSR) e la capacità estera, ciascuno con specifici vincoli in base alle caratteristiche tecniche. Possono poi partecipare sia unità esistenti, per le quali sono previsti contratti (e remunerazione) per un anno, sia unità nuove, con contratti di 15 anni. Inoltre, sono previsti limiti alle emissioni, che quindi escludono le unità più inquinanti dalla partecipazione al meccanismo, in particolare le unità a carbone. Lo schema è finanziato tramite un corrispettivo applicato da Terna su base mensile agli utenti del dispacciamento in prelievo da ciascun POD (*Point of Delivery*)¹⁵³.

Dalla sua introduzione si sono svolte tre diverse aste del *capacity*, per la consegna rispettivamente nel 2022, 2023 e 2024 (in occasione di questa ultima asta la disciplina nazionale è stata aggiornata, con l'introduzione di alcuni affinamenti). Oltre a una elevata capacità termoelettrica esistente (circa 34-35 GW contrattualizzati in ciascuna asta per un anno) nelle aste sono stati approvvigionati complessivamente circa 9,6 GW di nuova capacità, di cui circa 6,2 GW di capacità non ancora autorizzata.

Anche per il *capacity market* un primo punto di attenzione riguarda gli iter autorizzativi (per la capacità nuova non autorizzata) e l'effettiva realizzazione ed entrata in esercizio della nuova capacità, nei tempi previsti, per entrare in funzione nei periodi di consegna contrattualizzati¹⁵⁴.

¹⁵³ Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N). Italia. Meccanismo di regolazione della capacità*, febbraio 2018.

¹⁵⁴ Ad es. a luglio 2021 era stata prevista una proroga di quattro mesi per l'ottenimento delle autorizzazioni per i progetti ammessi all'asta con consegna nel 2023. Come conseguenza dell'emergenza pandemica si correva infatti il rischio che circa 3,5 GW di capacità nuova aggiudicata per il 2023 venissero esclusi dal meccanismo, in quanto i processi

Un altro degli aspetti spesso sottolineati come parte degli svantaggi del *capacity market* è la sua caratteristica di meccanismo «sbilanciato» a favore della capacità termoelettrica, che non valorizza a sufficienza altre risorse, quali FER, accumuli e partecipazione della domanda. Sul punto è importante ricordare come il meccanismo sia aperto a tutte le tecnologie, ma è diverso il contributo che ciascuna di queste può fornire¹⁵⁵. Ciò sia per via del contributo all'adeguatezza delle diverse fonti, ovvero la disponibilità nei momenti di maggiore stress, di cui si tiene conto attraverso i fattori di *de-rating*, sia per diversi aspetti tecnici nella partecipazione (ad es. per *demand-side response*).

Per quanto riguarda gli accumuli invece, un fattore importante che nelle aste precedenti ne aveva limitato la partecipazione era rappresentato dalla competitività in termini di costo rispetto ad esempio agli impianti a gas¹⁵⁶. Tuttavia nell'ultima asta, con consegna al 2024, si è assistito a un importante cambio di passo.

Mentre nella prima asta non erano stati aggiudicati contratti per nuova capacità di accumulo (ma erano stati selezionati alcuni impianti di pompaggio esistenti)¹⁵⁷ e nella seconda questa tecnologia ha rappresentato solo il 2,4% della nuova capacità, nell'ultima asta ha superato il 29%, per un totale di oltre 1,1 GW. In particolare, tutta la nuova capacità assegnata in Sardegna nell'ultima asta è rappresentata dagli accumuli, che hanno spiazzato le altre tecnologie, *in primis* nuova capacità termoelettrica a gas.

di autorizzazioni non erano formalmente conclusi. Si veda *Capacity market: proroga di quattro mesi, nuove aste entro novembre*, in «Staffetta Quotidiana», 1° luglio 2021.

¹⁵⁵ Le rinnovabili possono partecipare e contribuire all'adeguatezza del sistema, sebbene in maniera più limitata rispetto alle tecnologie programmabili, proprio per la loro tipica intermittenza.

¹⁵⁶ Si veda ad es. *Capacity market e accumuli, Marchisio (Terna) risponde a Carbon Tracker*, in «Staffetta Quotidiana», 12 maggio 2021.

¹⁵⁷ Non è noto il valore puntuale, in quanto nei risultati questi impianti sono aggregati nella categoria «Altro rinnovabile», che ha rappresentato il 19% della capacità assegnata (tra capacità nuova e esistente) e include anche idrico non fluente e biocombustibili.

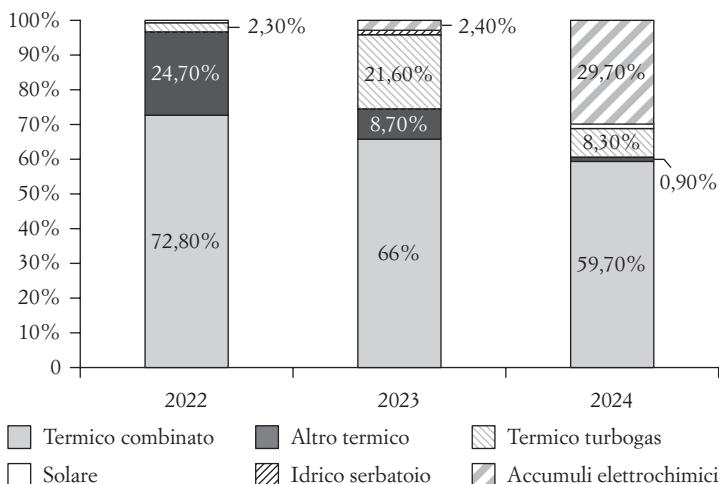


FIG. 1.10. Nuova capacità aggiudicata nelle aste di capacità, per tecnologia (%).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *Mercato della capacità. Rendiconto degli esiti – asta madre 2022, 2019*; Terna, *Mercato della capacità. Rendiconto degli esiti – asta madre 2023*; Terna, *Mercato della capacità. Rendiconto degli esiti – asta madre 2024, 2022*.

In vista delle decisioni sul futuro di questo meccanismo per i prossimi anni ci si può domandare se non sia opportuno introdurre modifiche o correttivi alla disciplina attuale. Ad esempio in Inghilterra è stata di recente posta in consultazione una possibile riforma del *capacity market* nell’ottica dell’obiettivo di *Net Zero*¹⁵⁸. Tra le opzioni considerate per migliorare la compatibilità del *capacity* con lo sviluppo di capacità a basse emissioni è in corso di approfondimento la possibilità di aste separate per specifiche tecnologie (ad es. quelle a basse emissioni) o un’asta singola ma con diversi *clearing price* a seconda della tecnologia¹⁵⁹.

¹⁵⁸ A luglio 2021 era stata pubblicata una prima *call for evidence* per riflettere sul tema e presentare possibili temi oggetto di revisione. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Capacity Market 2021: call for evidence on early action to align with net zero*, luglio 2021.

¹⁵⁹ Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Review of Electricity Market Arrangements. Consultation document*, luglio 2022. Di

PNRR. Le priorità individuate per il settore dell'energia e incluse nella missione M2C2, sono le seguenti¹⁶⁰:

- l'aumento della quota di energia prodotta da FER, con un'enfasi particolare sull'agro-voltaico, tecnologie innovative, inclusi ad esempio l'eolico *offshore*, lo sviluppo delle comunità energetiche e dell'autoconsumo e il biometano;
- il rafforzamento delle infrastrutture di rete, in particolare rete elettrica, con enfasi su *smart grid* e resilienza climatica;
- la promozione dell'idrogeno, con particolare attenzione a possibili utilizzi nei settori *hard-to-abate* e della mobilità, oltre alla produzione in aree industriali dismesse;
- lo sviluppo e investimento nelle principali filiere della transizione, in particolare quella delle FER, degli accumuli e dell'idrogeno.

Alcune specifiche misure, obiettivi e investimenti previsti nel PNRR sono stati brevemente approfonditi nel corso del capitolo, ma riteniamo utile approfondire due delle priorità individuate all'interno della componente M2C2, ovvero lo sviluppo delle rinnovabili e il potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete.

Per quanto riguarda la prima area, al fine di incrementare la quota di energia prodotta da FER, il PNRR ha previsto investimenti per lo più tecnologie sperimentali o innovative, quali l'agro-voltaico o l'eolico *offshore*, e puntato sulla promozione di comunità energetiche e autoconsumo. A questi sono destinati circa 3,98 miliardi di euro¹⁶¹.

Per le tecnologie più mature, e per gli impianti *utility scale*, il principale intervento è invece rappresentato dalla riforma per semplificare il regime autorizzativo e definire un quadro giuridico in grado di abilitare il pieno potenziale delle FER. Nella riforma sono previste ad esempio:

recente è stata pubblicata una sintesi delle risposte alla consultazione, con indicazione di alcuni *next step*. Department for Energy Security and Net Zero, *Review of Electricity Market Arrangements. Summary of responses to consultation*, marzo 2023.

¹⁶⁰ Governo italiano, *Piano nazionale di ripresa e resilienza*, 2021, missione M2C2.

¹⁶¹ Ivi, p. 132.

- semplificazioni delle procedure autorizzative;
- l'omogeneizzazione a livello nazionale delle stesse;
- l'individuazione a livello regionale delle c.d. aree idonee alle FER;
- l'estensione e affinamento di meccanismi di supporto alle FER e dei *Power Purchase Agreements* (PPA);
- agevolazioni per investimenti in sistemi di accumulo (ad es. specifici meccanismi di supporto).

Rispetto agli investimenti per potenziare le infrastrutture della rete elettrica sono stati previste due diverse aree di investimento per:

- rafforzare le *smart grid* in un'ottica di digitalizzazione, a cui sono destinati 3,61 miliardi di euro, di cui circa 1,63 miliardi per interventi nelle Regioni del Mezzogiorno¹⁶². Questi fondi sono stati previsti in ragione del fatto che «le infrastrutture di distribuzione di energia elettrica costituiscono un fattore abilitante per la transizione energetica»¹⁶³;
- incrementare la resilienza delle reti elettriche di fronte a eventi meteorologici estremi, per un totale di 500 milioni di euro, di cui il 40% destinato alle Regioni del Mezzogiorno. Dagli avvisi pubblici recentemente pubblicati, 150 milioni di euro (di cui 60 milioni di euro nel Mezzogiorno) sono destinati al miglioramento della resilienza della rete elettrica di trasmissione¹⁶⁴, mentre 350 milioni di euro (di cui almeno 140 riservati al Mezzogiorno) alle reti di distribuzione¹⁶⁵.

Sulla base delle manifestazioni d'interesse acquisite, a fine 2022 sono stati approvati 22 progetti per interventi di adeguamento e potenziamento delle reti di distribuzione elettrica, che consentiranno di accogliere ulteriori 9,8 GW

¹⁶² MiTE, PNRR. *Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali per incrementare la capacità di rete – Rafforzamento Smart Grid*, luglio 2022.

¹⁶³ Governo italiano, *Piano nazionale di ripresa e resilienza*, 2021.

¹⁶⁴ MiTE, PNRR. *Avviso pubblico per acquisire manifestazioni di interesse per migliorare la resilienza della rete elettrica di trasmissione*, luglio 2022.

¹⁶⁵ *Ibidem.*

di rinnovabili (a fronte di un obiettivo di almeno 5 GW)¹⁶⁶. Allo stesso modo, il MASE ha approvato un totale di 31 progetti, 22 su reti di distribuzione e 9 su reti di trasmissione, volti ad aumentare la resilienza del sistema elettrico¹⁶⁷.

Nell'ottica in cui sono stati concepiti, e descritti nei documenti di dettaglio alla base del PNRR, questi fondi dovrebbero avere il duplice vantaggio di accelerare gli interventi di digitalizzazione e miglioramento della resilienza delle reti elettriche, e contenere gli incrementi tariffari. Nel caso in cui questi interventi fossero sostenuti interamente dalle imprese, invece che realizzati con le risorse del PNRR, entrerebbero nella *Regulatory Asset Base* (RAB) degli operatori regolati e sarebbero remunerati in tariffa, risultando quindi in maggiori costi per gli utenti.

Incentivi al biometano. Il primo strumento introdotto in Italia per supportare lo sviluppo del biometano è rappresentato dal meccanismo di incentivazione del biometano immesso nella rete di trasporto del gas naturale e destinato ai trasporti (e dei biocarburanti avanzati diversi dal biometano) previsto nel decreto interministeriale del 2 marzo 2018¹⁶⁸.

Sono previsti strumenti diversi, quali ad esempio garanzie di origine, il riconoscimento di Certificati Immissione in Consumo e/o un «incentivo monetario» a seconda delle fattispecie e tipologie di impianti e biocarburanti. Sono poi previsti incentivi per favorire la riconversione di impianti a biogas esistenti.

¹⁶⁶ MASE, PNRR: MASE, 3,6 miliardi per 22 progetti su smart grid. Pichetto: «Creiamo le condizioni per incrementare l'energia rinnovabile di cui l'Italia ha bisogno», dicembre 2022.

¹⁶⁷ MASE, PNRR: MASE approva 500 mln di euro in progetti per rendere reti elettriche più resistenti a calamità naturali, dicembre 2022.

¹⁶⁸ Decreto interministeriale 2 marzo 2018, *Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti*. Le procedure applicative sono state di recente aggiornate tramite un decreto interpretativo del precedente. Si veda ad es. *Biometano, ok UE ai nuovi incentivi. Aggiornate le procedure ex DM 2018*, in «Staffetta Quotidiana», 22 agosto 2022.

Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 15 settembre 2022¹⁶⁹, ha poi introdotto un'evoluzione del meccanismo di incentivazione in attuazione del PNRR, con l'obiettivo di promuovere la riconversione a biometano di impianti a biogas e aumentare la produzione esistente¹⁷⁰. Il nuovo schema coprirà nuova capacità produttiva per un totale di 257.000 Smc/h nel triennio 2022-2024, con gli incentivi assegnati tramite procedure competitive pubbliche. Il meccanismo include una componente di contributo in conto capitale e un incentivo in conto energia (ovvero una tariffa incentivata sulla produzione netta di biometano).

Inoltre, gli incentivi ai produttori di biometano sono affiancati da quote d'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti per i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, così da stimolare tanto la produzione quanto la domanda¹⁷¹.

La RED II prevede la possibilità per gli Stati membri di emettere garanzie d'origine anche per i gas rinnovabili e quindi anche per il biometano. Tuttavia, gli ostacoli alla commercializzazione del biometano immesso in rete legati alla necessità di prova di trasferimento fisico hanno avuto qualche impatto nel limitare lo sviluppo di un mercato europeo. Inoltre, nelle more della definizione di standard europei per le garanzie di origine relative ai gas rinnovabili e per il loro mutuo riconoscimento tra Stati membri, ciascuno Stato membro ha istituito meccanismi incentivanti la produzione e il consumo a livello nazionale, trascurando le potenzialità di sviluppo del mercato del biometano a livello europeo. Senza un meccanismo di certificazione europeo che consenta gli scambi transfrontalieri «nominali» di biometano

¹⁶⁹ Decreto del Ministero della Transizione Ecologica 15 settembre 2022, *Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR.*

¹⁷⁰ Governo italiano, *Piano nazionale di ripresa e resilienza*, 2021, Misura M2C2, investimento 1.4.

¹⁷¹ Per maggiori dettagli si veda ad es. GSE, *Obbligo di immissione in consumo*.

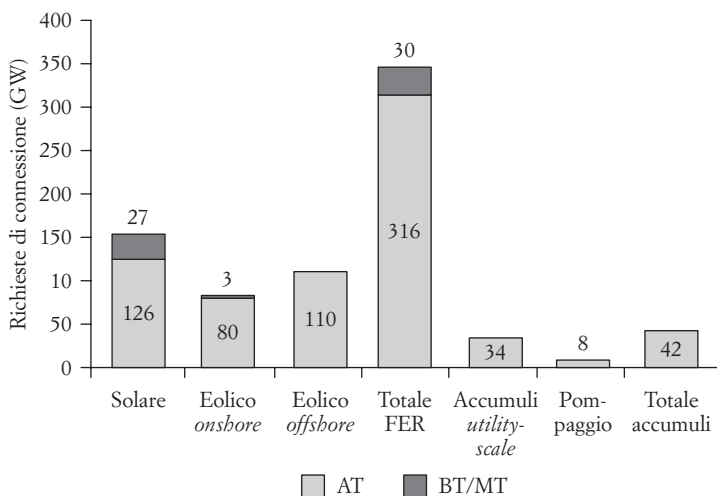


FIG. 1.11. Richieste di connessione per fonte e livello di tensione (GW).

Note: Richieste al 31 dicembre 2022 per le connessioni di rinnovabili in bassa tensione (BT), media tensione (MT) e per gli accumuli. Richieste al 31.03.2023 per le connessioni in alta tensione (AT). Gli accumuli *utility-scale* includono sia impianti *stand-alone* che integrati ad altre fonti di produzione.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Terna, *Piano di sviluppo 2023. Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione*, cit., pp. 26, 66; Terna, *Econnection: la mappa delle connessioni rinnovabili*.

tale mercato non si può infatti realizzare e crea dei mercati locali nazionali separati.

Permitting. Come visto nel par. 2.3, le nuove installazioni dovranno avvenire a una velocità nettamente superiore a quanto fatto in passato, con una traiettoria particolarmente sfidante (si veda ad es. la figura 1.7)¹⁷².

Appare quindi necessario un marcato cambio di passo per l'approvazione e realizzazione di progetti di nuova ca-

¹⁷² A cui si sommano altri 3 GW di capacità FER programmabile (ad es. idroelettrico, geotermico e bioenergie). Si veda MiTE, *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*, 2021.

pacità rinnovabile (o ripotenziamenti di capacità esistente). La fase autorizzativa ha infatti rappresentato un collo di bottiglia.

Si pensi ad esempio ai circa 316 GW di rinnovabili e ai circa 42 GW relativi agli accumuli per cui rispettivamente a fine marzo 2023 e dicembre 2022 erano già state presentate richieste di connessione alla sola rete in alta tensione¹⁷³. Dagli ultimi dati di Terna si può vedere come a questi 316 GW corrispondano oltre 4.600 pratiche¹⁷⁴. A queste si sommano le richieste di allacciamento su rete di distribuzione che, a fine 2022 ammontavano a circa 30,3 GW¹⁷⁵.

Nel corso degli ultimi mesi sono stati approvati in Italia diversi provvedimenti per sveltire gli iter autorizzativi e consentire un più rapido avanzamento dei progetti. Questi provvedimenti e, più in generale, come potrebbe essere accelerato il processo autorizzativo sono trattati in un altro capitolo del volume.

Dagli ultimi dati, nel primo trimestre 2023 risulta che le Regioni abbiano autorizzato circa 1 GW di nuovi impianti (di cui circa 900 MW di fotovoltaico). Ciò rappresenta un aumento significativo, ad esempio confrontato rispetto ai 3,2 GW autorizzati nel corso dell'intero 2022¹⁷⁶. Tuttavia, il dato appare ancora distante da quanto necessario per il raggiungimento dei target al 2030.

¹⁷³ Terna, *Econnexion: la mappa delle connessioni rinnovabili*; Id., *Piano di sviluppo 2023. Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione*, marzo 2023, p. 66.

¹⁷⁴ Terna, *Econnexion*, cit.

¹⁷⁵ Terna, *Piano di sviluppo 2023. Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione*, cit., p. 26.

¹⁷⁶ *Rinnovabili, oltre un GW di autorizzazioni nel primo trimestre*, in «Staffetta Quotidiana», 31 marzo 2023.

Box 1.8.

Messaggi chiave: gli strumenti di «policy» attualmente disponibili in Italia

- Al fine di favorire e guidare il percorso di decarbonizzazione del sistema elettrico e del gas, la *policy* nel settore è ricorsa a diversi strumenti, molti complementari a più obiettivi.

- Il meccanismo di supporto alle rinnovabili più recenti, il c.d. FER 1, è stato pensato per supportare 8 GW di nuova capacità, tuttavia la partecipazione alle aste si è rivelata al di sotto delle aspettative, con i contingenti ancora non esauriti, e con ribassi di prezzo limitati.

- Il costo annuo dei meccanismi di supporto alle FER è significativamente aumentato a partire dal 2011, inoltre si può notare come gli schemi più recenti hanno un peso minore sui costi (ad es. gli impianti selezionati tramite FER 1 hanno effettuato restituzioni al GSE nel 2022).

- La produzione elettrica da FER ha evitato circa 55 Mt CO₂eq di gas serra nel 2021, di cui circa il 40% è legato a impianti incentivati nell'ultimo decennio. Il costo per tonnellata di CO₂ evitata, pur calcolato in prima approssimazione, si presenta tuttavia molto elevato se confrontato ai prezzi di mercato della CO₂.

- Le aste del *capacity market* hanno contribuito sia al mantenimento in esercizio che allo sviluppo di nuova capacità termoelettrica necessaria al sistema, ma anche allo sviluppo di nuova capacità di accumulo.

- Nel PNRR sono stati inclusi diversi investimenti e interventi di riforma finalizzati allo sviluppo della quota di energie rinnovabili e gli investimenti per potenziare le infrastrutture della rete elettrica.

- Per favorire lo sviluppo del biometano, che ha buone potenzialità per la decarbonizzazione sia dei trasporti sia del settore energetico, sono stati approvati due schemi di supporto, il primo nel 2018, il secondo nel 2022 nell'ambito del PNRR.

- Il *permitting* rappresenta un collo di bottiglia per lo sviluppo delle rinnovabili, che dovranno crescere a una velocità senza precedenti per raggiungere gli obiettivi previsti al 2030.

Fonte: Elaborazione Oxera.

4.2. Altri fattori abilitanti per la transizione

A nostro parere gli strumenti attualmente previsti non coprono tutte le aree funzionali ad agevolare la transizione. In particolare, abbiamo individuato alcuni altri fattori abilitanti della transizione, ovvero:

- il contributo del «mercato» alla crescita delle FER, attraverso i PPA;
- la definizione di nuovi meccanismi di supporto alle rinnovabili;
- lo sviluppo della capacità di accumulo necessaria;
- la pianificazione integrata dello sviluppo delle reti energetiche.

In linea con quanto fatto in precedenza per gli strumenti di *policy* esistenti vengono approfonditi gli sviluppi attesi, evidenziando le principali sfide e aree di incertezza rispetto a questi fattori.

Il contributo del «mercato» alla crescita delle FER: l'esempio dei PPA. Oltre allo sviluppo «a mercato», con completa esposizione ai prezzi (zonali) che si formano nel mercato *wholesale* dell'energia, è disponibile l'opzione di sviluppo tramite PPA¹⁷⁷.

In Italia il mercato dei PPA è meno sviluppato che in altri paesi, quali ad esempio la Spagna, la Germania o l'Inghilterra, come si può vedere dalla figura 1.12.

Tra i principali fattori che sembrano aver contribuito a rallentare o limitare lo sviluppo dei PPA in Italia rientrano, come precedentemente visto, il tema del *permitting*¹⁷⁸ e, più di recente anche i problemi nelle catene degli approvvigionamenti per la realizzazione di investimenti in rinnovabili (sia

¹⁷⁷ In questo caso viene stipulato un contratto di lungo termine, con durata stabilita dalle parti, attraverso il quale la produzione di un impianto rinnovabile viene venduta tipicamente a un grande consumatore a un certo prezzo. In questo modo l'accordo fornisce sia certezza e stabilità sui futuri flussi di cassa dell'impianto, sia stabilità nel prezzo di fornitura per il consumatore, oltre alla certezza di fornitura tramite fonte rinnovabile.

¹⁷⁸ Si veda ad es. LevelTen Energy, *Q2 2022 PPA Price Index executive summary*. Europe, 2022.

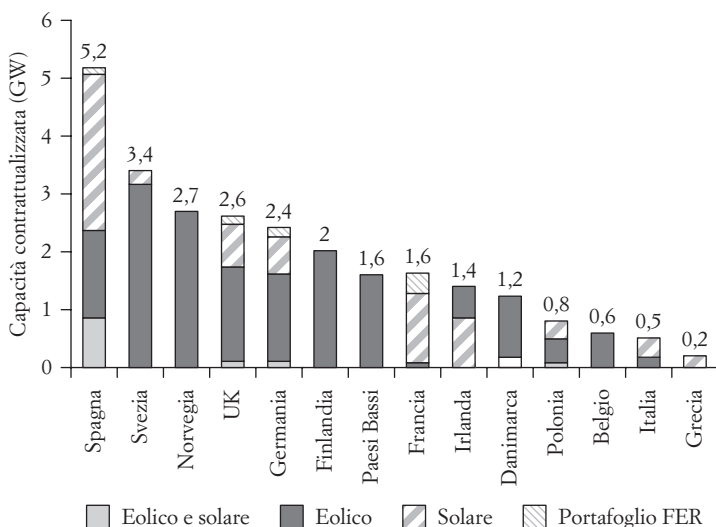


FIG. 1.12. Sviluppo dei PPA nei principali paesi europei.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati RE-Source, *RE-Source Platform. Welcome to the renewable energy buyers toolkit*.

in termini di disponibilità dei materiali che di tempistiche). Inoltre, alcune indagini recenti mostrano come, anche a fronte di un interesse crescente verso l'accesso al mercato delle rinnovabili, la conoscenza degli strumenti disponibili sia limitata (ad es. il 45% del campione di uno studio del Coordinamento consorzi di Confindustria non conosce lo strumento dei PPA)¹⁷⁹.

Infine la volatilità dei prezzi secondo alcuni sta spingendo la contrattualizzazione su durate più brevi oltre che verso clausole contrattuali più flessibili¹⁸⁰. La riduzione dell'orizzonte temporale, ad esempio su circa tre anni, implica

¹⁷⁹ Coordinamento Consorzi Energia, *Indagine mercato elettrico e ruolo prosumer*, febbraio 2023, in *Il ruolo dei consorzi industriali contro la crisi dei prezzi*, in «Staffetta Quotidiana», 2023.

¹⁸⁰ Si veda ad es. *Rinnovabili, mercato scosso da volatilità e supply crunch*, in «Staffetta Quotidiana», 29 aprile 2022.

anche che i contratti possano essere maggiormente legati a impianti esistenti, piuttosto che alla costruzione di nuovi.

Sebbene il punto principale sembri essere rappresentato dalla durata del processo autorizzativo, altri elementi di rischio evidenziati in commenti più recenti includono il rischio regolatorio, legato alla possibilità che il governo possa intervenire con provvedimenti per mitigare gli impatti degli attuali aumenti di prezzo (ad es. come fatto con la tassa sui c.d. extra-profitti o limitando i ricavi degli impianti rinnovabili beneficiari delle *feed-in tariff* del Conto Energia)¹⁸¹. Infine, soprattutto con un'ottica al futuro, altri temi di attenzione includono la possibilità di congestioni e cannibalizzazione delle FER in alcune zone di mercato, in particolare in Sicilia.

Alcune delle condizioni che dovrebbero contribuire a un ambiente positivo per lo sviluppo dei PPA sono state identificate dalla Commissione europea, in uno dei documenti a supporto del piano *REPowerEU*. Tra queste rientrano¹⁸²:

- annunciare lo sviluppo atteso dei volumi FER attraverso PPA, come ad esempio fatto in Irlanda;
- considerare aste competitive con possibilità per gli operatori rinnovabili di interrompere per alcuni periodi la partecipazione al meccanismo di supporto e vendere la loro elettricità attraverso PPA, come ad esempio fatto in Polonia nel 2021;
- consentire il rilascio di garanzie di origine nei regimi di sostegno pubblico, in modo che le entrate derivanti dalle garanzie di origine riducano la necessità di finanziamenti pubblici.

Più di recente, nella sua proposta di riforma del *market design* elettrico, la Commissione ha posto un'enfasi particolare sui PPA, prevedendo misure che possano favorire

¹⁸¹ Si veda ad es. LevelTen Energy, *Q2 2022 PPA Price Index executive summary – Europe*, 2022.

¹⁸² Commissione europea, *SWD(2022) 149 final. Commission recommendation on speeding up permit-granting procedures for renewable energy projects and facilitating Power Purchase Agreements*, maggio 2022.

la crescita di questo mercato. In particolare, gli strumenti proposti dalla Commissione sono¹⁸³:

- la possibilità per gli Stati membri di fornire garanzie alle controparti dei PPA;
- la possibilità per i produttori rinnovabili di beneficiare di meccanismi di supporto solo per parte della propria capacità, con la restante che può essere contrattualizzata con uno o più PPA.

Sembra riscontrarsi un interesse maggiore nel mercato dei PPA, soprattutto alla luce degli alti e volatili prezzi sui mercati all'ingrosso degli ultimi 18 mesi¹⁸⁴. Ad esempio nel solo mese di marzo 2023, in Europa sono stati firmati 23 PPA, per oltre 2,5 GW di nuova capacità¹⁸⁵. Anche in Italia ci sono segnali di uno sviluppo di questo strumento.

Nuovi meccanismi di supporto alle rinnovabili. Alcune delle criticità riscontrate nell'attuale FER 1 potrebbero essere mitigate da sviluppi attesi a breve. Con il recepimento della direttiva RED II sono state infatti specificate le principali caratteristiche e gli elementi di disegno dei futuri strumenti incentivanti, con il MiTE (come visto, ora MASE) chiamato a definire le specifiche modalità implementative attraverso decreti attuativi che avrebbero dovuto essere emanati entro fine giugno 2022. Al momento, non si riscontrano ancora misure in materia, ma il MASE ha di recente ribadito l'intenzione di affiancare al FER 2 (in attesa di finalizzazione) un nuovo decreto FER per continuare l'incentivazione delle tecnologie più mature, in particolare eolico e solare¹⁸⁶.

Inoltre, sono state previste norme di raccordo per la transizione dai vecchi meccanismi di supporto ai nuovi. Maggiori dettagli su misure specifiche e alcuni «correttivi»

¹⁸³ Commissione europea, *Commission Staff Working Document. Reform of Electricity Market Design*, SWD(2023) 58 final, marzo 2023.

¹⁸⁴ Sebbene ora i prezzi siano significativamente inferiori rispetto ai picchi, ad es. di agosto 2022, pur restando superiori rispetto alle medie storiche.

¹⁸⁵ Pexapark, *PPA Times. Monthly PPA News Digest*, aprile 2023.

¹⁸⁶ MASE, *Atto di Indirizzo sulle priorità politiche per l'anno 2023 e per il triennio 2023-2025*, febbraio 2023.

previsti dal recepimento della RED II, che dovranno essere implementati con appositi decreti attuativi dal MASE, e i potenziali benefici che dovrebbero apportare allo sviluppo delle FER sono sintetizzati nel box 1.9.

Box 1.9

Principali «correttivi» nei meccanismi di supporto alle rinnovabili che dovrebbero essere implementati dal MASE e potenziali benefici attesi

Tra i principi definiti per i nuovi meccanismi di supporto alle rinnovabili in sede di recepimento della RED II sono previsti i seguenti aspetti. Per ciascuna delle modifiche attese si evidenziano anche i potenziali benefici:

- le procedure di asta al ribasso, anche riferite a più tecnologie o tipologie d'intervento, potranno essere differenziate anche per zona geografica. Questo aspetto potrebbe contribuire a una «migliore» collocazione degli impianti, in linea con lo sviluppo dei consumi e della rete;
- i contingenti d'asta, gli incentivi e i livelli massimi di potenza incentivabile saranno stabiliti su base quinquennale. Questa circostanza dovrebbe fornire maggiore certezza agli investitori e tempo necessario per pianificare la partecipazione e sviluppare progetti adeguati per prendere parte alle aste;
- le aste avverranno con una determinata frequenza e potranno prevedere meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati (ad es. anche attraverso la fissazione di termini per l'entrata in esercizio). Anche questa integrazione dovrebbe fornire maggiore certezza sulle tempistiche e potrebbe contribuire a ridurre i tempi di entrata in esercizio degli impianti;
- saranno promossi progetti che presentano l'abbinamento di impianti FER e sistemi di accumulo. Questa circostanza da una parte potrebbe rendere più attrattivo l'investimento (ad es. per la possibilità di immettere energia in rete per un maggior numero di ore) e dall'altra apportare un beneficio al sistema contribuendo a ridurre l'intermittenza delle FER;
- sarà introdotto un accesso prioritario agli impianti realizzati su aree idonee. Questa modifica dovrebbe contribuire a ridurre i colli di bottiglia legati ai processi autorizzati, in quanto è previsto un iter notevolmente più breve per queste specifiche aree (che

tuttavia dovranno essere opportunamente individuate dalle Regioni sulla base dei criteri in corso di definizione da parte del MASE)¹⁸⁷;

- saranno introdotti specifici sistemi di «controllo e regolazione delle procedure competitive» e in caso di differenze notevoli tra la potenza realizzata e quella obiettivo, o in presenza di variazioni significative nei costi delle tecnologie, saranno ricalibrati i contingenti di potenza e il livello degli incentivi a base d'asta. Ciò dovrebbe rappresentare uno strumento utile a introdurre correttivi nel corso delle aste, a fronte di eventuali criticità riscontrate, o nel caso di una risposta da parte degli operatori di mercato inferiore alle aspettative.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base del decreto legislativo 199/2021.

Infine, tra gli sviluppi attesi, sembra sia stato notificato alla Commissione europea lo schema del FER 2¹⁸⁸, il meccanismo di incentivazione per le fonti rinnovabili innovative, incluse la geotermia (sia tradizionale con riduzione delle emissioni, che a emissioni nulle), l'eolico *offshore*, le biomasse e il biogas, la cui adozione è stata a lungo attesa (ad es. se ne discuteva dal 2019)¹⁸⁹.

Sviluppo della capacità di accumulo. Batterie e pompaggi hanno caratteristiche diverse: ad esempio i pompaggi possono offrire *performance* migliori in termini di quantità di energia stoccata e per modulazioni su orizzonti temporali tipicamente più lunghi rispetto alle batterie.

Mentre gli attuali flussi di ricavo disponibili per pompaggi e batterie sono gli stessi, ovvero quelli dalla partecipazione ai mercati dell'energia (MGP e mercato *intraday*, MI), del mercato dei servizi (MSD) e del *capacity market*, gli *economics*

¹⁸⁷ Si veda ad es. *DM aree idonee, il MiTE assicura che rispetterà i termini*, in «Staffetta Quotidiana», giugno 2022.

¹⁸⁸ Si veda ad es. *Decreto Fer 2 «notificato all'UE, si lavora al Fer 3»*, in «Quotidiano Energia», 22 marzo 2023.

¹⁸⁹ Si veda ad es. *Seminario Elettricità Futura «DM FER 1. Istruzioni per l'uso. Il decreto incentivi 4 luglio 2019*, in «Elettricità Futura», settembre 2019.

appaiono diversi. Per le batterie si è assistito di recente a una riduzione dei costi¹⁹⁰, con segnali incoraggianti anche in Italia (ad es. la già citata elevata partecipazione all'asta per il servizio di *Fast Reserve*, e per l'assegnazione di contratti nel *capacity market*).

Una delle principali barriere allo sviluppo dei pompaggi è invece legata al fatto che sono investimenti *capital intensive*, con tempi di ritorno molto lunghi. I segnali di prezzo del mercato *spot* potrebbero quindi non essere sufficienti per lo sviluppo adeguato di questa tecnologia, anche per la riduzione dello *spread* tra le ore di picco e fuori picco. Dal momento che i pompaggi presentano delle forti esternalità positive, in termini di sicurezza e adeguatezza del sistema, diventa cruciale un disegno regolatorio che da una parte garantisca un rendimento adeguato all'operatore che gestisce l'impianto e dall'altra ne assicuri la disponibilità per il sistema a costi contenuti.

Proprio in ragione di queste considerazioni, e per accelerare sulla capacità prevista come necessaria ai prossimi anni, a novembre 2021 è stata disposta l'istituzione di un nuovo meccanismo per il supporto di nuova capacità di stoccaggio. Due aspetti interessanti del meccanismo sono i seguenti¹⁹¹:

- è prevista una separazione tra gli operatori che costruiscono e possiedono la capacità di stoccaggio e quelli che la gestiscono (ovvero formulano offerte sul mercato). Ai primi sarà infatti riconosciuta una remunerazione annua (per un certo numero di anni), a fronte della messa a disposizione della capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi;

- qualora le aste non coprissero l'intero fabbisogno, Terna potrà intervenire direttamente proponendo al Ministero un piano di realizzazione. Anche in questo caso Terna non potrà in ogni caso gestire la capacità realizzata.

A fine giugno 2022, Terna ha trasmesso al MiTE e ad ARERA il piano per lo sviluppo degli accumuli al 2026-2027

¹⁹⁰ Si veda ad es. IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*, luglio 2022, p. 94.

¹⁹¹ Si vedano d.lgs. 210/2021, art. 18 e ARERA, *Delibera 121/2022/R/eel*, marzo 2022.

e al 2030, con un fabbisogno individuato in circa 70-80 GW di capacità per circa 48 GWh, ammontare superiore di circa il 50% rispetto alle previsioni del PNIEC 2019¹⁹².

Successivamente, nel mese di agosto 2022, ARERA ha pubblicato il documento di consultazione che descrive i criteri e le condizioni proposte per il nuovo meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico¹⁹³. La misura è stata pre-notificata in Commissione¹⁹⁴; non sono attualmente note le tempistiche di svolgimento delle aste.

Infine un ulteriore contributo allo sviluppo degli accumuli potrà essere fornito dai nuovi meccanismi d'asta che dovrebbero promuovere lo sviluppo congiunto di FER e accumuli, oltre che da alcuni progetti già presentati a Terna. A fine dicembre 2022 erano infatti pendenti richieste di connessione per circa 42 GW di nuova capacità di accumulo¹⁹⁵.

La pianificazione integrata dello sviluppo delle reti energetiche. Le reti di distribuzione e di trasmissione di energia elettrica e gas saranno chiamate rispettivamente a integrare una quota crescente di impianti rinnovabili (e distribuiti) e a trasportare miscele diverse di gas (anche attraverso il c.d. *blending*).

Il ruolo degli operatori delle infrastrutture si sta trasformando, integrando nuove responsabilità e la necessità di interagire e coordinarsi con un numero crescente di soggetti e *stakeholders*, per assicurare lo sviluppo efficiente e razionale delle reti.

Tra le nuove responsabilità e compiti si pensi ai *Distribution System Operators* (DSO) elettrici che saranno chiamati ad assicurare la gestione efficiente e sicura delle reti di distribuzione, ad es. attraverso l'acquisto di risorse per i servizi

¹⁹² Si veda Terna: *al Mite il piano sugli accumuli*, in «Staffetta Quotidiana», 8 luglio 2022. Si veda inoltre *Rinnovabili, Terna: per ora fare impianti dove ci sono le istanze*, in «Staffetta Quotidiana», 22 giugno 2022.

¹⁹³ ARERA, *Consultazione 393/2022/R/eel*, agosto 2022.

¹⁹⁴ MASE, *Italian Implementation Plan. Annual monitoring report*, gennaio 2023.

¹⁹⁵ Terna, *Piano di sviluppo 2023. Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione*, marzo 2023, p. 66.

ancillari¹⁹⁶. Sono poi previsti maggiori ruoli di pianificazione, ad es. i DSO che servono più di 100.000 POD (*Point of Delivery*) dovranno predisporre dei piani di sviluppo della rete di competenza con cadenza biennale¹⁹⁷. O ancora, il *Transmission System Operators* (TSO) elettrico, Terna, per il quale è previsto un maggiore scambio di informazioni e coordinamento con i distributori, per «assicurare l'uso ottimale delle risorse, il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica»¹⁹⁸.

La pianificazione delle reti dovrà tenere conto delle direttrici di sviluppo delle FER, della produzione distribuita dei gas rinnovabili, delle modalità di diffusione della mobilità sostenibile, dell'impatto dell'elettrificazione dei consumi.

Analogamente, il coordinamento tra TSO e DSO nella pianificazione delle reti del gas diventerà sempre più necessario con l'evoluzione del ruolo dei DSO nel bilanciamento delle reti gas a seguito dell'incremento dei volumi di produzione di gas rinnovabili immessi nelle reti di distribuzione (sviluppo di capacità di contro-flusso, eventuali congestioni locali, ecc.).

Inoltre, sarà necessario un maggiore «coordinamento» tra gli operatori coinvolti lungo l'intera filiera e una maggiore integrazione tra i due settori elettrico e gas, al fine di sfruttare al meglio eventuali sinergie, ad esempio rispetto all'idrogeno e allo stoccaggio del gas che possono fornire flessibilità al sistema elettrico, o lo sviluppo di reti *smart* e una maggiore integrazione delle stesse.

Il ruolo della pianificazione e dello sviluppo coordinato delle diverse infrastrutture, con interazioni con un numero crescente di *stakeholders* a più livelli, acquisiranno quindi una crescente rilevanza.

Da questo punto di vista alcuni primi passi sono stati fatti, ad esempio, con la previsione che vengano elaborati

¹⁹⁶ Si veda ad es. ARERA, *Delibera 352/2021/R/eel*, agosto 2021.

¹⁹⁷ Si vedano ad es. d.lgs. 210/2021, art. 22; ARERA, *Delibera 121/2022/R/eel*, marzo 2022; Id., *Consultazione 173/2023/R/eel*, aprile 2023.

¹⁹⁸ D.lgs. 210/2021, art. 22.

scenari congiunti per i TSO elettrici e del gas, sia a livello europeo¹⁹⁹ che nazionale²⁰⁰, sui quali basare i rispettivi piani di sviluppo e di investimento.

Il nuovo pacchetto per l'idrogeno e il gas²⁰¹, proposto nell'ambito del *Fit for 55* dalla Commissione, ha evidenziato la necessità di colmare le mancanze identificate nell'ambito dell'*Impact Assessment* svolto nell'elaborazione del pacchetto nell'attuale processo di *planning*. La Commissione ritiene necessario migliorare il coordinamento nella pianificazione a livello geografico, tra livello europeo e Stati membri, tra settori, tra settore elettrico e settore del gas (e a tendere dell'idrogeno), e tra livelli infrastrutturali, cioè principalmente tra TSO e DSO.

Alla luce di questa necessità e sulla base dell'esperienza maturata dal coordinamento tra i TSO europei di elettricità e gas, riuniti rispettivamente in ENTSO-E e ENTSO-G, era stata prevista la creazione della c.d. *EU DSO Entity*²⁰². Inizialmente pensata per riunire i DSO europei attivi nella distribuzione elettrica, la nuova entità aveva come obiettivo principale quello di aumentare le efficienze nelle reti di distribuzione europee e migliorare il coordinamento con i TSO e con ENTSO-E.

Analogamente, più di recente è stato proposto che anche i DSO attivi nella distribuzione gas entrino a far parte dell'*EU DSO Entity*²⁰³. Anche in questo caso, questo strumento è volto a facilitare la cooperazione all'interno

¹⁹⁹ ENTSO-E, ENTSO-G (2022), TYNDP 2022 – Scenario Report. Version April 2022.

²⁰⁰ Snam e Terna, *Scenario National Trend Italia*, 2021. Si veda inoltre il più recente Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

²⁰¹ Commissione europea, COM(2021) 804 final, *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sui mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno (rifusione)*.

²⁰² Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), artt. 52-55.

²⁰³ Commissione europea COM(2021) 804 final, *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sui mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno (rifusione)*, 15 dicembre 2021.

della filiera gas, in particolare tra TSO e DSO, soprattutto ai fini della pianificazione.

Infine, la Commissione ha proposto l'istituzione di un ente europeo dei TSO dell'idrogeno (ENNOH), con funzioni analoghe a quelle dei già esistenti ENTSO-E ed ENTSOG. In tal modo si faciliterebbe una visione integrata a livello europeo dello sviluppo delle reti per l'idrogeno nonché il coordinamento con ENTSO-E ed ENTSOG²⁰⁴.

Box 1.10

Messaggi chiave: altri fattori abilitanti della transizione

Gli strumenti attualmente previsti non sembrano coprire tutte le aree funzionali ad agevolare la transizione, in particolare abbiamo individuato alcuni fattori abilitanti da rafforzare tra cui:

- un maggior contributo del «mercato» alla crescita delle FER, sia tramite lo sviluppo di progetti *merchant* (favoriti dagli alti prezzi *wholesale* nell'ultimo anno) che tramite PPA;
- nuovi meccanismi di supporto alle rinnovabili, *in primis* il c.d. FER 2 per le tecnologie innovative, a lungo atteso, ma anche un nuovo schema per le tecnologie mature;
- lo sviluppo della capacità di stoccaggio di energia, sia accumulazione elettrica sia stoccaggio gas;
 - la pianificazione integrata dello sviluppo delle reti energetiche;
 - un maggiore coordinamento nella definizione delle tempistiche, dei contingenti d'asta e una differenziazione geografica della potenza da assegnare potrebbero contribuire a migliori esiti delle aste;
- lo sviluppo di nuova capacità di accumulo rappresenta un fattore chiave per la transizione. In questa direzione va il nuovo meccanismo di supporto pre-notificato in Commissione dalle autorità italiane;
- in Italia i PPA sono meno sviluppati che in altri paesi; tra i fattori che sembrano averne limitato la crescita rientrano il *permitting* e una scarsa conoscenza dello strumento da parte degli operatori;

²⁰⁴ *Ibidem.*

- sarebbe opportuno realizzare una pianificazione integrata sia tra diversi livelli della filiera che tra settori (ad es. gas/energia) nello sviluppo delle reti energetiche;
- sebbene siano stati fatti passi avanti, il coordinamento nella realizzazione delle reti gas ed elettricità, DSO e TSO, dovrebbe aumentare, anche alla luce dei nuovi compiti e responsabilità a cui gli operatori di rete saranno chiamati per facilitare la transizione energetica.

Fonte: Elaborazione Oxera.

4.3. *Alcune considerazioni conclusive*

Sul fronte del settore dell'energia elettrica, si è passati da un sistema fortemente centralizzato, con un numero (relativamente) limitato di impianti termoelettrici, in grado di modulare le immissioni rispetto alla domanda, a un sistema fortemente decentralizzato e distribuito, basato in misura sempre crescente su una molteplicità di impianti di minori dimensioni e non programmabili.

Ciò ha determinato significativi cambiamenti, anche nelle modalità e negli strumenti richiesti per assicurare l'adeguatezza e sicurezza del sistema, oltre a richiedere un ruolo più attivo degli operatori di rete – del TSO *in primis*, ma in maniera crescente anche dei DSO.

Inoltre, il processo di transizione richiederà investimenti ingenti nelle reti, ad esempio secondo gli ultimi piani decennali di sviluppo disponibili, per il prossimo decennio, Terna e Snam prevedono investimenti per rispettivamente 21 miliardi di euro (+17% rispetto al piano precedente)²⁰⁵ nella rete di trasmissione e 12 miliardi di euro nella rete di trasporto gas²⁰⁶. Allo stesso modo, i principali operatori prevedono significativi investimenti nelle reti di distribuzione,

²⁰⁵ Terna, Terna: *presentato il Piano di sviluppo 2023 della rete elettrica nazionale*, comunicati stampa, marzo 2023.

²⁰⁶ Snam Rete Gas, *Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031*, 2022, p. 70.

circa 9,4 miliardi di euro tra il 2023 e il 2025 per la sola e-distribuzione²⁰⁷. Il finanziamento di questi investimenti avverrà principalmente dalle tariffe, quindi la regolazione svolgerà un ruolo cruciale, con possibili contributi pubblici, sia a livello nazionale che euro-unitario, quali ad esempio i fondi del PNRR.

Sul fronte della generazione, la penetrazione delle rinnovabili dovrà ulteriormente aumentare per raggiungere gli obiettivi previsti per il 2030. Ciò richiede misure *ad hoc* per accelerare questo sviluppo, tra cui in particolare:

- meccanismi di supporto alle rinnovabili – rispetto ai quali sarà importante assicurare una rapida adozione sia del d.m. FER 2, a lungo atteso, sia del nuovo meccanismo di supporto delle fonti «mature» per fornire visibilità agli investitori e dare continuità rispetto al FER 1 (che, pur alla luce delle criticità riscontrate, sta contribuendo allo sviluppo di circa 6,1 GW di rinnovabili)²⁰⁸;

- razionalizzazione del *permitting*, per ridurre le tempistiche necessarie per gli iter autorizzativi e permettere un più rapido sviluppo dei progetti. Su possibili correttivi e spunti di *policy* si veda il capitolo quinto. Come visto, il numero di richieste di connessione di nuove FER è nettamente superiore alla nuova capacità necessaria per raggiungere i *target* al 2030. Sarà quindi importante che una quota sufficiente di queste richieste si «traduca» effettivamente in nuova capacità installata;

- sviluppo del mercato dei PPA, che dovrebbe affiancarsi alle FER incentivate, ma anche ai progetti *merchant* (il cui sviluppo potrebbe essere stato in qualche modo incentivato dagli alti prezzi sui mercati *wholesale*). Anche i PPA sembrano aver ricevuto maggiore attenzione alla luce del mutato contesto e della stabilità di prezzo che possono assicurare. Inoltre, di recente la Commissione ha proposto ulteriori misure per facilitarne l'adozione, tra cui la possibilità di garanzie statali.

²⁰⁷ Enel, *Capital Markets Day*, 22 novembre 2022, p. 78.

²⁰⁸ Sulla base delle assegnazioni al 1 giugno 2023. Il contingente totale di potenza incentivabile è pari a 8 GW. Il 31 maggio è stato avviato il dodicesimo bando. Si veda il par. 4.2.

Allo stesso modo, sarà necessario un parallelo e coordinato sviluppo della rete, sia di trasmissione che di distribuzione, per assicurare tanto l'integrazione delle rinnovabili nella rete quanto il trasporto in modo efficiente dalle zone a maggior ventosità/irraggiamento ai centri di consumo.

Infine, sarà necessario assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico, con particolare riferimento agli accumuli. A questo fine, andranno realizzati possibili meccanismi di supporto, già approvati in altri Stati membri²⁰⁹, e in corso di definizione in Italia (lo schema risulta pre-notificato alla Commissione europea).

Come visto, le barriere allo sviluppo di batterie e pompaggi idroelettrici sono diverse. Tuttavia, la partecipazione ai mercati (inclusi quelli dei servizi ancillari) e appropriati *framework* regolatori che ne valorizzino il contributo dovrebbero contribuire a un più celere sviluppo. Il meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio in corso di definizione risponde a questo obiettivo, resta da vedere l'effettivo *design* e implementazione di questo strumento.

Sul fronte del gas, si prospettano cambiamenti legati a due *driver* principali: lo sviluppo di gas rinnovabili, e quindi la coesistenza di vettori diversi all'interno delle reti gas, e la rinnovata attenzione ai temi della sicurezza energetica, alla luce della crisi ucraina.

Rispetto allo sviluppo dei gas verdi, si registra un crescente interesse per il biometano, e sul più lungo termine, gli scenari mostrano una crescita anche dell'idrogeno. Lo sviluppo del biometano, e dei gas verdi più in generale, presenta una duplice sfida:

- lo sviluppo del mercato, sia lato produzione sia consumo, su cui si è intervenuti sia con due meccanismi

²⁰⁹ Ad es. in Grecia e Romania. Si veda Commissione europea, *State Aid SA.64736 – RRF – Greece – Financial support in favour of electricity storage facilities*, settembre 2022; Id., *State Aid SA.57473 (2021/N) – Greece RRF – Pumped Hydro plant – Amfilochia*, dicembre 2021; Id., *State Aid SA.102761 (2022/N) – Romania – RRF – State aid scheme aimed at developing electricity storage in Romania*, marzo 2023.

di incentivazione del biometano immesso in rete (il primo del 2018, un secondo del 2022, in attuazione di una delle misure del PNRR), sia con obblighi di immissione in consumo di biocarburanti per i soggetti che immettono benzina e gasolio;

- l'adeguamento delle reti, in particolare per la natura decentralizzata di queste produzioni, che saranno immesse in rete da una molteplicità di punti di entrata sulla rete gas, e per la necessità di gestire, in sicurezza e nel rispetto di adeguati standard qualitativi, la presenza di vettori diversi all'interno delle reti gas.

Quanto alla sicurezza energetica, alla luce della crisi ucraina e della riduzione delle forniture di gas russo, la diversificazione delle forniture di gas è tornata al centro dell'attenzione. Con una serie di implicazioni su orizzonti temporali diversi:

- nel breve termine ha portato a modifiche nelle fonti di importazione, con una crescita significativa del contributo del GNL, che insieme alla riduzione dei consumi, ha contribuito a coprire il *gap* dalla Russia;

- nel breve termine ha portato all'avvio (o a discussioni circa lo sviluppo) di nuovi progetti infrastrutturali nel settore gas, in particolare sia nuovi terminali di importazione di GNL che nuovi gasdotti;

- per via delle tempistiche di entrata in esercizio di questi progetti si creano nel medio-lungo periodo, considerate le previsioni di riduzione della domanda di gas, potenziali rischi di *stranded asset*, rischi che sono gestibili ma vanno attentamente considerati;

- nel breve-medio termine ha portato a un maggiore interesse verso i gas verdi, biometano e idrogeno *in primis*, per i quali il piano *REPowerEU* propone obiettivi di sviluppo ambiziosi²¹⁰.

Sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del (o dei) gas sarà essenziale un migliore coordinamento tra i diversi operatori, in ottica di *system integration*, per sfruttare

²¹⁰ Commissione europea COM(2022) 230 final, *REPowerEU Plan*, maggio 2022.

le possibili sinergie ma anche per evitare che ritardi rispetto ai *target* in alcune parti della filiera si trasformino in un collo di bottiglia con implicazioni più ampie.

PARTE SECONDA. GLI SCENARI NELLA MOBILITÀ SU STRADA IN ITALIA

5. *Scenari e plausibilità degli obiettivi nelle infrastrutture per la mobilità sostenibile*

5.1. *L'attuale contesto di riferimento*

Questo paragrafo fornisce una panoramica della situazione attuale, sia per quanto riguarda il livello di emissioni legato alla mobilità individuale privata che allo stato del parco auto circolante e delle infrastrutture di ricarica attualmente presenti sul territorio italiano. Si presentano inoltre recenti trend e comparazioni internazionali, al fine di informare una valutazione dello *status quo* il più possibile esaustiva.

5.1.1. *Emissioni*

In Italia, nel 2019, ultimo anno ritenuto rappresentativo in quanto antecedente allo scoppio della pandemia da Covid-19, il settore dei trasporti ha rappresentato il 25,2% delle emissioni totali di gas serra e il 30,7% delle emissioni totali di CO₂. Di queste emissioni, il 92,6% è attribuibile al trasporto su strada. Inoltre, sebbene le emissioni in Italia siano diminuite del 19% dai livelli registrati nel 1990, il settore dei trasporti rappresenta uno dei pochi settori a registrare un aumento delle emissioni (+3,2% rispetto al 1990)²¹¹.

Più in particolare, dal 1990 al 2019 le emissioni di gas serra dal trasporto su strada sono aumentate del 3,9%,

²¹¹ MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti – Evidenze scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 6.

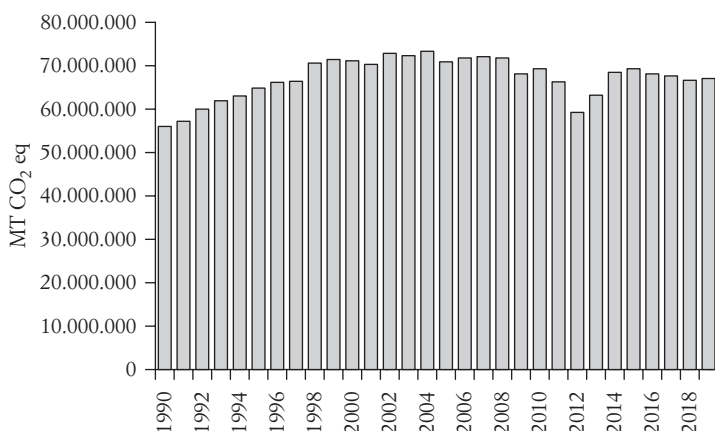


FIG. 1.13. Emissioni di gas serra associate alla mobilità privata su strada tramite autovettura.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ISPRA.

rappresentando nel 2019 il 23,4% delle emissioni nazionali totali di CO₂ equivalente, con un andamento crescente fino al 2007 (+27,8%) e uno decrescente dal 2007 in poi (-18,7%)²¹², mentre le emissioni legate alle autovetture private hanno registrato un aumento del 20% rispetto ai livelli del 1990²¹³. Tale aumento, avvenuto nonostante gli avanzamenti tecnologici e di efficienza, è da associare alla accresciuta domanda di mobilità di merci e persone che ha fatto registrare una crescita del numero di veicoli circolanti pari a oltre il 44% sullo stesso periodo²¹⁴. La figura 1.13 sottostante mostra la serie storica delle emissioni di gas serra associate alla mobilità privata su strada tramite autovettura.

²¹² ISPRA (2021), *Le emissioni dal trasporto stradale in Italia*, aprile, p. 8.

²¹³ *Ibidem*.

²¹⁴ Dati ANFIA, *Studi e statistiche, Parco circolante* (pagina web).

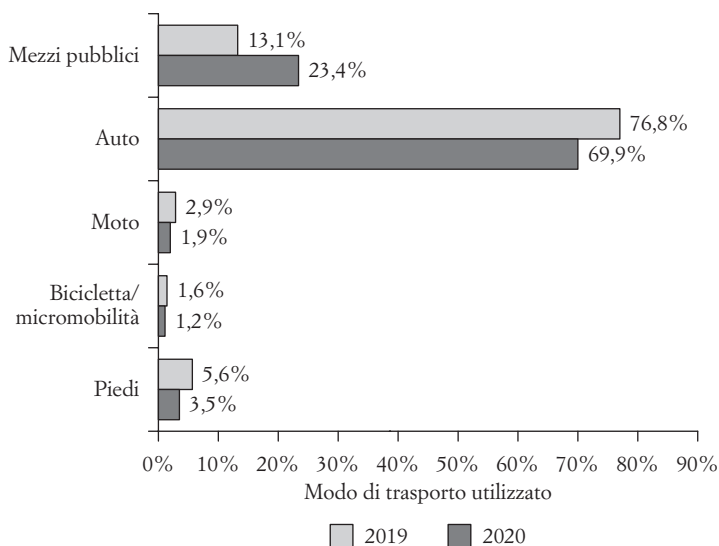


FIG. 1.14. Distribuzione dei passeggeri*km per modo di trasporto utilizzato.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ISFORT.

5.1.2. La centralità dell'automobile

Le più recenti rilevazioni ISFORT confermano l'assoluta centralità dell'automobile per gli italiani. L'analisi dei dati sui mezzi di trasporto utilizzati indica come, nonostante una lieve diminuzione nel 2020, l'automobile mantiene il dominio nelle scelte dei mezzi di trasporto da parte dei cittadini con una percentuale pari a quasi il 60% del totale degli spostamenti²¹⁵.

La preferenza verso lo spostamento privato in automobile appare ancora più evidente se si considera la distribuzione modale per passeggeri*km, riportata nella figura 1.14.

Secondo alcuni dati riportati da ASSTRA, l'incidenza degli spostamenti in auto in Italia risulta comunque in linea

²¹⁵ ISFORT, 19° Rapporto sulla mobilità degli italiani, Rapporto finale, 12 dicembre 2022, p. 30.

o leggermente minore quella osservata in altri comparabili paesi UE²¹⁶.

5.1.3. Parco autovetture circolante

L'assoluta preferenza degli italiani nei confronti dell'utilizzo del mezzo privato, in particolare dell'automobile si riflette nel primato del maggior tasso di motorizzazione, misurato come numero di auto per cento abitanti, tra i principali paesi dell'Unione europea. Nel 2019, ultimo anno per cui tale rilevazione risulta disponibile, in Italia si contavano 66,3 auto per cento abitanti, contro una media UE pari a 54,6.

Quanto al parco autovetture circolante italiano, nel 2021 questo era composto da oltre 52 milioni di veicoli di cui oltre 39 milioni erano autovetture. Dei 39 milioni di autovetture, poco meno di 18 milioni sono alimentate a benzina e poco più di 17 milioni a diesel. Seguono 2,7 milioni di autovetture a GPL, 1 milione di vetture ibride, quasi 1 milione a metano, e appena 118.000 vetture elettriche.

L'analisi della distribuzione del parco auto circolante per tipologia di alimentazione mostra come questo sia formato per circa il 97,1% da motori a combustione interna, cosiddetti *Internal Combustion Engines* (ICEs)²¹⁷. Tale percentuale diventa 99,7% se si considera che i veicoli ibridi ricaricabili (PHEV – *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) rappresentano appena lo 0,3% del parco circolante.

Due ulteriori dimensioni da considerare nel valutare la capacità inquinante del parco auto circolante italiano sono l'età media delle auto, che nel 2020 ha toccato un livello pari a 12 anni, in crescita dello 0,4% rispetto al 2019, e la classificazione secondo gli standard europei sulle emissioni

²¹⁶ ASSTRA, *La performance delle imprese di trasporto pubblico locale* 2022, 2022, p. 21.

²¹⁷ Gli *Internal Combustion Engines* sono alimentati a benzina, diesel, GPL o metano.

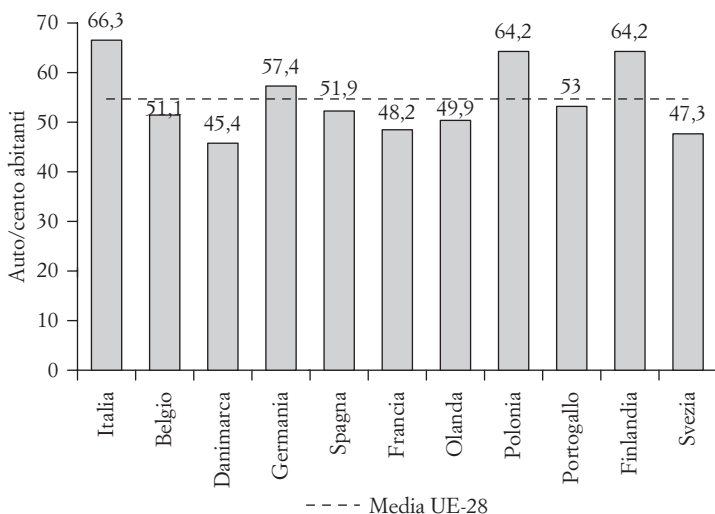


FIG. 1.15. Tasso di motorizzazione nei principali nei principali paesi UE, auto per cento abitanti (2019).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati EUROSTAT.

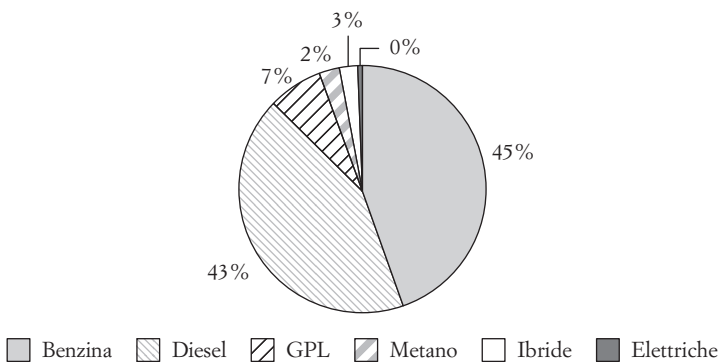


FIG. 1.16. Composizione percentuale del parco auto in Italia (2020).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ACI (2021).

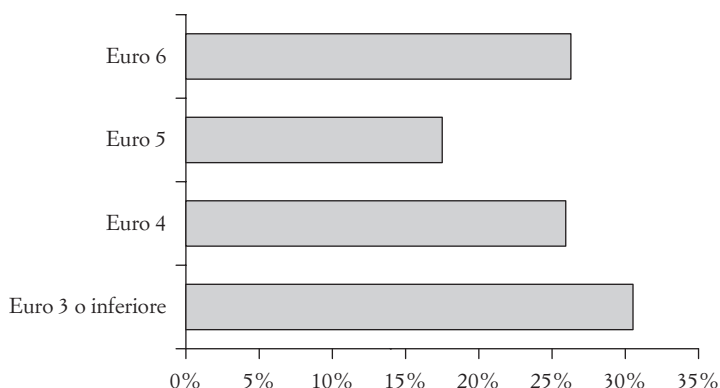


FIG. 1.17. Distribuzione del parco auto circolante secondo gli standard europei sulle emissioni inquinanti in Italia (2020).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ACI (2020).

inquinanti. La distribuzione del parco auto circolante secondo quest'ultima dimensione è mostrata nella figura 1.17.

Sebbene l'età media dei veicoli in Italia sia appena al di sopra di quella europea (11,8 anni), la fotografia è quella di un parco auto composto ancora da oltre 12 milioni di veicoli (pari al 30,5% del totale) che non oltrepassano lo standard europeo euro 3 riferito a veicoli immatricolati prima del 1999.

Quanto alle principali alternative ad un motore a combustione interna convenzionale, vi sono veicoli ibridi con motore termico e motore elettrico la cui batteria si carica solo in decelerazione e frenata (HEV, *Hybrid Electric Vehicle*), i veicoli ibridi ricaricabili (PHEV, *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*), i veicoli elettrici a batteria (BEV, *Battery Electric Vehicle*). Per una disamina approfondita delle diverse tecnologie, si rimanda al paragrafo 7. I veicoli ibridi (PHEV e HEV) ed elettrici a batteria rappresentano attualmente il 2,9% della del parco auto in circolazione.

Sebbene incoraggiante fino al 2021, il trend delle nuove immatricolazioni di veicoli ibridi ed elettrici sembra aver

TAB. 1.9. Nuove immatricolazioni in Italia nel 2021 e 2022

Tipologia	2021 ('000)	2022 ('000)	Differenza (%)
BEV	67	49	-26,9
PHEV	70	66	-6,1
HEV	423	450	+6,4
Totale auto (inclusi veicoli a combustione)	1.458	1.317	-9,7

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ACEA (2021).

subito una battuta d'arresto nel 2022, come mostrato nella tabella 1.9.

Tra le ragioni sottostante la frenata osservata nel 2022 si riscontrano:

- il calo generale nella vendita di autovetture nuove, specialmente nel primo semestre del 2022;
- il rincaro dei costi dell'energia;
- il fatto che la ricarica elettrica è risultata più costosa di ogni altro rifornimento, a eccezione del metano.

Si ritiene infine utile inserire il dato sulle nuove immatricolazioni in un'ottica comparativa europea. In particolare, dati ACEA offrono una comparazione della quota relativa ai veicoli BEV nelle nuove immatricolazioni per i paesi dell'Unione europea. Tali dati sono mostrati nella figura 1.18.

Secondo il *ranking* sviluppato sulla base dei dati ACEA, nel 2022 l'Italia è risultata in fondo alla classifica dei paesi UE per quota di nuove immatricolazioni riferite a veicoli BEV, con un valore (4%) ben al di sotto di quello complessivo UE pari al 12%.

Incrociando i dati delle immatricolazioni BEV con quelli relativi al reddito pro capite è possibile notare come l'Italia faccia parte di un ben circoscritto *cluster* di paesi UE caratterizzato da basse immatricolazioni e basso reddito. Ciò è mostrato nella figura 1.19.

Dall'analisi rappresentata sopra appare evidente come i paesi più virtuosi in termini di immatricolazioni BEV siano quelli con il maggior reddito pro capite. Si nota inoltre come nel 2021 tra i paesi UE che hanno registrato una

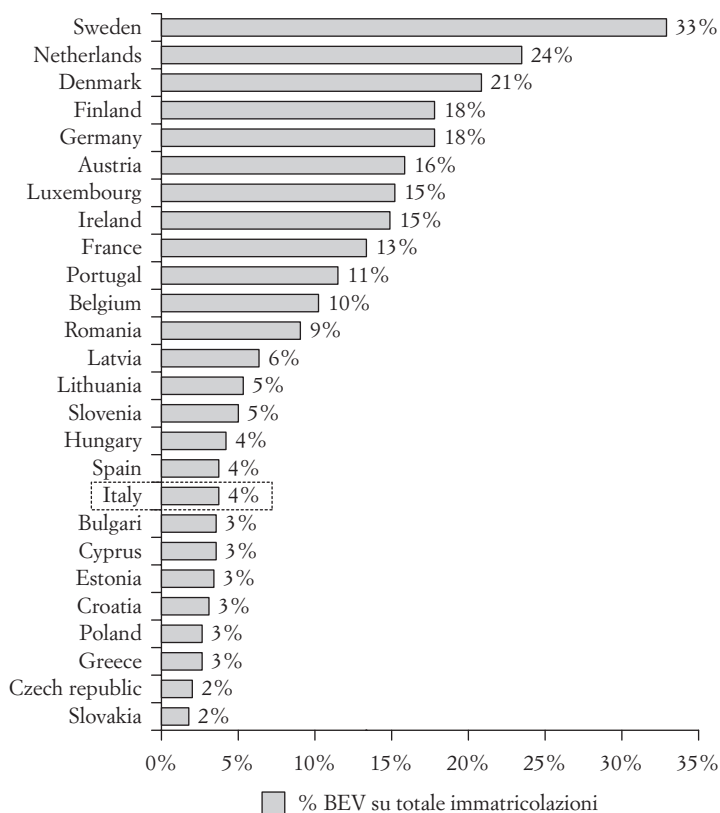


FIG. 1.18. Quota relativa a veicoli BEV nelle nuove immatricolazioni nei paesi dell'Unione europea (2022).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ACEA (2023).

quota di immatricolazioni BEV superiore a quella italiana tutti hanno registrato un reddito pro capite superiore a eccezione di due.

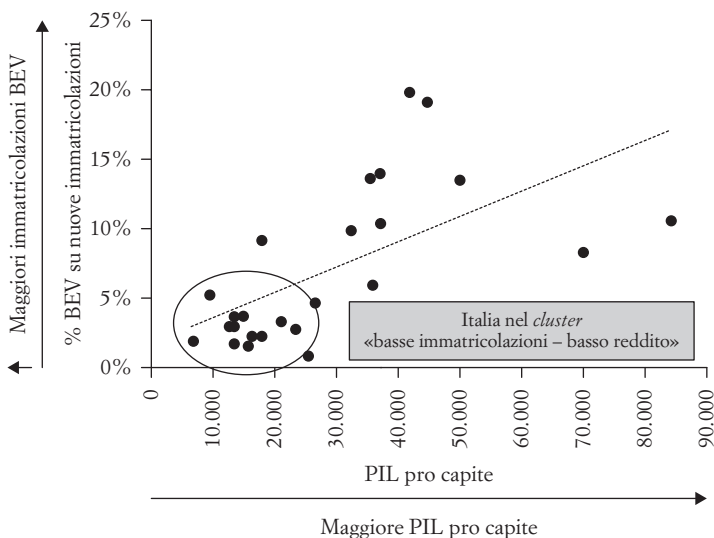


FIG. 1.19. Nuove immatricolazioni a confronto con il reddito pro capite (2021).

Fonte: Analisi Oxera su dati ACEA e Eurostat.

Box 1.11

Messaggi chiave: panoramica della situazione attuale

- Il ruolo centrale dell'automobile e la composizione del parco auto circolante determinano un contributo ancora molto rilevante della mobilità privata alle emissioni di CO₂ in Italia. Di conseguenza, l'abbattimento delle emissioni nel settore assume massima rilevanza per il raggiungimento dei target generali.

- La quota di veicoli ibridi e elettrici sul totale delle immatricolazioni ha segnato un trend crescente negli ultimi anni in Italia, anche se nel 2022 si osserva una battuta di arresto legata alla riduzione delle vendite di auto nuove e, verosimilmente, all'incremento del prezzo dell'energia.

- Per la quota di BEV rispetto al totale delle immatricolazioni l'Italia si posiziona piuttosto in basso nella classifica dei paesi europei nel 2022.

- La correlazione diretta tra il PIL pro-capite dei paesi e il peso delle BEV immatricolate alimenta l'ipotesi che il prezzo elevato delle vetture elettriche sia uno dei principali ostacoli allo sviluppo di massa del mercato.

Fonte: Elaborazione Oxera.

5.2. Infrastrutture al servizio della ricarica dei veicoli elettrici

5.2.1. Infrastrutture di ricarica pubblica

Secondo le più recenti rilevazioni di MOTUS-E²¹⁸, a conferma del trend positivo degli ultimi anni, alla fine del 2022 risultavano installati 36.772 punti di ricarica e 19.334 infrastrutture di ricarica (stazioni o colonnine)²¹⁹ in 14.048 «location»²²⁰ accessibili al pubblico²²¹. Tali numeri riflettono una crescita importante rispetto al 2021, pari a +41% per i punti di ricarica²²². IL CAGR dal 2019 è stato pari a 51%.

Delle 19.334 infrastrutture di ricarica citate in precedenza occorre sottolineare come circa il 19% di queste risultava a dicembre 2022 non utilizzabile, in quanto relativo ad infrastrutture per cui non era stato finalizzato il collegamento alla rete di distribuzione elettrica oppure non erano state ancora garantite le necessarie autorizzazioni. Tale dato, ovvero quello delle infrastrutture inattive, è in peggioramento

²¹⁸ MOTUS-E, *Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia*, dicembre 2022, p. 9.

²¹⁹ L'infrastruttura di ricarica, detta anche stazione o colonnina, indica l'infrastruttura in grado di ospitare uno o più punti singoli di ricarica.

²²⁰ Per *location* si intende un sito dove sono installate una o più infrastrutture di ricarica.

²²¹ Per «accessibile al pubblico» si intende che al punto di ricarica sia garantito un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti, sia questo localizzato su suolo pubblico che privato ma comunque ad uso pubblico (ad esempio supermercati o centri commerciali).

²²² *Ibidem*.

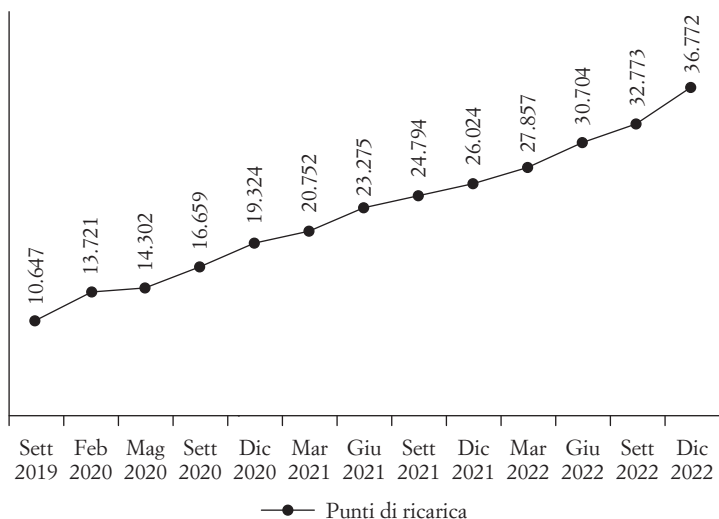


FIG. 1.20. Evoluzione dei punti di ricarica in Italia (settembre 2019-dicembre 2022).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati MOTUS-E.

rispetto al precedente rilevamento di dicembre 2021, quando era pari al 12%²²³.

Nel valutare la rete di ricarica elettrica a disposizione dei veicoli è importante considerarne la distribuzione in base alla potenza. Occorre infatti sottolineare come una rete differenziata per la potenza erogata sia necessaria a garantire il suo utilizzo nelle diverse circostanze. Una descrizione della classificazione dei punti di ricarica è riportata nel box 1.12.

²²³ Ivi, p. 10.

Box 1.12

Classificazione dei punti di ricarica

La classificazione standard dei punti di ricarica in base alla potenza va ricercata nei due principali riferimenti in materia di ricarica dei veicoli elettrici:

- la direttiva europea sulle infrastrutture per combustibili alternativi (direttiva DAFI 2014/94/UE), recepita in Italia con il decreto legislativo del 16 dicembre 2016 n. 257, che impone agli Stati membri l'obiettivo comune di realizzare sempre più infrastrutture di ricarica pubbliche di cui si sta discutendo un aggiornamento;

- il Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica elettriche (PNIRE), previsto dalla legge 134/2012, che definisce le linee guida per lo sviluppo unitario del servizio di ricarica per veicoli elettrici.

Secondo tali riferimenti, i punti di ricarica sono considerati di «potenza standard» quando consentono il trasferimento di elettricità con una potenza uguale o inferiore a 22 kW, mentre sono detti di potenza «elevata» quando la potenza è al di sopra di 22 kW.

Più in particolare, nei punti di ricarica di «potenza standard» rientrano le seguenti tipologie:

- a ricarica «lenta» (*slow*), a cui si riferisce una potenza pari o inferiore a 7,4 kW;

- a ricarica «accelerata» (*quick*), a cui si riferisce una ricarica tra 7,5 e 22 kW.

Tale tipologia di punti di ricarica è da privilegiare in contesti urbani e/o di medio-lunga durata e sono generalmente localizzati al lato delle strade in prossimità delle aree di sosta, nei parcheggi di interscambio o nei punti di interesse²²⁴.

Nei punti di ricarica a «potenza elevata» rientrano invece le seguenti tipologie:

- a ricarica «veloce» (*fast*), a cui si riferisce una potenza superiore a 22 kW e inferiore a 50 kW;

- a ricarica «ultra veloce» (*ultra fast*), a cui si riferisce una potenza uguale o superiore a 50 kW.

Tale tipologia di punti di ricarica è invece da privilegiare laddove è necessario garantire la fornitura del servizio di ricarica nel minor tempo possibile, quindi in tratti autostradali o fuori dal contesto urbano, quindi generalmente localizzati in aree di

²²⁴ Ivi, pp. 6 e 12.

servizio, stazioni ferroviarie e aeroporti, aree di carico/scarico merci e nodi logistici²²⁵.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base della direttiva DAFI e del PNIRE.

Risulta utile osservare l'attuale distribuzione dei punti di ricarica in base alla categorizzazione appena discussa.

Si nota come il 12% del totale dei punti di ricarica sia ancora a ricarica lenta e il 73% con ricarica accelerata e come, secondo i rilevamenti MOTUS-E, in autostrada risultino a oggi installati appena 6,8 punti di ricarica ogni 100 km²²⁶.

In termini di distribuzione territoriale sul suolo italiano, il 58% delle infrastrutture sono localizzate nelle regioni del Nord Italia, il 22% nel Centro e appena il 20% nel Sud e nelle isole. Tra le regioni, quella con il maggior numero di punti di ricarica è la Lombardia, che registra a fine 2022 il 16% del totale dei punti di ricarica, seguita da Piemonte, Veneto, Lazio ed Emilia-Romagna²²⁷. Se da un lato questi dati riflettono uno squilibrio territoriale, dall'altro risulta necessario considerarli in maniera congiunta a quelli sulla diffusione dei veicoli elettrici, maggiore nelle regioni del Nord Italia.

In ultimo, si ritiene utile considerare il dato sulla diffusione dei punti di ricarica in Italia con quello in altri paesi europei. In particolare, la figura 1.21 mostra il numero dei punti di ricarica pubblica per veicolo elettrico *plug-in* circolante (PEV)²²⁸.

La figura mostra come l'Italia disponga di un numero di punti di ricarica per veicolo PEV pari a 0,11 e superiore alla media UE pari a 0,09. Per l'Italia parte del problema sembra

²²⁵ *Ibidem*.

²²⁶ MOTUS-E, *Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia*, dicembre 2022, p. 15.

²²⁷ *Ivi*, p. 13.

²²⁸ Il numero dei veicoli elettrici *plug-in* (PEV) è dato dalla somma dei veicoli elettrici a batteria (BEV) e ibridi ricaricabili (PHEV).

TAB. 1.10. *Distribuzione dei punti di ricarica per potenza erogata*

Tipologia	Potenza erogata	Numero punti di ricarica	Quota percentuale
Ricarica lenta	$P \leq 7 \text{ kW}$	4.384	12%
Ricarica accelerata	$(7 \text{ kW} < P \leq 22 \text{ kW})$	26.741	73%
Ricarica veloce	$(22 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW})$	2.122	6%
Ricarica ultra veloce	$(P > 50 \text{ kW})$	3.223	9%
<i>Indefinita</i>	–	302	–
Totale	–	36.772	–

Fonte: Elaborazione Oxera su dati MOTUS-E.

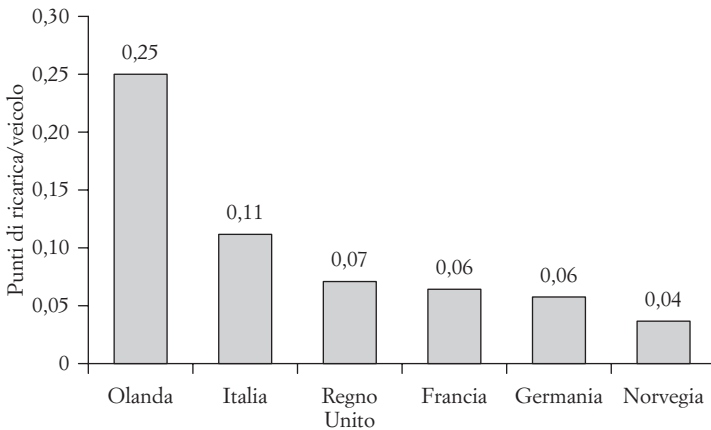


FIG. 1.21. Numero di punti di ricarica pubblica disponibili per veicolo PEV (2021).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati MOTUS-E.

dunque risiedere nella ancora parziale e tardiva penetrazione dei veicoli elettrici rispetto ad altri paesi europei²²⁹.

La fotografia appare tuttavia meno rosea quando il numero di punti di ricarica viene rapportato al numero di abitanti (espresso in milioni). In tal caso, l'Italia si pone al penultimo posto tra i paesi considerati, con un valore

²²⁹ MOTUS-E, *Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia*, dicembre 2021, p. 23.

superiore solo a quello della Norvegia. Occorre altresì sottolineare che la Norvegia ha un sistema di ricarica privata più sviluppato rispetto ai rimanenti paesi²³⁰.

5.3. «Governance», regolazione e concorrenza nelle infrastrutture di ricarica

5.3.1. «Governance» e pianificazione

La direttiva DAFI, oltre alla definizione dei requisiti minimi per costruzione delle infrastrutture e delle specifiche tecniche comuni, prevedeva la realizzazione per gli Stati membri di un quadro strategico nazionale. In particolare, il menzionato d.lgs. 16 dicembre 2016, n. 257 prevede l'aggiornamento triennale del quadro strategico nazionale, da verificarsi anche in caso di significativi sviluppi tecnologici o di mutate condizioni di mercato.

Nel 2014 è stato approvato il Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica elettriche (PNIRE), per la cui attuazione è stata prevista la stipula di specifici accordi di programma. Con il menzionato decreto legislativo di recepimento della direttiva DAFI nel 2016, il PNIRE è confluito nel quadro strategico nazionale previsto dalla stessa direttiva.

Per quanto concerne la *governance* e l'articolazione dei processi autorizzativi e delle competenze, queste vedono il MIT (oggi Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, MIMS) con un ruolo di coordinamento mediante il citato PNIRE, nonché di promotore degli appositi accordi di programma necessari alla realizzazione degli interventi infrastrutturali locali²³¹. Il PNIRE, come originariamente approvato, prevedeva che il MIT potesse partecipare al finanziamento, fino a un massimo del 50% delle spese sostenute per l'acquisto e l'installazione degli impianti, dei

²³⁰ *Ibidem*.

²³¹ Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica*, 9 luglio 2013, p. 27.

progetti presentati dalle Regioni e dagli enti locali relativi allo sviluppo degli interventi nell'ambito degli accordi di programma. La legge di bilancio 2021 ha modificato alcuni aspetti della disciplina, eliminando la previsione di una quota massima del 50% relativa al cofinanziamento del MIT.

Nel 2018 è stato approvato l'Accordo di programma per la realizzazione della rete infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica, finalizzato all'individuazione dei programmi di intervento predisposti da Regioni e Province autonome. L'Accordo di programma individua nella Regione (Provincia autonoma) l'unico interlocutore per il MIT, assegnandovi l'esclusiva responsabilità della gestione con ulteriori soggetti pubblici e/o privati eventualmente da coinvolgere per la realizzazione degli interventi²³².

Per quanto concerne il ruolo dei Comuni, questo è identificato nel decreto-legge n. 76 del 2020 (c.d. decreto semplificazioni). I Comuni disciplinano l'installazione, la realizzazione e la gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, stabilendo la localizzazione e la quantificazione in coerenza con i propri strumenti di pianificazione. Ai Comuni è assegnato il compito di garantire un numero adeguato di stalli in funzione della domanda e degli obiettivi di progressivo rinnovo del parco circolante, prevedendo, ove possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni 1.000 abitanti. Inoltre, il citato decreto-legge consente ai Comuni di affidare, in regime di autorizzazione o concessione, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati²³³.

Per quanto riguarda la realizzazione delle infrastrutture di ricarica sulla rete autostradale la normativa²³⁴ prevede inoltre che l'obbligo di installazione degli impianti di ricarica ricada sul concessionario il quale definisce il piano, che fornisce

²³² Accordo di programma ai sensi del comma 5 dell'art. 17-*septies* della legge 134/2012 e dell'art. 2 del d.p.c.m. del 18 aprile 2016, recante l'approvazione dell'aggiornamento del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica, art. 7.

²³³ Servizio Studi Camera dei Deputati, *La mobilità sostenibile*, 16 luglio 2022, p. 27.

²³⁴ Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, art. 18.

al concedente, per l'installazione dell'adeguato numero di punti di ricarica, di fatto decidendone il numero, la localizzazione e i tempi di realizzazione. Tali impianti possono essere realizzati direttamente dal concessionario e solo nel caso di affidamento a terzi il concessionario deve procedere alla realizzazione di procedure pubbliche competitive²³⁵.

La complessità e la molteplicità dei soggetti del modello di *governance* descritto può determinare una ripartizione delle competenze e delle responsabilità poco chiara rischiando di causare rallentamenti nello sviluppo della rete di ricarica.

5.3.2. *Regolazione*

Secondo il quadro definito dalla direttiva DAFI, la creazione e il funzionamento dei punti di ricarica dei veicoli elettrici dovrebbero essere ispirati ai principi di un mercato concorrenziale con accesso aperto a tutte le parti interessate nello sviluppo e nell'esercizio delle infrastrutture di ricarica²³⁶. È previsto inoltre che:

- per i punti di ricarica accessibili al pubblico, non sia necessario per gli utilizzatori concludere contratti con i fornitori di energia elettrica o gli operatori interessati;
- i prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico siano ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori;

²³⁵ La legge di bilancio 2021, comma 697, art. 1, legge 30 dicembre 2020, n. 178 ha definito i termini entro i quali i concessionari autostradali avrebbero dovuto dotarsi delle adeguate infrastrutture di ricarica, prevedendo l'avvio dell'installazione per luglio 2021 e la pubblicazione della manifestazione di interesse per l'assegnazione tramite gara, tuttavia ad oggi tali termini non sono stati rispettati. L'Autorità di regolazione dei trasporti (ART) ha altresì pubblicato con delibera n. 130/2022 del 4 agosto 2022, i criteri per la determinazione degli schemi per i bandi da parte dei concessionari autostradali. Alla data in cui si scrive non risulta essere stata ancora avviata nessuna gara per l'affidamento della realizzazione di tali infrastrutture.

²³⁶ Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, comma 30.

- gli Stati membri assicurino che gli operatori della distribuzione elettrica cooperino su base non discriminatoria con qualsiasi persona che apra o gestisca punti di ricarica accessibili al pubblico.

Inoltre, la più recente direttiva (EU) 2019/944 relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica definisce che «i gestori dei sistemi di distribuzione non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire punti di ricarica per i veicoli elettrici, ad eccezione dei casi in cui i gestori dei sistemi di distribuzione possiedono punti di ricarica privati esclusivamente per uso proprio». La deroga a tale principio è prevista solo in caso di procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria soggetta a revisione e approvazione da parte dell'Autorità di regolazione²³⁷.

In ultimo si menziona il già citato decreto legislativo di recepimento della direttiva DAFI, che ha previsto che gli operatori che installano e operano punti di ricarica accessibili al pubblico siano considerati consumatori finali dell'energia elettrica utilizzata per la ricarica²³⁸.

L'utilizzatore che intende ricaricare il proprio veicolo elettrico può farlo tramite la ricarica pubblica, attraverso le colonnine presenti sul territorio e accessibili al pubblico, oppure tramite la ricarica privata, cioè in luoghi privati non accessibili al pubblico come ad esempio spazi condominiali o garage di abitazioni private, dotandosi degli opportuni sistemi di alimentazione che consentono di ricaricare il veicolo alle normali prese di corrente domestiche e industriali.

I punti di ricarica pubblica sono gestiti da attori quali operatori di punti di ricarica, fornitori di servizi di mobilità o esercizi commerciali, che fungono da soggetto intermediario tra il fornitore di energia e l'utilizzatore finale del servizio di ricarica. La ricarica dei veicoli elettrici è un servizio che, in senso stretto, ricade al di fuori del perimetro della regolazione tariffaria affidata all'ARERA. Allo stesso tempo, i costi di sviluppo, mantenimento ed esercizio dell'infrastruttura di ricarica pubblica che sono sostenuti dai distributori sono

²³⁷ Direttiva (EU) 2019/944, art. 33.

²³⁸ Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257/2016, art. 4.

posti in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico tramite l'applicazione delle tariffe definite dall'Autorità che è a più riprese intervenuta.

Per questa tipologia di ricarica dal 2010 ARERA ha introdotto una struttura tariffaria, a carico del gestore, «monomia», ovvero espressa solo in c€/kWh senza componenti fisse o proporzionali alla potenza impegnata, denominata BTVE (Bassa Tensione Veicoli Elettrici). La tariffa BTVE, valorizzando i servizi di rete e gli oneri generali di sistema esclusivamente in funzione del volume prelevato, senza parti fisse, e in virtù di un fattore dell'utilizzo della rete molto basso, ha comportato per i gestori dell'infrastruttura di ricarica o *charging point operators* (CPO) un importante risparmio (stimato da ARERA nell'ordine del 73% per il 2021) nei costi di rete e oneri di sistema rispetto all'applicazione della tariffa in bassa tensione ordinaria²³⁹.

Tale struttura tariffaria è stata confermata anche in seguito, sino al periodo 2020-2023 dalle disposizioni della deliberazione 568/2019²⁴⁰. Le tariffe BTVE non includono i costi legati all'attività di ricarica e il prezzo della materia prima energia²⁴¹. Le condizioni economiche per l'utilizzatore finale del servizio possono quindi variare in ragione della molteplicità e della eterogeneità dei soggetti fornitori del servizio ed includono, tra le altre, la ricarica fatturata in base al consumo di energia, la ricarica fatturata in base al tempo di occupazione del parcheggio, la ricarica basata su abbonamento (con costi fissi mensili e variabili), la ricarica gratuita o scontata riservata ai clienti di esercizi commerciali²⁴².

Per la ricarica privata domestica non è prevista una specifica regolazione, ma è applicata la tariffa dell'energia elettrica domestica attraverso l'utenza attiva per uso domestico (nel caso in cui non debba essere attivata un'utenza dedicata). In questo caso non vi è intermediario tra il

²³⁹ ARERA, *Consultazione 318/2019/R/eeL*, 23 luglio 2019, p. 34.

²⁴⁰ ARERA, *Mobilità elettrica*, 2022.

²⁴¹ ARERA, *Mobilità elettrica. Domande e risposte*, 5 maggio 2021, p. 3.

²⁴² *Ivi*, p. 2.

fornitore di energia e l'utilizzatore del servizio di ricarica, che coincide con il cliente finale del servizio di fornitura di elettricità. Da menzionare che la riforma della struttura tariffaria dell'elettricità per i clienti domestici adottata dall'ARERA con la delibera 582/2015/E/eel ha, secondo quanto riportato dall'Autorità stessa, comportato una riduzione tra il 30% e il 50% dei costi energetici per la ricarica presso le abitazioni²⁴³. Tale riforma ha infatti previsto la graduale rimozione delle barriere legate alla precedente struttura progressiva delle tariffe elettriche per i clienti domestici²⁴⁴.

Si menziona inoltre come nel dicembre del 2020 ARERA abbia avviato un programma di sperimentazione per la ricarica privata.

5.3.3. *Profili concorrenziali*

Come si è detto, la direttiva DAFI ha identificato la struttura concorrenziale ispirata ai principi del libero mercato come quella più adatta al mercato della ricarica ad accesso pubblico.

Valutare l'appropriatezza e l'efficacia dell'attuale struttura di mercato della ricarica pubblica in Italia non è compito semplice. Un piano di analisi potrebbe riguardare la risposta dell'offerta (numeri e qualità – in termini di rapidità della ricarica stessa – dei punti di ricarica) alle esigenze della domanda (i veicoli elettrici). Anche se la direzione causale assume le caratteristiche di *chicken-and-egg problem* (vi sono minori veicoli in circolazione in ragione dell'ancora relativamente ridotto numero di punti di ricarica oppure l'opposto?). Il fatto che il numero di punti di ricarica per veicolo *plug-in* in Italia sia in linea o superiore a quello di comparabili paesi europei, mentre il numero assoluto di veicoli elettrici o ibridi risulta essere inferiore, indurrebbe ad escludere che vi sia un problema di offerta. Inoltre, il fatto che una comparabile struttura di mercato sia osserva-

²⁴³ ARERA, *Consultazione 318/2019/R/eel*, 23 luglio 2019, p. 35.

²⁴⁴ ARERA, *Mobilità elettrica*, 2022.

bile negli altri paesi europei che hanno raggiunto migliori risultati suggerirebbe che le ragioni di uno più lento sviluppo andrebbero ricercate altrove.

L'analisi dell'adeguatezza del mercato dovrebbe comunque prendere in considerazione le peculiarità della ricarica pubblica, quindi della necessità di garantire la presenza di punti di ricarica diversificati per potenza e diffusi in maniera capillare sul territorio, coprendo anche luoghi remoti e soprattutto le autostrade dove, abbiamo visto, la densità dei punti di ricarica è particolarmente bassa. La cosiddetta *range anxiety*, definita come la paura di non aver l'autonomia sufficiente ad affrontare un previsto spostamento, rappresenta uno dei principali fattori che frenano il consumatore all'acquisto di un veicolo elettrico. Ne consegue che, ad esempio, in aree extraurbane remote, laddove la non profittabilità dell'investimento potrebbe prevenire l'intervento delle «forze di mercato», la copertura potrebbe non essere garantita da un mercato ispirato alla concorrenza. Anche la regolazione del processo di installazione nelle autostrade affidata al concessionario introduce un filtro che non facilita risposte rapide agli impulsi provenienti dalla domanda. Risulta quindi cruciale individuare quei contesti in cui il mercato non è in grado di rispondere alle esigenze della transizione, in quanto non capace di internalizzare benefici (come la riduzione delle emissioni) che vanno oltre quelli immediatamente economici e porvi rimedio. In questa direzione si colloca l'intervento previsto dal PNRR focalizzato sui dispositivi di ricarica rapida più lontani dalla competitività economica.

Se guardiamo alla concentrazione dell'offerta, vi sono numerosi operatori e strutture tariffarie differenziate, basate su schemi quali, tra gli altri, la tariffa a consumo, quella ricaricabile e gli abbonamenti periodici. Gli utenti possono avvalersi di una serie di portali o *app* private per la localizzazione delle stazioni di ricarica e per confrontare le tariffe offerte dai vari operatori.

Occorre inoltre sottolineare come diversi operatori abbiano istituito tra di loro *partnership* volte a garantire l'interoperabilità del servizio di ricarica. Analogamente al «roaming» proprio del settore delle telecomunicazioni, due o

più società di gestione del servizio di ricarica possono siglare accordi che permettono di usufruire del servizio presso le stazioni gestite da operatori diversi da quello con cui l'utente ha sottoscritto un contratto prepagato o un abbonamento. Esistono inoltre alcuni *network* che raggruppano al loro interno diversi operatori e che consentono all'utente di siglare un unico abbonamento, garantendo l'accesso a una rete interoperabile costituita dalle infrastrutture di ricarica degli operatori facenti parte del network.

Oltre alla comparazione delle tariffe a disposizione degli utenti, che in molti casi ricorrono alla sottoscrizione di abbonamenti, le applicazioni mobili svolgono la funzione di mappatura «live» delle stazioni di ricarica disponibili e la prenotazione, riducendo così la cosiddetta «ansia da ricarica», permettendo allo stesso tempo di monitorare lo stato di avanzamento della ricarica stessa. Questi portali forniscono anche informazioni relative alla tipologia, velocità e potenza della ricarica disponibile.

La vasta disponibilità di opzioni a disposizione del consumatore appare facilitare la comparazione delle tariffe e la localizzazione delle stazioni di ricarica.

Gli elementi sopra menzionati descrivono un contesto di mercato abbastanza aperto e concorrenziale. Tuttavia, si tratta di un mercato ancora in fase di sviluppo le cui dinamiche ed assetti concorrenziali nelle varie fasi della filiera per la fornitura del servizio di ricarica si stanno definendo.

5.3.4. *Trasparenza e comparabilità delle tariffe*

La direttiva DAFI specifica che «i prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico siano [...] facilmente e chiaramente comparabili [...] e trasparenti». In questo paragrafo si sviluppano alcune considerazioni in merito agli strumenti a disposizione dei consumatori a garanzia dei principi di trasparenza e comparabilità delle tariffe, nonché gli strumenti di mappatura e pianificazione a disposizione di operatori e *policy makers*.

La Piattaforma unica nazionale. Il PNIRE e i relativi aggiornamenti, l'ultimo risale al 2016, prevedono l'istituzione di una Piattaforma unica nazionale (PUN) su cui convogliare le informazioni sulle infrastrutture pubbliche presenti sul territorio nazionale. La realizzazione della PUN ha lo scopo di fornire sia uno strumento di mappatura e pianificazione utile agli enti competenti in termini di mobilità e trasporti sia uno strumento di informazioni utili per gli utenti della mobilità elettrica²⁴⁵. Nonostante la PUN fosse esplicitamente prevista già nell'aggiornamento PNIRE del 2016, a oggi questa non è stata ancora realizzata, benché il governo ne abbia a più riprese annunciato l'imminente istituzione²⁴⁶.

Secondo il suo disegno originale, la PUN, gestita direttamente dal MIT (oggi MIMS), raccoglierà una serie di informazioni fornite dal gestore dell'infrastruttura di ricarica pubblica necessarie a rispondere alle esigenze informative di utenti, enti e gestori degli impianti.

L'istituzione della PUN consentirebbe anche ai soggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico di inserire i propri dati con informazioni relative alla zona di residenza e di parcheggio abituale e alla disponibilità di punti di ricarica. Tali informazioni verrebbero usate per facilitare la programmazione da parte dei Comuni delle infrastrutture di ricarica²⁴⁷.

La necessità di istituire la PUN è stata recentemente sollecitata dall'ARERA, che ha sottolineato come al momento non esista un'unica banca dati contenente i dati puntuali relativi alle caratteristiche e modalità di utilizzo di tutte le stazioni di ricarica accessibili al pubblico²⁴⁸. L'associazione di

²⁴⁵ Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *PNire – Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica – Aggiornamento 2015*, 30 giugno 2016, p. 39.

²⁴⁶ Si veda ad esempio, *Mobilità elettrica, l'Italia dà la scossa*, in «la Repubblica», 18 ottobre 2021.

²⁴⁷ ARERA, DCO 449/2022/R/eel – *Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel d.lgs. 210/21 e nel d.lgs. 199/21 in tema di mobilità elettrica*, 27 settembre 2022, p. 77.

²⁴⁸ Ivi, p. 90.

settore MOTUS-E ha inoltre incluso l'istituzione della PUN come una delle 11 azioni prioritarie al fine di far crescere la ricarica ad uso pubblico²⁴⁹.

Emerge che la PUN rappresenterebbe un fondamentale strumento di mappatura e pianificazione, nonché di valutazione dell'avanzamento dello stato dell'arte, al servizio di *policy makers* e operatori, più che per gli utenti finali, i quali, come discusso in seguito, possono avvalersi di piattaforme private per la localizzazione e la comparazione delle opzioni a loro disposizione.

Box 1.13

Messaggi chiave: infrastrutture al servizio della ricarica elettrica

- Se rapportato al numero di veicoli elettrici *plug-in* in circolazione, il numero di punti di ricarica pubblica disponibile in Italia è sopra la media europea. Anche se rapportato alla popolazione il numero di colonnine presenti sul territorio italiano, appare limitato e in particolare sembra lento lo sviluppo dei punti di ricarica su rete autostradale, non emerge al momento un serio problema di offerta del servizio.

- Il modello di *governance* alla base della pianificazione e realizzazione delle infrastrutture di ricarica pubblica in Italia appare stratificato e complesso e può determinare una ripartizione delle competenze e delle responsabilità poco chiara, rischiando di causare rallentamenti nello sviluppo della rete di ricarica.

- La regolazione in materia di ricarica in Italia segue le indicazioni della normativa comunitaria e considera la ricarica come un mercato competitivo. Alcuni interventi sui meccanismi tariffari sono stati adottati da ARERA al fine di favorire lo sviluppo della ricarica pubblica e privata.

- Esistono strumenti a disposizione dei consumatori per comparare le offerte presenti sul mercato del servizio di ricarica nonché la localizzazione dei punti di ricarica (la PUN, le app dei fornitori ecc.). Gli operatori sono numerosi e si sono create delle collaborazioni e offerte (roaming, partnership tra operatori, abbonamenti

²⁴⁹ MOTUS-E, *Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia*, dicembre 2021, p. 28.

unici per più operatori di ricarica ecc.). Il mercato è tuttavia in fase di sviluppo e gli assetti concorrenziali rispetto alle varie fasi della filiera in definizione.

- Le dinamiche di mercato possono essere insufficienti a sostenere l'adeguato sviluppo di tutte le tipologie dei servizi di ricarica e potrebbe emergere la necessità di strumenti a supporto di tale sviluppo.

Fonte: Elaborazione Oxera.

5.4. *Gli scenari possibili*

5.4.1. *La mobilità elettrica*

Un'analisi completa degli scenari di sviluppo delle vetture elettriche, nonché delle associate infrastrutture di ricarica, e ad alimentazione alternativa in Italia al 2030 è stata sviluppata da Energy & Strategy Group nell'ultimo *Smart Mobility Report* pubblicato²⁵⁰. In particolare, sono stati definiti i seguenti tre scenari:

- *Business-as-usual (BAU)*: scenario che considera lo sviluppo «inerziale» rispetto ai trend in atto, escludendo l'introduzione di aggiuntivi provvedimenti di *policy*;

- *Policy-driven (POD)*: scenario di sviluppo «sostenuto» rispetto ai trend in atto, che coniuga gli obiettivi definiti nel PNIEC e quelli di vendita dichiarati dai *car manufacturers*, supportati da provvedimenti legislativi *ad hoc*;

- *Decarbonisation scenario (DEC)*: scenario che riflette obiettivi di decarbonizzazione più ambiziosi definiti a livello comunitario, coniugati a un maggiore supporto legislativo rivolto allo sviluppo della mobilità sostenibile²⁵¹.

Per quanto riguarda le previsioni relative alle immatricolazioni dei veicoli, lo studio assume un livello annuale in crescita rispetto al 2020 nel quadriennio 2021-2025, con il raggiungimento dei livelli pre-Covid a partire dal 2026.

²⁵⁰ Energy & Strategy Group, *Smart Mobility Report*, ottobre 2021.

²⁵¹ Ivi, p. 371.

TAB. 1.11. *Scenari delle immatricolazioni al 2025 e al 2030*

	Scenario BAU		Scenario POD		Scenario DEC	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
% immatricolazioni auto elettriche (BEV e PHEV)	18% (di cui 60% BEV)	35% (di cui 70% BEV)	28% (di cui 65% BEV)	55% (di cui 65% BEV)	35% (di cui 70% BEV)	75% (di cui 85% BEV)
% immatricolazioni ad alimentazione alternativa (metano, GPL e idrogeno)	10%	11%	10%	12%	12%	15%
% immatricolazioni veicoli tradizionali (benzina, diesel e HEV)	72%	54%	62%	33%	53%	10%

Fonte: Energy & Strategy Group, *Smart Mobility Report*, cit., p. 372.

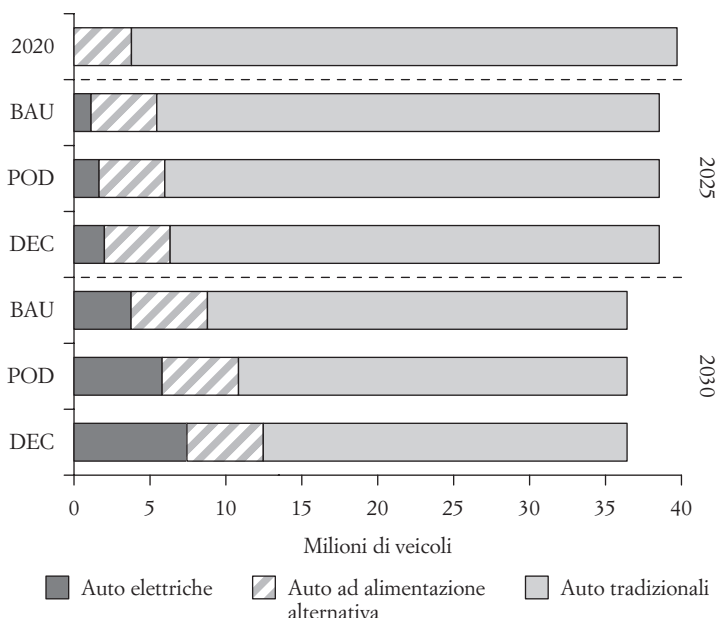


FIG. 1.22. Scenari di sviluppo del parco auto.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Energy & Strategy Group.

La composizione delle immatricolazioni al 2025 e al 2030 secondo i tre scenari è mostrata nella tabella 1.11.

La composizione del parco veicoli circolante secondo i tre scenari, come mostrato nella figura 1.22, prevede la presenza di auto elettriche (BEV e PHEV) nel range di 1,2-2,1 milioni di unità al 2025 e 3,9-7,6 milioni di unità al 2030.

Scenari di sviluppo del parco veicoli circolanti in Italia al 2025 e al 2030 sono stati sviluppati anche da RSE. In particolare, la modellizzazione sviluppata da RSE è quella di uno scenario coerente con i target definiti dal pacchetto *Fit for 55*. Comparando i risultati dello studio sviluppato da Energy & Strategy Group con quelli ottenuti da RSE, si nota come il primo, anche nello scenario più ambizioso, appaia maggiormente conservativo al 2025. RSE infatti, sulla

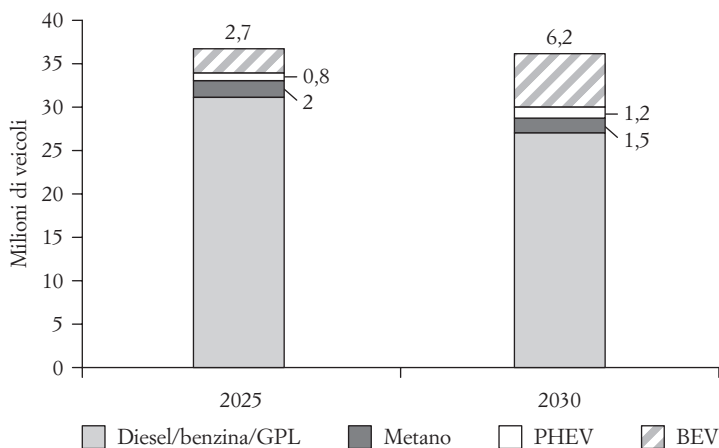


FIG. 1.23. Scenari di sviluppo del parco auto RSE *Fit for 55*.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati RSE.

base delle previsioni in linea con il pacchetto *Fit for 55*, prevede la presenza di 3,5 milioni di auto elettriche (BEV e PHEV) al 2025, contro i 2,1 milioni previsti nello scenario DEC da Energy & Strategy Group. Maggiore allineamento è riscontrabile nelle previsioni al 2030, anno in cui gli studi prevedono rispettivamente la presenza di 7,4 e 7,6 milioni di unità (scenario DEC).

In entrambi gli studi è evidente il ruolo decisivo previsto per lo sviluppo delle vetture elettriche, considerata l'opzione con il maggior rapporto costo-efficacia in termini di capacità inquinante. Appare chiaro che uno sviluppo così sostenuto della mobilità elettrica richiede anche ingenti investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica.

Inoltre, se si incrociano i dati relativi alla stima di Energy Strategy al 2025, pari 1,7-2,1 milioni tra BEV e PHEV, e quelli relativi all'attuale parco circolante, 300.000 tra BEV e PHEV, è possibile individuare come per il raggiungimento dei target sarebbero necessarie tra le 450 e le 600.000 nuove immatricolazioni all'anno, un numero tra le 4 e le 5 volte quello del 2022 (114.000).

5.4.2. Le infrastrutture di ricarica

Al riguardo, collegati agli scenari sullo sviluppo del parco veicoli circolante sono gli scenari sviluppati da Energy & Strategy Group con riferimento allo sviluppo delle infrastrutture di ricarica, sia pubbliche che private. Con riferimento alle infrastrutture di ricarica pubbliche, gli scenari di sviluppo sono basati su assunzioni relative al rapporto tra punti di ricarica e veicoli elettrici circolanti. In particolare, per i primi anni di sviluppo della mobilità elettrica lo studio prevede un rapporto tra punti di ricarica e veicoli circolanti di circa 1:7, per poi raggiungere un valore compreso tra 1:20 e 1:30 in coerenza con i valori osservati in paesi che riflettono una maggiore offerta rispetto all'Italia²⁵². Gli scenari elaborati tengono conto anche dello *split* tra punti di ricarica a potenza standard (*normal charge* ≤ 22 kW) e a potenza elevata (*fast charge* > 22 kW). In particolare, per la seconda tipologia è prevista una crescita marcata, con una quota pari a 25% al 2025 e a 30% al 2030.

Secondo i risultati dei diversi scenari elaborati da Energy & Strategy Group, si prevede che il numero dei punti di ricarica pubblica disponibili sarà tra le 2.5 e 3.2 e le 3.0 e 4.4 volte quello attuale rispettivamente nel 2025 e nel 2030. In totale, un numero di punti di ricarica pubblica compreso tra le 57.000 e le 83.000 unità, contro le 26.000 attualmente presenti.

Per quanto concerne i punti di ricarica privata, lo *Smart Mobility Report 2021* utilizza gli scenari riguardanti lo sviluppo del parco auto per sviluppare delle proiezioni basate su delle assunzioni sul rapporto tra punti di ricarica e veicoli, pari rispettivamente al 60% nel 2025 e al 40%-50% nel 2030. La diminuzione è legata a due principali fattori, il primo la riduzione nella disponibilità di spazio per l'installazione, il secondo la maggiore presenza dei punti di ricarica pubblica²⁵³. Considerato che a fine 2021 erano

²⁵² Energy & Strategy Group, *Smart Mobility Report*, ottobre 2021, p. 376.

²⁵³ Ivi, p. 378.

presenti appena 24.000 punti di ricarica privata²⁵⁴, le stime suggeriscono che già al 2025 il fabbisogno di punti di ricarica privata sia compreso tra le 30 e le 54 volte il numero dei punti attualmente presenti. Al 2025 il numero punti di ricarica privata necessari si stima essere, dipendentemente dallo scenario di riferimento tra 730.000 e 1.300.000. Al 2030 il fabbisogno sale drasticamente, con un range compreso tra i 2,2 e i 4,0 milioni di unità.

Partendo dallo scenario *Fit for 55* elaborato da RSE e illustrato in precedenza, anche il MIMS ha sviluppato delle stime riguardanti il fabbisogno di punti di ricarica privata e pubblica. Quanto ai primi, il MIMS fa riferimento ad un'ipotesi di 3,6 milioni di punti di ricarica al 2030, numero che si pone nel mezzo tra gli scenari POD e DEC sviluppati da Energy & Strategy Group. Al contrario, per quanto riguarda i punti di ricarica pubblica, la stima MIMS effettuata sulla base dello scenario RSE «Fit for 2055» prevede la presenza di circa 200.000 unità al 2030, ovvero oltre il doppio da quanto previsto da Energy & Strategy Group. In particolare, secondo quanto riportato dal MIMS, RSE stimerebbe la necessità di:

- 1.850 punti di ricarica veloce in autostrada, ovvero 4 punti in ciascuna delle 462 aree di servizio;
- rispettivamente 10.000 e 20.000 punti di ricarica sulle strade extraurbane e nei centri urbani;
- 81.500 colonnine a potenza standard munite di due punti di ricarica ciascuna (per un totale di 163.000 punti di ricarica)²⁵⁵.

Lo scenario descritto sopra richiederebbe, secondo le stime fornite dal MIMS, investimenti per circa 3 miliardi di euro da effettuarsi entro il 2030²⁵⁶.

²⁵⁴ MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti. Evidenza scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 63.

²⁵⁵ MIMS, *Decarbonizzare i trasporti. Evidenza scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 64.

²⁵⁶ Ivi, p. 63.

I piani di investimento in infrastruttura di ricarica dei principali operatori. Come illustrato nel paragrafo 6, la diffusione dei veicoli elettrici e la diffusione dei punti di ricarica, di diversa tipologia, sono strettamente legati.

A questo proposito ci pare significativo presentare, a titolo esemplificativo, in che direzione i maggiori operatori nel settore delle *utilities* in Italia intendono orientare i propri investimenti nelle infrastrutture di ricarica nei prossimi anni.

Non si tratta ovviamente di un quadro completo ed esaustivo delle risorse che saranno investite in questo ambito, poiché il mercato vede coinvolta una vasta e variegata platea di soggetti attivi.

Nel suo piano strategico 2021-2024 Enel ha previsto per Enel X un incremento dei punti di ricarica (che include però anche la ricarica privata) in Italia da 40.000 a 150.000 nel 2024.

Eni, nel piano 2022-2025 prevede per la controllata Plenitude un incremento della presenza nel mercato della ricarica, anche tramite partnership strategiche con altri operatori, fino ad arrivare a 30.000 punti in Europa nel 2024.

A2A prevede nel suo piano 2021-2030 l'installazione di 24.000 punti di ricarica al 2030 (equamente ripartiti tra *slow*, *fast* e *ultrafast*) con investimenti pari a 300M€ nell'arco del decennio.

Acea, nel piano 2020-2024, ad oggi non ancora aggiornato, prevedeva l'installazione di 2.200 colonnine ed un investimento intorno ai 29M€.

Hera ha un piano di installazione di 4.000 punti di ricarica entro il 2025.

Free to X, società facente parte del gruppo Autostrade per l'Italia (ASPI), ha nel febbraio del 2023 raggiunto l'obiettivo posto pari 50 stazioni ad alta potenza operative lungo la rete autostradale gestita da ASPI. Il piano prevede l'entrata in funzione di 100 stazioni di ricarica ad alta potenza entro l'estate 2023, per investimenti totali pari a 75 milioni di euro.

Da una ricognizione dei piani industriali e strategici dei principali *players*, emerge come nella maggior parte dei casi si prevedano specifiche azioni e investimenti nella

mobilità sostenibile e in particolare nella mobilità elettrica sia attraverso l'installazione di nuovi punti di ricarica che tramite lo sviluppo di partnership commerciali tra operatori. Il ruolo previsto per la mobilità elettrica dalle scelte di *policy* sembrano quindi orientare in modo importante le scelte di investimento degli operatori.

In questa stessa direzione va, come si illustra di seguito, il PNRR con l'individuazione di fondi specifici destinati alla realizzazione di stazioni di ricarica.

Box 1.14

Messaggi chiave: scenari

- Per quanto riguarda il numero di veicoli gli scenari esaminati (RSE, Energy & Strategy Group) sono concordi nel vedere un numero di veicoli con emissioni ridotte o nulle intorno ai 7,5 milioni di unità nel 2030 per consentire il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

- Per quanto riguarda i punti di ricarica, il fabbisogno conseguente agli scenari esaminati, pur non essendoci una visione univoca sull'effettivo numero di punti di ricarica pubblica necessari al 2030 (tra gli 80.000 e i 200.000 contro gli attuali 26.000), evidenzia la necessità di forti investimenti. Ancora più importante è la crescita del fabbisogno dei punti di ricarica privata (fino a 54 volte quelli attuali).

- Se confrontati con i dati relativi alla penetrazione dei veicoli elettrici e alle infrastrutture di ricarica e ai loro rispettivi trend, gli scenari disponibili mostrano quanto gli obiettivi di decarbonizzazione della mobilità privata siano sfidanti se calati nel contesto italiano.

- I maggiori *players* del settore energetico e delle *utilities* stanno prevedendo specifici investimenti o azioni commerciali per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica ed aumentare la loro presenza nel mercato dei servizi di ricarica.

- Applicando una logica di calcolo delle emissioni *well to wheel* e non *tank to wheel* studi alternativi presentano soluzioni che determinerebbero una minore penetrazione dei veicoli elettrici a parità di riduzione delle emissioni, e un maggior ricorso ai biocarburanti.

Fonte: Elaborazione Oxera.

6. Costi e benefici della decarbonizzazione del trasporto privato e tecnologie a confronto

6.1. Il potenziale ruolo delle diverse tecnologie nella transizione

Tra le diverse tecnologie alternative ai motori ICE per la mobilità leggera, e cioè veicoli ibridi e veicoli elettrici a batteria o BEV, i primi rappresentano una soluzione interessante in fase di transizione (in particolare i veicoli PHEV), mentre i BEV rappresentano la soluzione per l'abbattimento delle emissioni nella mobilità privata nel lungo termine²⁵⁷.

Altre tecnologie alternative sono quelle relative ai carburanti utilizzati dagli esistenti veicoli a motore, e cioè i bio-carburanti, anche avanzati, gli *e-fuels* (o combustibili sintetici) utilizzabili in *blending* o in purezza²⁵⁸ nei veicoli diesel e benzina e il biometano, utilizzabile nei veicoli a metano.

L'effettivo ruolo dei biocombustibili nel processo di decarbonizzazione della mobilità è oggetto di dibattito. In Italia il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS)²⁵⁹ indicava come questa opzione apparisse «da scartare» per la decarbonizzazione del trasporto privato su strada. Tale orientamento è stato in parte superato con il riconoscimento ufficiale dell'importanza dei biocarburanti da parte del governo italiano sia in sede europea che internazionale²⁶⁰. A livello europeo l'apertura ai biocarburanti è

²⁵⁷ Per maggiori dettagli sulle singole tecnologie si rimanda all'Appendice 4 dedicata.

²⁵⁸ Un esempio di biocarburante utilizzabile in purezza è l'HVO, *Hydrotreated Vegetable Oil*, prodotto attraverso l'idrogenazione dei grassi di origine vegetale o animale.

²⁵⁹ MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti – Evidenza scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 23.

²⁶⁰ Ne sono esempi la promozione di una deroga per i biocarburanti per l'alimentazione dei motori tradizionali dopo il 2035, le posizioni ufficiali in occasione del G7 di Sapporo dell'aprile 2023 e l'adesione dell'Italia alla Global Biofuels Alliance lanciata in occasione dell'ultimo G20.

confermata dall'inclusione tra i c.d. «CO₂ Neutral Fuels» chiesta dal Parlamento europeo²⁶¹.

Un recente studio del RIE (si veda l'Appendice 4 per maggiori dettagli) suggerisce invece che l'utilizzo dei LCLF (*low carbon liquid fuels*) nei veicoli tradizionali potrebbe contribuire in modo importante all'abbattimento delle emissioni con un minore contributo dei veicoli elettrici rispetto agli scenari che abbiamo illustrato. Sarebbero però necessari importanti investimenti per potenziarne la produzione, la cui disponibilità non sarebbe altrimenti sufficiente e non c'è consenso sull'effettiva disponibilità di risorse per raggiungere tali livelli di produzione. Il contributo principale di tali prodotti, anche alla luce degli orientamenti istituzionali, sembrerebbe limitato alla fase di transizione.

L'orientamento a favore della BEV, considerata più efficiente e più desiderabile per la decarbonizzazione del trasporto privato individuale e più in generale per la mobilità leggera²⁶², è confermato, a livello istituzionale, dall'approvazione del regolamento europeo²⁶³, che fissa al 2035 l'entrata in vigore dell'obbligo di riduzione delle emissioni del 100% per i nuovi autoveicoli e veicoli commerciali (che si traduce, a tecnologie attuali, in un sostanziale stop della produzione di veicoli endotermici entro lo stesso termine).

²⁶¹ Si veda a tale riguardo l'emendamento approvato nel luglio del 2023 dalle commissioni ITRE (Industry, Research and Energy) e TRAN (Transport and Tourism) alla proposta di regolamento per lo standard Euro 7.

²⁶² Sulle implicazioni del processo di transizione verso la mobilità elettrica e gli interrogativi che pone si veda P. Ranci, *Vietare la vendita delle autovetture a motore endotermico dal 2035? Note per una discussione*, 2023, in «Astrid Rassegna», 5, 2023.

²⁶³ Regolamento (UE) 2023/851 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 aprile 2023 che modifica il regolamento (UE) 2019/631 per quanto riguarda il rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, in linea con la maggiore ambizione dell'Unione in materia di clima. Il testo approvato conferma il percorso verso la riduzione del 100% delle emissioni delle nuove auto al 2035, con possibile revisione del termine nel 2026.

Più controverso lo sviluppo delle tecnologie dei motori ibridi, considerato anche che la tecnologia BEV appare quella largamente dominante nei principali mercati mondiali (USA e Cina). Tuttavia, gli sviluppi di questa tecnologia, sono, insieme alla sostenibilità sociale della chiusura della filiera endotermica, tra i parametri da tenere in considerazione secondo l'UE, per valutare l'eventuale revisione – nel 2026 – della data per il totale *phase out* dei motori tradizionali del 2035²⁶⁴.

In parte diverse sono le considerazioni che si possono applicare alla mobilità pesante su strada (mezzi commerciali, trasporto merci ma anche trasporto pubblico locale). In questo settore l'elettrificazione non appare al momento attuale la soluzione ottimale né quella realisticamente più praticabile. Infatti, anche il MIMS evidenzia come per il trasporto pesante la disponibilità di adeguate infrastrutture di ricarica, e in particolare la possibilità di ricarica veloce, sia un fattore ancora più critico che nel caso della mobilità leggera.

Inoltre, ferme restando le valutazioni fatte per le autovetture, il MIMS ammette anche qualche vantaggio relativo in più delle celle a combustibile e dell'idrogeno per il segmento del trasporto pesante.

Nelle valutazioni presentate dal MIMS nell'aprile 2022, l'opzione elettrica viene generalmente indicata come preferibile salvo che per i casi dei settori c.d. *hard-to-abate* e il ruolo dei biocarburanti è considerato con riferimento ai biocombustibili avanzati ed *e-fuels*, nonché viene considerato ancora incerto il ruolo dell'idrogeno per molti dei suoi usi possibili.

Nelle valutazioni rispetto alle potenzialità delle diverse tecnologie nel contribuire al processo di decarbonizzazione della mobilità si evidenzia come sia determinante non solo la

²⁶⁴ Vedi nota precedente. Nel testo approvato nell'eventuale revisione la Commissione deve tenere in considerazione gli effettivi contributi a riduzione delle emissioni ottenuti e l'evoluzione delle tecnologie nella riduzione delle emissioni con particolare attenzione alle tecnologie ibride, che vengono esplicitamente menzionate.

maturità delle stesse, il costo e la loro diffusione, ma anche la disponibilità e l'adeguatezza delle infrastrutture necessarie.

In particolare, il ruolo dell'esistente rete di distribuzione dei carburanti per la penetrazione di biocarburanti ed *e-fuels*, i tempi e le modalità con cui verrà sviluppata l'infrastruttura per la ricarica per la penetrazione dell'elettrificazione anche per la mobilità pesante, i costi della eventuale realizzazione di una rete internazionale per il trasporto dell'idrogeno tramite la riconversione di parte delle reti esistenti di trasporto del gas e quindi all'effettiva disponibilità di idrogeno anche per la mobilità sono tutti fattori decisivi per la decarbonizzazione ma al momento ancora incerti quanto ai tempi di realizzazione e alla copertura finanziaria.

Box 1.15

Messaggi chiave: tecnologie a confronto per la mobilità sostenibile

- I veicoli elettrici e, a seconda degli sviluppi tecnologici e nella transizione, i veicoli ibridi, rappresentano la soluzione privilegiata per la decarbonizzazione della mobilità privata.

- Il contributo alla riduzione delle emissioni delle diverse tecnologie alternative ai veicoli ibridi ed elettrici disponibili (biocarburanti e biometano) è variabile, a seconda della percentuale utilizzabile, se in *blending* o in purezza, e dei criteri adottati per la valutazione delle emissioni, e sono di principale interesse in fase di transizione o nell'ambito dei settori c.d. *hard-to-abate*, nel trasporto marittimo, nell'aviazione e nel trasporto pesante.

- Un'altra opzione è rappresentata dall'idrogeno che può essere utilizzato sia nei veicoli a idrogeno a cella a combustibile HFCEV che come base per gli *e-fuels* (o combustibili sintetici). Tuttavia, diversi elementi relativi a questa tecnologia ne rendono l'effettivo contributo alla transizione ancora incerto.

- In parte diversa è la situazione del trasporto pesante in cui l'elettrificazione appare ad oggi meno percorribile, soprattutto sulle lunghe percorrenze e dove i biocombustibili avanzati e le celle a combustibile possono avere un ruolo più importante rispetto a quanto visto per la mobilità leggera.

Fonte: Elaborazione Oxera.

6.2. *Costi e benefici legati alla decarbonizzazione del trasporto privato su strada*

6.2.1. *Il costo dei veicoli elettrici*

Come dimostrato da un recente studio di *survey* rivolto ai principali paesi europei tra cui l'Italia, tra i fattori che più influenzano le decisioni dei consumatori rispetto al passaggio ai veicoli BEV vi è al primo posto il prezzo di acquisto, seguito dai costi di gestione, l'autonomia chilometrica di guida e l'accesso alle infrastrutture di ricarica²⁶⁵. Quanto al primo fattore, è stimato che per un veicolo BEV di taglia media il prezzo sia superiore a quello di un veicolo equivalente a diesel o ibrido del 30%, o addirittura del 50% se comparato a un veicolo a benzina²⁶⁶. Un fattore cruciale nella transizione all'elettrico risiede nella rapidità con cui i miglioramenti tecnologici in atto determineranno un abbattimento nei costi di produzione delle batterie al litio. A riguardo si rileva che i costi di produzione dei veicoli elettrici e il loro prezzo al dettaglio si stanno riducendo (studi evidenziano come in Cina il rapporto di prezzo si sia già invertito)²⁶⁷ e si stima come già nel 2025, secondo uno scenario ottimale, i veicoli BEV potrebbero essere un terzo più economici di adesso, raggiungendo la parità di prezzo con i veicoli tradizionali dal prossimo ciclo produttivo o comunque entro il 2030, come conseguenza dello sviluppo tecnologico nella produzione di batterie²⁶⁸.

Il confronto economico tra le auto a combustione e quelle elettriche deve tenere in considerazione non soltanto il costo iniziale di acquisto del veicolo (CAPEX), ma i costi che l'utente sostiene durante l'intera vita utile, ovvero il costo

²⁶⁵ Element Energy, *Electric Mobility: Inevitable, or Not?*, gennaio 2022.

²⁶⁶ MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti – Evidenza scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 17.

²⁶⁷ E. Di Giulio, *Auto elettrica sì, auto elettrica no?*, in «Rivista Energia», marzo 2023.

²⁶⁸ Transport & Environment e BloombergNEF, *Hitting the EV inflection point – Electric vehicle price parity and phasing out combustion vehicle sales in Europe*, maggio 2021.

per l'alimentazione, la manutenzione, l'assicurazione e le tasse (OPEX). Questi ultimi vengono calcolati con il metodo del valore attuale netto. Tale approccio alla valutazione del costo totale è detto *Total Cost of Ownership* (TCO).

Un'analisi approfondita del TCO associato ai veicoli BEV e a veicoli tradizionali alternativi è stata recentemente sviluppata da RSE²⁶⁹. In particolare, l'analisi in questione si è focalizzata su specifici modelli di auto ritenuti rappresentativi degli orientamenti attuali dei consumatori. La scelta è ricaduta su due modelli rappresentativi del cosiddetto segmento A/B, uno con tecnologia *mild-hybrid* benzina (MHEV/benzina) e uno elettrico (BEV), e sei modelli rappresentativi del segmento C (benzina, diesel, MHEV/benzina, due BEV). L'analisi è stata condotta ipotizzando due differenti ipotesi relative all'orizzonte temporale di possesso dell'auto, breve-medio periodo (5 anni) e lungo periodo (10 anni), differenti ipotesi di percorrenza media annua nel caso di primo o secondo proprietario, e due scenari di ricarica con differenti *split* tra quella domestica e quella ad accesso pubblico²⁷⁰.

Dalle analisi sviluppate da RSE emerge come ad oggi i veicoli BEV riflettano ancora un costo superiore rispetto a comparabili veicoli a combustione interna. Nonostante i minori costi di gestione associati ai veicoli BEV, le evidenze suggeriscono che il TCO risulta ancora maggiore di quello dei veicoli a combustione interna. Nelle casistiche osservate, la causa del differenziale è da riferirsi al CAPEX, componente di maggiore incidenza sui costi totali.

In particolare, il consumatore che acquista un veicolo BEV nuovo utilizzandolo per un breve-medio periodo (5 anni) sostiene un TCO sostanzialmente maggiore rispetto a una alternativa tradizionale a combustione con una differenza pari a circa tra i 5.000 e i 7.000 euro a seconda dello scenario dei costi di ricarica, nel caso dei veicoli di segmento A/B. Quando invece il veicolo acquistato è usato (da 5 anni),

²⁶⁹ RSE, *Total Cost of Ownership, TCO 2021*, 2021.

²⁷⁰ Ivi, p. 2.

utilizzandolo per ulteriori 5 anni si raggiunge un sostanziale pareggio, grazie alla minore incidenza della componente CAPEX iniziale sui costi totali. L'utilizzo di lungo termine (10 anni) riflette invece un ulteriore svantaggio per i veicoli BEV (la differenza di TCO per i veicoli segmento A/B sale fino a oltre 8.000 euro). Se da un lato infatti i costi di gestione su un orizzonte temporale maggiore sono minori nell'opzione elettrica, dall'altro lo stesso orizzonte temporale ha un impatto negativo sul valore residuo del mezzo, effetto questo che nel complesso impatta maggiormente l'opzione con il CAPEX iniziale superiore (BEV)²⁷¹.

Al fine di facilitare la transizione di massa verso l'elettrificazione della mobilità privata, le evidenze suggeriscono la necessità di incentivi a favore del consumatore, almeno fin quando gli attesi miglioramenti tecnologici non determineranno un abbattimento nei costi di produzione tale da garantire il raggiungimento del *break-even point*.

6.2.2. Capacità di abbattimento delle emissioni

La valutazione delle alternative a disposizione per la decarbonizzazione della mobilità privata non può prescindere dal considerare la capacità di abbattimento delle emissioni. A tal fine, la metodologia più utilizzata è quella del *Life Cycle Assessment* (LCA). Tale approccio, normato dalla ISO 14040, considera i potenziali impatti ambientali dell'intero ciclo di vita di un determinato prodotto, quantificando in grandezze fisiche i flussi delle sostanze e i prodotti in ingresso e in uscita dal sistema²⁷².

Nel caso dei veicoli BEV, se da un lato questi chiaramente consentono l'abbattimento delle emissioni di scarico rispetto ai veicoli a combustione (ICEV), contribuendo quindi al miglioramento dell'inquinamento atmosferico nelle aree urbane, dall'altro la produzione dell'energia elettrica per la

²⁷¹ Ivi, p. 11.

²⁷² RSE, *LCA dei veicoli elettrici e tradizionali*, maggio 2017, p. 11.

ricarica delle batterie rappresenta un'attività ad alta intensità energetica che genera emissioni. Inoltre, mentre nei veicoli ICEV la maggior parte delle emissioni sono determinate in larga quota dall'utilizzo, nel caso dei BEV la produzione e lo smaltimento del gruppo propulsore elettrico e della batteria ad alta tensione comportano una quota di impatto paragonabile o maggiore a quella della fase di utilizzo. Una valutazione ambientale delle diverse tecnologie richiede pertanto la considerazione di tutte le fasi del ciclo vita dei veicoli, riguardanti la produzione di energia e le emissioni legate all'utilizzo, l'estrazione e la produzione di materie prime, la produzione di componenti, lo smantellamento e lo smaltimento dei materiali²⁷³.

A tal proposito, diversi sono gli studi che dimostrano come i veicoli BEV riflettano un minore impatto a livello di emissioni di CO₂ sul ciclo vita se comparati ai tradizionali veicoli a combustione²⁷⁴. Si riportano nella figura 1.24 i risultati di uno studio elaborato in Italia.

Secondo il citato studio, le emissioni sul ciclo vita associate a un veicolo BEV sarebbero il 36,7% inferiori di quelle associate ad un veicolo ICEV. È interessante anche notare la composizione delle emissioni totali calcolate sul ciclo vita: nel caso dei veicoli ICEV le emissioni legate al processo produttivo rappresentano una quota pari al 16,3%, mentre nei veicoli BEV queste sono in termini assoluti notevolmente maggiori (oltre il doppio) e rappresentano una quota pari al 46,5% in ragione del largo utilizzo di metalli, prodotti chimici ed energia per la produzione di componenti specifici. Gli impatti in termini di emissioni sul

²⁷³ Del Pero *et al.*, *Life Cycle Assessment in the automotive sector: A comparative case study of Internal Combustion Engine (ICE) and electric car*, in «Procedia Structural Integrity», 12, 2018, p. 2.

²⁷⁴ Si veda ad esempio RSE, *LCA dei veicoli elettrici e tradizionali*, maggio, 2017; Del Pero *et al.*, *Life Cycle Assessment in the automotive sector*, cit.; Van Mierlo *et al.*, *Comparative environmental assessment of alternative fueled vehicles using a life cycle assessment*, in «Transportation Research Procedia», 25C, 2017; Cox *et al.*, *Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios*, in «Applied Energy», 269, 2020.

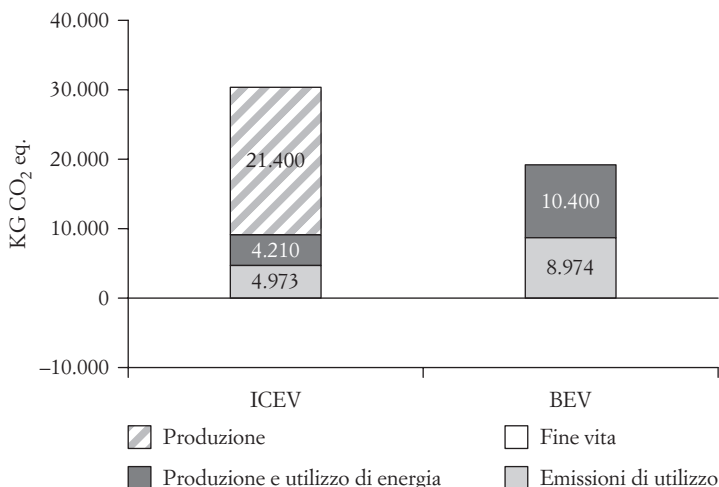


FIG. 1.24. Emissioni sul ciclo vita, ICEV vs BEV.

Nota: Il riferimento per ICEV è ad un veicolo a combustione interna alimentato con carburanti «tradizionali».

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di Del Pero *et al.*, *Life Cycle Assessment in the automotive sector*, cit.

ciclo di vita sarebbero certamente diversi, nel caso in cui il confronto fosse sviluppato rispetto a veicoli ibridi alimentati da biocarburanti, ad es. tramite *Hydrotreated vegetable oil* (HVO) o, in ottica futura, *e-fuel*²⁷⁵.

Per i veicoli BEV la quota maggiore di emissioni è rappresentata da quelle associate alla produzione di energia elettrica (53,9%). Pertanto, come identificato da un altro studio, il grado di elettrificazione ideale per ridurre al minimo le emissioni di gas a effetto serra dipende principalmente dal contenuto di CO₂ del mix di generazione elettrica utilizzato

²⁷⁵ Non abbiamo verificato le possibili differenze nelle ipotesi alla base delle stime e quindi non è al momento possibile un confronto *like-for-like* tra lo studio citato e altri che coprono confronti con veicoli ICE alimentati da biocarburanti. Alcuni confronti sono forniti negli studi delle associazioni di categoria: CONCAWE (una divisione della European Fuel Manufacturers Association) *Welcome to the cars CO₂ comparator!*, e UNEM, *Relazione annuale 2023*, pp. 58-61.

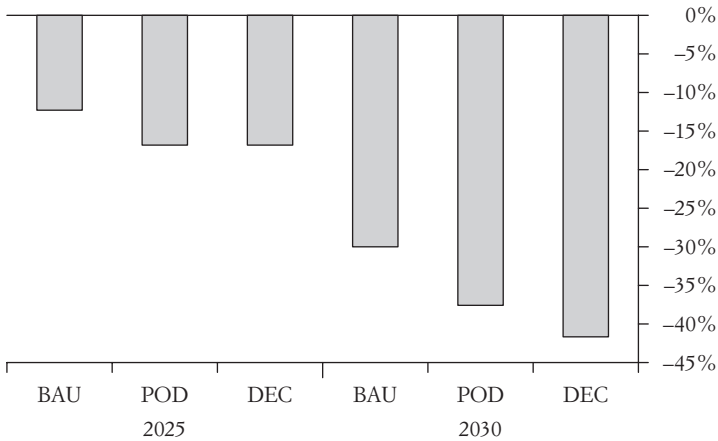


FIG. 1.25. Scenari di riduzione delle emissioni di CO₂.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Energy & Strategy Group.

per la ricarica e, in misura minore, dalla distanza percorsa lungo il ciclo vita, dalla massa e dalle dimensioni della batteria dell'auto e dal sistema energetico di fondo utilizzato per fabbricare i veicoli²⁷⁶.

In ultimo, si riportano le stime elaborate da Energy & Strategy Group con riferimento al potenziale di riduzione delle emissioni associato ai tre distinti scenari di sviluppo del parco veicoli circolante. In particolare, lo studio sviluppa la stima delle emissioni associando alla composizione del parco circolante al 2025 e al 2030 le emissioni specifiche relative a ciascuna alimentazione ed utilizzando valori emissivi imposti pari ai valori attuali di mercato. Inoltre, con esclusivo riferimento agli scenari POD e DEC (definiti più nel dettaglio nel par. 5), lo studio sviluppa una sensitività finalizzata a riflettere l'impatto dei limiti imposti alle regolamentazioni europee sui valori emissivi dal 2021 al 2025²⁷⁷. La figura 1.25

²⁷⁶ Cox et al., *Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios*, cit.

²⁷⁷ Energy & Strategy Group, *Smart Mobility Report*, ottobre 2021, p. 384.

mostra la previsione in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2025 e nel 2030 rispetto ai livelli registrati nel 2019 (circa 65 MtonCO₂), anno precedente allo scoppio della pandemia da Covid-19, con riferimento ai tre scenari di riferimento, come il risultato dell'effetto combinato di *i*) l'elettrificazione del parco circolante, *ii*) la dismissione dei veicoli più inquinanti, *iii*) la riduzione del numero dei veicoli circolanti e *iv*) l'introduzione di veicoli con soglie emissive ridotte.

Le stime mostrano come risulterebbe in una diminuzione delle emissioni di CO₂ compresa tra il 12% e il 17% nel 2025 e tra il 30% e il 42% nel 2030.

6.2.3. *Impatti di sistema*

Gli impatti sulla filiera automotive. L'industria automobilistica rappresenta un comparto industriale tra i più importanti in Italia; conta oltre 5.000 imprese, 270.000 addetti per un fatturato intorno ai 93 miliardi di euro (circa il 5,3% del PIL). La sola componentistica conta circa 2.200 imprese, 160.000 addetti e 45 miliardi di euro di fatturato²⁷⁸. La produzione di autoveicoli in Italia nel 2021 è stata pari a 796.000 unità, in leggero aumento rispetto al 2020, anche se ancora sotto i livelli pre-Covid. In termini di valore degli scambi con l'estero, l'Italia esporta autoveicoli per un valore di circa 16,2 miliardi di euro, di cui siamo però importatori netti, con un saldo negativo per un valore intorno agli 8 miliardi, mentre l'export nella componentistica vale circa 22 miliardi, in cui siamo esportatori netti, con un saldo positivo intorno ai 5,8 miliardi di euro²⁷⁹.

Come già illustrato presentando i target specifici per la mobilità in materia di decarbonizzazione, l'industria della produzione di autoveicoli si trova di fronte a un radicale

²⁷⁸ ANFIA, *L'industria Italiana della mobilità futura. 5 anni cruciali per la competitività della filiera automotive. Le priorità del 1° settore industriale italiano*, 2022.

²⁷⁹ *Ibidem*.

cambiamento di contesto. Il *phase out* delle automobili con motore a combustione a partire dal 2035 e degli incentivi per la produzione di auto a emissioni ridotte dal 2030 mette una forte pressione per una ristrutturazione dell'industria automobilistica e dell'intera filiera *automotive*. Spesso gli operatori della filiera hanno lamentato un orientamento «mono-tecnologico» da parte delle istituzioni europee, che rischiano, secondo questa visione, di concentrare sulla mobilità elettrica gli sforzi per la decarbonizzazione del settore a scapito di altre tecnologie, e hanno posto l'accento sulla necessità di tempi più lunghi per consentire la sostenibilità economica degli investimenti necessari al superamento dei veicoli tradizionali. Anche il meccanismo degli incentivi all'acquisto di auto a emissioni zero, così come attuato ad esempio in Francia o in Germania, è contestato e considerato inadeguato e fonte di distorsioni e asimmetrie competitive nel settore²⁸⁰.

Il ripensamento, necessario, dell'industria automobilistica per arrivare all'eliminazione delle produzioni di veicoli a combustione e alla sostanziale sostituzione da parte dei veicoli elettrici è una operazione complessa e costosa e che si inserisce in un contesto economico internazionale molto incerto.

In Italia, dove la filiera componentistica è tra le più importanti in Europa, la ristrutturazione del settore è già parzialmente in atto, seppur con qualche non trascurabile ritardo.

Uno degli indicatori ritenuti rilevanti per valutare l'evoluzione tecnologica del settore è dato dal posizionamento delle imprese della filiera componentistica rispetto alla produzione delle diverse tipologie di motore. A questo scopo ANFIA effettua una indagine annuale tra le imprese componentistiche. I dati raccolti nell'Osservatorio sulla componentistica *automotive* italiana 2021²⁸¹ mostrano che la percentuale di imprese della filiera che si posizionano nel

²⁸⁰ ANFIA, *Osservatorio sulla componentistica italiana 2021*, 2021, p. 242.

²⁸¹ Ivi, p. 243.

comparto dei motori elettrici o ibridi è in continua crescita così come, salvo una battuta d'arresto attribuibile principalmente alla pandemia da Covid-19, lo è il numero delle imprese componentistiche coinvolte in progetti di sviluppo di motori elettrici. Il segnale positivo rispetto al posizionamento delle imprese nel comparto elettrico è confermato dai dati presentati nell'Osservatorio 2022.

Resta però ancora molto elevata la percentuale di imprese che posizionano la propria produzione nell'ambito dei motori tradizionali (circa il 72% per i motori a benzina e circa il 78% per i motori diesel). Inoltre, come emerge dal citato rapporto, il quadro che si delinea sul territorio nazionale è molto eterogeneo.

La filiera italiana vede infatti alcune realtà di punta quali la filiera emiliano-romagnola, di livello avanzato dal punto di vista tecnologico e produttivo, nonché contesti integrati con la ricerca e poli universitari all'avanguardia, come il Piemonte, che possono guardare con maggiore ottimismo al futuro. Aree con maggiore vocazione alle esportazioni, quali le imprese localizzate in Veneto e in Lombardia, in particolare verso la Germania, rischiano invece di subire maggiormente l'impatto della riduzione della produzione europea e della minore competitività rispetto a imprese straniere che investono in media maggiormente in ricerca e sviluppo. La semplificazione di processo che sta comportando l'elettrificazione degli autoveicoli rischia di comportare un abbandono del territorio da parte delle multinazionali presenti in altre aree, quali la Toscana, a causa della perdita di competitività degli impianti esistenti. Infine ci sono realtà del Centro-Sud la cui produzione è strettamente legata alle commesse di Stellantis²⁸².

Tale eterogeneità geografica, unita ai potenziali impatti dell'operazione Stellantis (rispetto ad esempio alle sovrapposizioni tra FCA e PSA su alcuni aspetti produttivi e tecnologici), acuisce l'incertezza rispetto alle principali

²⁸² A. Moretti e F. Zirpoli, *La filiera automotive Italiana nel segno della transizione ecologica*, in ANFIA (2021), *Osservatorio sulla componentistica Italiana 2021*, cit.

questioni aperte che l'industria si trova ad affrontare e dover risolvere. Tra queste l'adeguatezza delle imprese italiane ad affrontare i cambiamenti produttivi, tecnologici e manageriali per adeguarsi al nuovo contesto e il ruolo della *policy* per favorire tale cambiamento. A questo riguardo appare rilevante il ruolo dei fondi previsti dal PNRR per favorire gli investimenti in innovazione e per la transizione ecologica²⁸³.

Proprio su queste questioni aperte si focalizza una recente indagine²⁸⁴ che ha raccolto il punto di vista delle principali imprese italiane del settore rispetto all'attuale contesto, alle sfide che comporta per il settore e al ruolo dei decisori politici, a livello sia nazionale che sovranazionale.

Dalla *survey*, svolta nel secondo trimestre del 2022 e rivolta alle principali realtà operanti in Italia, emerge come prevedibile che le imprese individuino come principale sfida dello scenario internazionale l'aumento dei costi di produzione, delle materie prime e dell'energia, ma immediatamente dopo venga la sfida della sostenibilità, dell'economia circolare e della *sharing economy*. Dal punto di vista delle sfide tecnologiche la principale preoccupazione individuata dalle imprese intervistate è il passaggio alla completa elettrificazione dei motori, seguita da fenomeni a esso collegato, come l'erosione del mercato della componentistica per i motori tradizionali, il *gap* di produttività e di competitività sulle nuove tecnologie rispetto ai produttori esteri e le difficoltà di riconversione di macchinari esistenti alle nuove produzioni.

Infine, seppur le imprese intervistate mostrino un sostanziale ottimismo rispetto alla capacità del comparto di reagire alle attuali difficoltà e di rispondere alle sfide individuate, emerge una altrettanto diffusa convinzione rispetto alla necessità che i decisori pubblici (con particolare rilevanza attribuita al governo nazionale) sostengano questo processo attraverso specifiche politiche. In particolare le priorità di azione delle istituzioni individuate sono l'alleggerimento degli oneri fiscali per favorire il reinvestimento dei profitti

²⁸³ *Ibidem*.

²⁸⁴ Deloitte, *Driving through challenging times. Deloitte Automotive Suppliers Survey 2022*, 2022.

e il potenziamento degli incentivi agli investimenti in nuove tecnologie.

A sostegno della transizione della filiera *automotive* italiana il governo italiano ha recentemente stanziato il c.d. «Fondo Automotive», dell'ammontare di 8,7 miliardi di euro da qui al 2030²⁸⁵ (700 milioni di euro per il 2022 e 1 miliardo di euro per ciascun anno fino al 2030).

Il fondo sarà ripartito in due parti:

- la prima destinata al finanziamento degli incentivi all'acquisto di veicoli a emissioni zero (stanziati a oggi 650 milioni di euro l'anno dal 2022 al 2024);
- la seconda per il finanziamento di strumenti per favorire lo sviluppo della filiera, «promuovendo l'insediamento, la riconversione e riqualificazione verso forme produttive innovative e sostenibili, nonché favorire la transizione verde, la ricerca e gli investimenti» (750 milioni di euro di cui 50 per il 2022 e 350 rispettivamente per il 2023 e il 2024)²⁸⁶.

Nel campo di applicazione del secondo fondo (da ripartire al 70% a contratti di sviluppo, e al 30% ad accordi per l'innovazione) destinato a finanziare progetti volti a sostenere gli investimenti per «l'insediamento, la riconversione e la riqualificazione verso forme produttive innovative e sostenibili, al fine di favorire la transizione verde, la ricerca e gli investimenti nella filiera del settore *automotive*» sono identificati, tra gli altri, in particolare:

- la produzione di nuovi veicoli e sistemi di alimentazione e propulsione più efficienti e che minimizzano le emissioni;
- lo sviluppo i sistemi infrastrutturali per il rifornimento e la ricarica dei veicoli.

I fondi sono stati messi a disposizione sia per progetti già presentati sia per nuove domande. I criteri che i progetti devono rispettare per accedere ai fondi sono quelli previsti

²⁸⁵ I fondi sono stati identificati dal decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, e prevedono una ripartizione pari a 700 milioni per il 2022 e 1 miliardo di euro per ogni anno dal 2023 al 2030.

²⁸⁶ Ministero delle Imprese e del Made in Italy, *Nuovi incentivi per auto non inquinanti. Finanziamenti per filiera automotive*, 5 agosto 2022.

rispettivamente dai decreti ministeriali in materia di contratti di sviluppo e dagli accordi per l'innovazione.

Nella fase di istruttoria viene redatta una graduatoria dei progetti per l'accesso ai fondi basata sulla data di presentazione, il rispetto dei requisiti e il punteggio raggiunto dai progetti rispetto a quanto definito dalla normativa.

Sulla base delle graduatorie vengono assegnati i fondi fino a esaurimento delle risorse disponibili.

In particolare, una volta verificate le condizioni di ammissibilità, ne vengono valutate alcune caratteristiche quali l'affidabilità tecnica, economica e finanziaria delle imprese proponenti, la sostenibilità finanziaria del programma di sviluppo (la capacità delle imprese di sostenere la parte dei costi delle immobilizzazioni non coperte dall'agevolazione), la «cantierabilità» dei progetti di investimento, la pertinenza e la congruità generale delle spese previste dai progetti di investimento.

La filiera della produzione e distribuzione dei carburanti. Tra gli impatti economici e industriali della transizione ecologica e della forte spinta alla mobilità elettrica, vanno considerati anche quelli relativi alla filiera dei carburanti²⁸⁷. La filiera di produzione dei carburanti, dalla raffinazione alla distribuzione fino alla commercializzazione degli stessi, è infatti destinata a un ridimensionamento e alla necessità di una ristrutturazione. A tal fine si rendono necessari investimenti sia per la dismissione di alcune linee produttive e di distribuzione che per la loro eventuale riconversione. In questa direzione vanno gli interventi del governo italiano quali gli incentivi alla riconversione verso la produzione di

²⁸⁷ Secondo i dati forniti da UNEM, la filiera dei carburanti in Italia è composta da 11 raffinerie, di cui 2 bioraffinerie, 21.700 punti vendita, una rete di oleodotti di 2.700 km che distribuiscono oltre 230 milioni di litri/giorno di diversi prodotti, di cui 5 milioni di litri/giorno sono rappresentati da biocarburanti. Il comparto rappresenta circa 100 miliardi di fatturato annuo e contribuisce per 13 miliardi di euro l'anno in termini di valore delle esportazioni e 2,4 miliardi di euro/anno in valore aggiunto.

biocarburanti²⁸⁸ e il sostegno agli investimenti introdotti dalla Proposta di revisione del PNRR²⁸⁹.

Rispetto alle scelte in materia di riconversione della filiera pesano le prospettive per lo sviluppo dei c.d. *low carbon liquid fuel* (LCLF), e cioè di tutti i carburanti alternativi ai carburanti fossili.

Gli operatori del settore a livello europeo sembrano puntare molto su questa via, come mostra il programma *Clean Fuels for all* lanciato nel 2020. Il programma prevede importanti investimenti già nel prossimo decennio (tra i 30 e i 40 miliardi di euro e tra i 400 e i 650 miliardi di euro al 2050) per incrementare la produzione di biocarburanti avanzati in Europa fino a 30 Mtep/anno al 2030 e fino a 150 Mtep/anno nel 2050.

Nella valutazione del contributo dei LCLF alla decarbonizzazione della mobilità gli operatori della filiera contestano l'approccio c.d. *tank to wheel* nel calcolo delle emissioni dei veicoli, a favore di un approccio che tenga in considerazione l'intero ciclo produttivo dei carburanti (c.d. *well to wheel*), e includa il contributo di tecnologie complementari, quali la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (CCS). In tal modo gli operatori della filiera ritengono possibile il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica senza dover superare l'uso dei motori a combustione interna a favore di una totale elettrificazione del trasporto.

Nel già citato studio RIE commissionato da UNEM e i cui risultati sono stati presentati alla propria ultima assemblea, si confronta lo scenario presentato da RSE al 2030 (RSE FF55) con uno «scenario alternativo» (SAFF55) in cui a fronte di una inferiore penetrazione dei veicoli elettrici (3,4 milioni rispetto agli oltre 7 tra BEV e ibride dello scenario RSE) una riduzione equivalente delle emissioni viene garantita dall'utilizzo di LCLF. Secondo le stime presentate da RIE gli investimenti necessari per raggiungere questo obiettivo sarebbero di circa 8-10 miliardi di euro, a questi andrebbe

²⁸⁸ Si veda l'art. 39, comma 3-*bis* del decreto legislativo n. 199/2021.

²⁸⁹ Dipartimento per le Politiche europee, *Proposte di revisione PNRR e integrazione REPowerEU*, 2023.

sommato il costo degli incentivi alla mobilità elettrica, stimato intorno a 15 miliardi di euro nello scenario SAFF55, che sarebbero comunque al di sotto dei 33 miliardi di euro necessari per lo scenario RSE.

Secondo gli operatori del settore, gli investimenti necessari per lo sviluppo della filiera e la necessità di creare economie di scala non sarebbero compatibili con il *phase out* al 2035 del motore a combustione interna e la limitazione del ruolo dei LCLF ai soli settori del trasporto aereo e navale.

Nella prima fase gli investimenti si concentrerebbero sul potenziamento della produzione di biocarburanti, lasciando come ancora residuale il ruolo dei c.d. *e-fuels*, o carburanti sintetici, in quanto la tecnologia di produzione non è ancora matura e attualmente ancora molto costosa, ma gli scenari di sviluppo della filiera LCLF, per essere realizzati, si basano anche sull'espansione di questo segmento.

A tale riguardo però, come già accennato, le visioni non sono univoche e sembra prevalere l'idea che il ruolo di tali carburanti nella decarbonizzazione del trasporto sia marginale e destinato principalmente a quei segmenti c.d. *hard-to-abate* e per i quali l'elettrificazione non sembra essere un'opzione realizzabile, e cioè il trasporto aereo, quello marittimo e il trasporto pesante.

Gli *e-fuels*, o carburanti sintetici, presentano infatti diverse criticità sia sotto il profilo dei costi che sotto il profilo energetico e ambientale in quanto per essere veramente sostenibili devono essere prodotti utilizzando energia elettrica rinnovabile addizionale. Inoltre il processo di produzione di tali carburanti li rende energeticamente meno efficienti rispetto all'utilizzo di mezzi elettrici. In un recente articolo, Transport and Environment (come comunemente viene indicata la Federazione europea per i trasporti e l'ambiente, associazione di organizzazioni non governative attive nel campo dei trasporti e dell'ambiente e che promuovono il trasporto sostenibile in Europa) afferma che anche nel caso che si realizzassero gli scenari più ottimistici di produzione forniti dall'industria di raffinazione, tale produzione di *e-fuels*

sarebbe sufficiente ad alimentare solo una frazione molto minoritaria dei veicoli europei²⁹⁰.

Box 1.16

Messaggi chiave: costi e benefici legati alla decarbonizzazione del trasporto privato su strada

- Uno studio di RSE (2021) che mette a confronto il costo per gli automobilisti dei veicoli ICE e dei veicoli BEV in Italia in base al criterio del c.d. *Total Cost of Ownership* (TCO), mostra come i BEV siano ancora più costosi se confrontati con gli ICE, salvo che nel caso di utilizzo di lungo termine (10 anni). Tali evidenze sembrano suggerire la necessità di incentivi per i veicoli BEV per consentire il raggiungimento dei target europei.

- In termini di contributo effettivo alla riduzione delle emissioni, confronti basati sul *Life Cycle Assessment* (LCA) confermano che i veicoli BEV hanno un impatto maggiore sulla riduzione delle emissioni.

- Si evidenzia anche che la maggior parte delle emissioni sia da collegare alla produzione dei veicoli BEV e al mix di generazione dell'energia elettrica utilizzata per ricaricarli, viceversa la maggior parte delle emissioni riconducibili ai veicoli ICE deriva da quanto sono utilizzati.

- I due settori su cui sono prevedibili i maggiori impatti della forte spinta istituzionale all'elettrificazione della mobilità privata in Italia sono il settore *automotive* (e il suo indotto) e la filiera dei carburanti, per i quali è necessaria una riconversione in parte già in atto ma che necessita di adeguati incentivi e chiare indicazioni di *policy*.

Fonte: Elaborazione Oxera.

²⁹⁰ Transport and Environment, *A drop of e-fuel in an ocean of oil. Why carbon neutral fuels will not significantly decarbonise the existing car stock*, ottobre 2022.

7. *Gli strumenti di «policy»*

7.1. *Strumenti per lo sviluppo della mobilità sostenibile*

7.1.1. *Interventi previsti dal PNRR*

Il PNRR, definitivamente approvato in sede europea nel luglio 2021, nel perimetro della c.d. «Missione 2» (Rivoluzione verde e transizione ecologica) prevede la componente «M2C2 – Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile» con risorse pari a 23,78 miliardi di euro. Ancora all'interno della componente «M2C2» si trova la Misura 4 «Sviluppare un trasporto locale più sostenibile» (8,58 miliardi di euro) il cui Investimento 4.4 è riferito allo «Sviluppo infrastrutture di ricarica» per un ammontare pari a 0,74 miliardi di euro. La mappatura delle risorse previste dal PNRR è rappresentata nella figura 1.26.

L'identificazione degli interventi di investimento a cui allocare le risorse previste è stata sviluppata a partire da alcune stime di fabbisogno elaborate dal MIMS al fine di aggiornare il PNIRE (sulla base degli scenari RSE). Come riportato nella tabella 1.12, le stime elaborate dal MIMS riguardano sia il numero di veicoli elettrici circolanti che le necessarie infrastrutture di ricarica al 2030. Come si è visto nel paragrafo 5.4, analizzando gli scenari RSE, il raggiungimento dell'obiettivo di 6 milioni di veicoli elettrici per il 2030 comporta un numero di immatricolazioni annue molto più elevato di quelle recentemente osservate (intorno alle 4-5 volte).

Sulla base dei target riportati nella tabella 1.12, il PNRR prevede lo stanziamento di risorse per la realizzazione di interventi identificati sulla base della tipologia di dispositivi di ricarica che risulterebbero maggiormente distanti dalle dinamiche concorrenziali di mercato e per cui è individuata una ridotta disponibilità di fondi esistenti. Gli interventi previsti sono i seguenti:

- 7.500 punti infrastrutturali di ricarica pubblica veloce sulle autostrade (75% del target PNIRE);

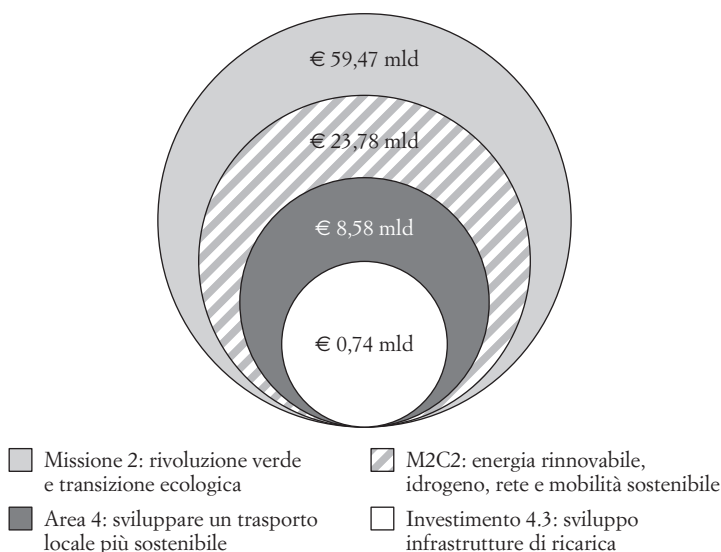


FIG. 1.26. Mappatura delle risorse previste dal PNRR.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di quanto riportato nel PNRR.

TAB. 1.12. Target elaborati dal MIMS per il 2030

Area	Quantificazione MIMS al 2030
Veicoli elettrici al 2030	6 milioni ^a
Punti di ricarica privata	3,3 milioni
Infrastrutture di ricarica pubblica veloce	31.500
di cui in autostrada (non coperte da misure PNRR)	1.850
di cui in strade a scorrimento veloce senza pedaggio	10.000
di cui in centri urbani	19.650
Infrastrutture di ricarica pubblica lenta (non coperte da PNRR)	78.600

^a Il target di 6 milioni di veicoli elettrici è quello riportato dagli scenari RSE coerente con lo scenario RSE *Fit for 55* di cui al paragrafo 5.4 di questo rapporto se si guarda ai soli veicoli BEV.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di quanto riportato nel PNRR.

- 13.755 punti infrastrutturali di ricarica pubblica rapida nei centri urbani (70% del target PNIRE);
- 100 stazioni di ricarica sperimentali collegate allo stoccaggio.

Il costo totale della misura è di 1,85 miliardi di euro di cui 741,3 milioni coperti da PNRR.

Tra gli obiettivi della misura esplicitati nel PNRR vi sono:

1. accelerare la realizzazione di aree *hub* dedicate ai servizi del nuovo modello di mobilità e accelerare il processo di trasformazione della tradizionale rete di distribuzione dei carburanti con l'integrazione delle colonnine elettriche;
2. installare dispositivi di ricarica rapida, più lontani dalla competitività economica e per i quali vi è anche una ridotta disponibilità di misure e fondi;
3. stimolare l'occupazione, attraverso circa 6,6 assunzioni ogni milione di euro.

Quanto alla *governance*, il coordinamento generale dell'implementazione delle misure è affidato al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (MASE), ex MiTE, con il supporto del MIT, del Ministero dell'Economia e degli enti locali. Il 23 maggio 2022 il MiTE (ora MASE) ha indetto una consultazione avente ad oggetto le modalità di allocazione dei fondi previsti, dalla quale emergono i seguenti dettagli:

- le risorse sono destinate a finanziare (a fondo perduto) fino al 40% dei costi di realizzazione delle stazioni;
- le risorse verranno assegnate mediante procedure competitive, prevedendo un bando in ciascun anno nel periodo 2022-2024;
- il primo bando è previsto per dicembre 2022;
- la graduatoria di ogni bando sarà determinata dal ribasso offerto sulla percentuale massima di contributo in conto capitale (40%), corretto da specifici fattori premianti²⁹¹.

²⁹¹ MiTE, Consultazione pubblica Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 4.3 (Infrastrutture di ricarica elettrica), 2022.

Di recente, il 10 maggio 2023, il MASE ha infine pubblicato gli avvisi per la presentazione di progetti per la realizzazione di infrastrutture di ricarica in superstrade e centri urbani. I fondi, che trovano origine nel PNRR, sono pari a 150 milioni di euro per le stazioni di ricarica nelle superstrade e pari a 127 milioni di euro per le zone urbane. Le stime sviluppate dal MASE suggeriscono la realizzazione di 2.500 stazioni nelle superstrade e 4.000 nelle strade urbane. I progetti dovranno essere presentati dalle imprese e/o raggruppamenti entro il 9 giugno 2023²⁹².

7.1.2. *Sussidi e incentivi*

Contributi all'acquisto di veicoli a basse emissioni. Tra le misure adottate dal governo per favorire lo sviluppo della mobilità sostenibile vi sono, innanzitutto, i contributi «ecobonus», concessi per l'acquisto di veicoli ecologici e la rottamazione dei veicoli esistenti inquinanti. I contributi sono stati riconosciuti a partire dalla legge di bilancio 2019, le risorse legate a quelli riferiti alle autovetture sono esaurite fino al 2021. Per gli anni 2019, 2020 e 2021 sono stati previsti rispettivamente 60 milioni di euro, 262 milioni e 283 milioni.

Con il d.p.c.m. 6 aprile 2022 sono state stanziati ulteriori risorse a copertura del periodo 2022-2024, con fondi pari a 650 milioni di euro in ciascuno degli anni. I contributi previsti per le autovetture (categoria M1) in base alla categoria di veicolo sono riportati nella tabella 1.13.

Occorre tuttavia sottolineare come nei primi mesi del 2023 sia rimasta inutilizzata una larga parte degli incentivi destinati ai veicoli PHEV (rimanenti 218mln su 235mln) e BEV (rimanenti 173mln su 190mln), mentre quelli destinati ai veicoli tradizionali meno inquinanti sono andati esauriti. Tali risultati mettono in luce alcune criticità degli attuali incentivi, tra cui il tetto massimo al prezzo totale dei

²⁹² MASE, PNRR: MASE pubblica avvisi per selezione progetti colonnine di ricarica elettrica, 2023, comunicato stampa, 10 maggio 2023.

TAB. 1.13. *Contributi «ecobonus» 2022 per l'acquisto di veicoli a basse emissioni*

Fascia di emissione (CO ₂ g/km)	Contributo senza rottamazione (€)	Contributo con rottamazione (€)	Limite prezzo (€)	Risorse stanziare (2022) (€ milioni)
0-20 (elettriche)	3.000	5.000	35.000 + IVA	220
21-60 (ibride)	2.000	4.000	45.000 + IVA	225
61-135 (endotermiche tradizionali)	Non previsto	2.000	35.000 + IVA	170

Fonte: MISE.

veicoli BEV che limita di fatto la scelta per i consumatori. Un ridisegno del sistema degli incentivi appare opportuno.

Disincentivi fiscali per l'acquisto di veicoli maggiormente inquinanti. Con la legge di bilancio 2019 sono stati previsti disincentivi, sotto forma di imposta, per l'acquisto di autovetture nuove con alte emissioni di CO₂ (superiori a 160 CO₂ g/km) dal 1° marzo 2019 al 31 dicembre 2020. La legge di bilancio 2021 ha modificato la misura con applicazione solo agli acquisti di veicoli con emissioni superiori a 191 gr/Km (fino al 31 dicembre 2021). Si tratta di una imposta *una tantum* pagata dall'acquirente sulle auto immatricolate in Italia e compresa tra i 1.100 e i 2.500 euro.

Detrazioni fiscali per l'infrastruttura di ricarica privata. A partire dalla legge di bilancio 2019 sono state previste delle detrazioni fiscali per l'acquisto e l'installazione di stazioni di ricarica privata per veicoli elettrici. In particolare, la misura ha previsto una detrazione fiscale del 50% per le spese relative all'acquisto e la posa delle stazioni di ricarica nel triennio 2019-2021. La misura riguarda anche i costi relativi all'aumento di potenza del contatore di energia elettrica (fino a un massimo di 7 kW). La detrazione del 50% si riferisce a una spesa massima sostenuta pari a 3.000 euro da ripartire in 10 anni.

La detrazione è riconosciuta con esclusivo riferimento a colonnine aventi uno o più punti di ricarica di potenza standard (pari o inferiore a 22 kW ma superiore a 3,7kW) non accessibili al pubblico.

Inoltre, per spese sostenute congiuntamente a lavori di ristrutturazione che danno diritto al c.d. «superbonus» del 110% è prevista la medesima detrazione. I limiti di spesa in questa fattispecie sono minori e compresi tra 1.200 e 2.000 euro²⁹³.

Box 1.17

Messaggi chiave: strumenti per lo sviluppo della mobilità sostenibile

- A partire dalle stime del MIMS, relative agli obiettivi in termini di numero di veicoli elettrici circolanti e fabbisogno di punti di ricarica, sono stati identificati gli ambiti a cui destinare i fondi del PNRR per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica.

- Il PNRR ha previsto lo stanziamento di 0,74 mld di euro per la realizzazione di stazioni di ricarica veloce sulle superstrade e nei centri urbani. Il MiTE ha recentemente lanciato i bandi per accedere ai fondi.

- A supporto della mobilità sostenibile esistono altri strumenti di incentivo e disincentivo sia in termini di contributi all'acquisto di veicoli a basse emissioni (ecobonus) che di strumenti di tipo fiscale (detrazioni per l'installazione di punti di ricarica privata, maggiore imposizione fiscale all'acquisto di veicoli inquinanti, ecc.).

- Nella prima parte del 2023 parte degli incentivi destinati a BEV e PHEV è rimasta inutilizzata, mettendo in luce la scarsa attrattiva dei veicoli elettrici nel mercato italiano e alcune criticità dell'attuale sistema di incentivi che andrebbe ridisegnato.

Fonte: Elaborazione Oxera.

²⁹³ Sono previste altre misure per finanziare e incentivare l'acquisto di infrastrutture di ricarica, tra queste che non hanno però ancora trovato concreta attuazione in mancanza dei necessari atti amministrativi, ad esempio il c.d. «bonus colonnine 2023», previsto dal d.p.c.m. 2022 che prevede l'uso di una piattaforma online per l'inoltro della richiesta che ad oggi non risulta essere stata ancora attivata.

7.2. *Alcune considerazioni conclusive*

Il settore trasporto su strada contribuisce in modo rilevante alle emissioni di CO₂ generate dal trasporto. In Italia il trasporto su strada contribuiva per circa il 92,6% delle emissioni nel 2019.

Tale contributo riflette la preferenza attribuita all'auto privata rispetto ad altri mezzi di trasporto e anche l'età media del parco auto circolante. L'Italia è tra i paesi in cui le emissioni provenienti dal settore della mobilità privata sono più elevate e in aumento (+20% dal 1990).

Allo stadio attuale della tecnologia e della sua prevedibile maturazione, la mobilità privata appare come l'ambito del trasporto in cui è più facile la penetrazione dei veicoli elettrici. Anche le indicazioni di *policy* vanno in questa direzione: le istituzioni europee hanno infatti individuato nel superamento degli attuali motori a combustione e nella mobilità elettrica lo strumento principale per abbattere le emissioni nel settore della mobilità privata.

Tale scelta, condivisa anche da altri paesi e che ha orientato le scelte industriali di grandi *players* nel settore (USA e Cina per citare i più rilevanti), per condurre realisticamente agli esiti desiderati in Europa, e cioè alla neutralità climatica entro il 2050, ed essere sostenibile economicamente e socialmente, deve prevedere adeguate politiche di supporto alla riconversione delle filiere interessate. Inoltre, è necessario che le azioni messe in atto siano sempre più coordinate e integrate tra i diversi settori, si pensi allo sviluppo delle reti e delle infrastrutture di ricarica, alla più rapida crescita della produzione da fonti rinnovabili per fare fronte ai maggiori consumi per la mobilità, alle più generali politiche per il trasporto (shift modale, trasporto pubblico ecc.).

Come evidenziato dai dati presentati, nonostante una crescente diffusione dei veicoli elettrici anche nel nostro paese, il tasso di crescita della quota di tali veicoli sul parco auto circolante appare attualmente insufficiente a consentire il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Analoghe considerazioni valgono per la diffusione dei punti di ricarica per i veicoli elettrici sul territorio. Anche

se al momento l'infrastrutturazione non sembra rappresentare un problema, considerata la modesta dimensione del parco elettrico circolante, in prospettiva, dovrebbe crescere a ritmi notevolmente più sostenuti e in modo più omogeneo sul territorio.

La massiccia elettrificazione del trasporto privato necessaria per il raggiungimento degli obiettivi avrà inevitabilmente rilevanti impatti sul sistema elettrico, sia in termini di potenziamento e adeguamento delle reti, per consentire la diffusione dei punti di ricarica sul territorio nazionale, sia in termini di gestione dei carichi, che saranno modificati e ridefiniti dalle abitudini di consumo dei veicoli elettrici.

Gli incentivi introdotti per i consumatori non sembrano essere stati fin qui sufficienti e correttamente disegnati per sostenere adeguatamente l'acquisto di veicoli elettrici, considerate le differenze di costo rispetto ai veicoli a motore endotermico.

Infine la scelta europea, condivisa da numerosi paesi, di superare l'uso dei motori a combustione interna per la mobilità privata e di puntare a un azzeramento delle emissioni, concentrandosi sulla sola mobilità elettrica, sembra dare i segnali necessari al fine di concentrare risorse e investimenti sullo sviluppo di tale tecnologia e la riconversione della filiera automobilistica europea in tale direzione (come sta già avvenendo sebbene con notevoli ritardi).

Allo stesso tempo questo approccio potrebbe avere impatti negativi sullo sviluppo di tecnologie alternative che possono contribuire alla decarbonizzazione del trasporto privato nella transizione ma anche in settori in cui al momento la soluzione elettrica appare meno praticabile, nel lungo termine e a regime.

APPENDICE 1. I PRINCIPALI TARGET PER I SETTORI DELL'ENERGIA E DELLA MOBILITÀ

Per stare agli interventi più recenti, alla fine del 2018 è stato approvato il c.d. *Clean Energy Package* (CEP)²⁹⁴ un

²⁹⁴ Commissione europea, *Clean Energy for all Europeans package*.

pacchetto di provvedimenti, regolamenti e direttive, con il quale l'Unione ha definito alcuni obiettivi a livello europeo per il 2030, e in particolare il target di penetrazione delle fonti di energia rinnovabile (FER).

Nel novembre 2019, appena insediatasi, la nuova Commissione europea ha lanciato il c.d. *Green Deal*, la comunicazione con la quale ha rinnovato e rafforzato il proprio impegno per una decarbonizzazione dell'economia europea dichiarando l'intenzione di raggiungere l'obiettivo di «neutralità climatica» dell'Unione (*net-zero emissions*) al 2050.

Un tale obiettivo di riduzione delle emissioni, inserito nella *Climate Law*²⁹⁵, ha spinto la Commissione a rivedere anche il proprio obiettivo di riduzione dei gas serra al 2030, portandolo da -40% a -55% rispetto al livello del 1990. Da questa decisione ha preso avvio l'elaborazione di un nuovo pacchetto di misure, il c.d. *Fit for 55*, che include, tra i vari elementi di novità, l'incremento dei target del CEP di recente recepiti negli ordinamenti nazionali.

Al momento in cui si scrive, per numerosi provvedimenti oggetto del *Fit for 55* è stato raggiunto un accordo in fase di negoziazione tra Consiglio e Parlamento, o si è in fase avanzata di negoziazione o approvazione. I target in essi contenuti rappresentano comunque già un riferimento per gli strumenti da adottare²⁹⁶.

Infine, alla luce della situazione di crisi internazionale e delle conseguenze in termini di prezzi e di forniture energetiche per l'UE, la Commissione è intervenuta con la comunicazione prima e il piano *REPowerEU* poi²⁹⁷. Il piano

²⁹⁵ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»), giugno.

²⁹⁶ Alcuni regolamenti e direttive sono stati di recente approvati dal Consiglio dell'Unione europea, mentre altri sono attualmente oggetto di trilogo. Per una panoramica dello stato di avanzamento dell'iter dei provvedimenti si veda Consiglio Europeo, Consiglio dell'Unione europea, *Pronti per il 55%*, 2023.

²⁹⁷ Commissione europea, *REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy*. Press release, 8 marzo 2022. Si veda inoltre Commissione europea, *REPowerEU: A plan to rapidly reduce*

imprime un'ulteriore accelerazione al processo di decarbonizzazione al fine di ridurre la dipendenza da fonti fossili dell'Unione grazie ad un ancora maggiore contributo delle fonti di energia rinnovabile.

Di seguito si illustrano nel dettaglio i target in vigore e come sono stati recepiti e declinati in Italia nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), nonché le proposte di revisione degli stessi del *Fit for 55 package* e di *REPowerEU*.

A1.1. *L'ambizione dei nuovi target*

Clean Energy Package (CEP). Con il CEP sono stati fissati a livello europeo gli obiettivi relativi alla quota energia da fonti rinnovabili sul consumo totale di energia al 2030, aggiornando con la c.d. RED II²⁹⁸ quelli fissati al 2020 dalla prima direttiva in materia.

La RED II, a differenza di quanto previsto dalla precedente direttiva che aveva fissato target al 2020, non definisce obiettivi vincolanti per i singoli Stati membri. Il contributo di ciascuno Stato membro al raggiungimento degli obiettivi europei è in linea di principio garantito dagli strumenti di pianificazione, monitoraggio e *reporting* introdotti dal regolamento *Governance*²⁹⁹, di cui lo strumento più importante sono i PNIEC che vengono presentati da ciascuno Stato membro alla Commissione per revisione e approvazione.

La RED II attualmente prevede un target energia da fonti rinnovabili pari al 32% del consumo totale di energia europeo e la possibilità di rivedere in aumento il target entro il 2023. La RED II prevede inoltre ulteriori misure e

dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition. Press release, 18 maggio 2022.

²⁹⁸ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione) dell'11 dicembre 2018.

²⁹⁹ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

TAB. A1.1. Target europei in materia di riduzione delle emissioni al 2030

Settore e normativa di riferimento	Target UE	Target per l'Italia
Riduzioni complessive delle emissioni	-40% delle emissioni di gas serra totali rispetto a 1990	Non è prevista la definizione a livello di singolo Stato membro
Settori ETS	-43% rispetto al 2005	-56% rispetto al 2005
Settori non-ETS (Effort Sharing)	-30% rispetto al 2005	-33% rispetto al 2005
LULUCF	<i>no-debit rule</i> ^e	<i>no-debit rule</i>

Note: LULUCF; *Land-Use Change and Forestry*. Il regolamento LULUCF prevede un impegno vincolante per gli Stati membri di assicurare che le emissioni dall'uso del suolo siano interamente compensate attraverso la rimozione di una quantità equivalente di CO₂ dall'atmosfera, attraverso azioni nel settore.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di regolamento (UE) 2018/1999 sulla *governance* dell'Unione europea e dell'azione per il clima; Commissione europea, *2020 Climate & Energy Framework*; Commissione europea, *Land use and forestry regulation for 2021-2030*; Ministero dello Sviluppo Economico, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Italia*, dicembre 2019.

target nei settori e negli ambiti in cui la penetrazione delle fonti rinnovabili è apparsa più lenta, quali ad esempio il trasporto. Per quest'ultimo settore, il target al 2030 per il consumo di carburanti rinnovabili aumenta al 14%, con un ulteriore sotto-target per i c.d. «biocarburanti avanzati» del 3,5%. Per riscaldamento e raffrescamento si definisce invece un aumento annuo della percentuale di fonti rinnovabili dell'1,3% e per il teleriscaldamento/raffrescamento si prevede un incremento annuo dell'uso di fonti rinnovabili e rifiuti dell'1%.

Tali target si iscrivono nell'ambito dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 40% entro il 2030 rispetto alle emissioni prodotte nel 1990. Si tratta dei target nazionali vincolanti definiti dalla direttiva in materia di *Emission Trading* (ETS)³⁰⁰ e del regolamento *Effort sharing*³⁰¹ per ciascuno degli Stati membri.

Un'altra componente rilevante dell'azione comunitaria per la riduzione delle emissioni è quella legata alla riduzione dei consumi e quindi all'efficienza energetica. Nel CEP c'è una specifica direttiva, la c.d. EED³⁰².

I target di efficienza energetica fissati dalla EED prevedono un aumento dell'efficienza energetica (espressa in termini di consumo di energia primaria e/o finale) di almeno il 32,5% entro il 2030, rispetto alle stime dei consumi previsti

³⁰⁰ Direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 marzo 2018 che modifica la direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio e la decisione (UE) 2015/1814.

³⁰¹ Regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018 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 e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013.

³⁰² Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

al 2030 secondo le proiezioni del 2007. La EED prevede inoltre una revisione della direttiva stessa entro il 2024³⁰³.

Pur riconoscendo l'importanza dell'efficienza energetica nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, il tema non sarà approfondito ulteriormente in questa relazione, in quanto non riconducibile alle infrastrutture energetiche, ma parte di un disegno più ampio e caratterizzato da numerose interazioni con altri settori.

Fit for 55. L'incremento del target di riduzione delle emissioni dal 40% al 55% rispetto al livello del 1990 ha reso necessario avviare una revisione della normativa per adeguare l'impianto regolatorio euro-unitario.

Per quanto riguarda la revisione della RED II, nella sua proposta³⁰⁴, la Commissione prevedeva per il 2030 che la quota obiettivo di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi energia aumentasse dal 32% al 40%. Proponeva inoltre di modificare i sotto-target settoriali attualmente previsti, in particolare:

- rendendoli vincolanti, come quello su riscaldamento e raffrescamento;
- aumentandoli, come nel caso di teleriscaldamento/raffrescamento, passando da un target di incremento annuale di uso di fonti rinnovabili dell'1% a uno del 2,1%;
- aggiustandoli, come nei trasporti dove si introduce un target in termini di riduzione delle emissioni del 13% rispetto al nuovo *benchmark* basato sulle emissioni e che copre tutti i tipi di trasporto, pari a circa il doppio dell'attuale target in termini di energia equivalente, secondo le metodologie di calcolo della direttiva ora in vigore.

³⁰³ L'efficienza energetica non è esplicitamente parte dello scopo del report, ma i target sono esplicitati per completezza d'informazione e dove presentano implicazioni più ampie sull'evoluzione delle infrastrutture energetiche.

³⁰⁴ Commissione europea, COM(2021) 557 final, *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio e la direttiva n. 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio.*

Inoltre, la proposta di revisione suggeriva di introdurre nuovi obiettivi per il consumo di idrogeno verde rispetto al totale dell'idrogeno consumato nell'industria (50%) e per il consumo dei cosiddetti combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) del 2,6%.

L'accordo raggiunto tra Consiglio dell'Unione europea e Parlamento sul testo della proposta per la c.d. RED III ha rivisto sostanzialmente questi target allineandoli alle indicazioni del piano *REPowerEU*. In particolare, il testo dell'accordo prevede³⁰⁵:

- un aumento della quota obiettivo complessiva di energia da fonti rinnovabili al 42,5% (incrementabile fino al 45%) dei consumi finali di energia;

- una rimodulazione degli incrementi annuali per riscaldamento e raffrescamento (0,8% e poi 1,1%) nell'ambito di un obiettivo vincolante del 49% dell'uso di rinnovabili negli edifici al 2030;

- un'articolazione dei sotto-target relativi al trasporto che prevedono ora la possibilità per gli Stati membri di optare tra un obiettivo di riduzione delle emissioni del 14,5% e uno di utilizzo di fonti rinnovabili del 29% negli usi finali per il trasporto;

- un sotto-target combinato in materia di biocarburanti avanzati e RFNBO nei trasporti del 5,5% (con un minimo dell'1% di RFNBO);

- una rimodulazione dei target in materia di idrogeno nell'industria che dovrà essere rinnovabile per almeno il 42% nel 2030 e il 60% nel 2035 e la cui quota proveniente da fonti fossili alle stesse date dovrà scendere al 23% e 20% rispettivamente. Inoltre, il sotto-target per RFNBO del 2,6% viene ripartito tra trasporti (1%) e industria (1,6%).

Per quanto riguarda l'idrogeno, al di là dei target sottosettoriali della RED II sopra illustrati, la Commissione ha identificato, nell'ambito del *Green Deal*, una propria Strategia per lo sviluppo del settore dell'idrogeno, sia in

³⁰⁵ Consiglio dell'UE, *Il Consiglio e il Parlamento raggiungono un accordo provvisorio in merito alla direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili*, comunicato stampa, 30 marzo 2023.

termini di produzione sia in termini di infrastrutture³⁰⁶. Inoltre, ha riservato un ruolo importante all'idrogeno nella propria Strategia per l'integrazione del sistema energetico, identificandolo come un utile strumento di integrazione tra settori energetici e che consente una forma di stoccaggio dell'energia rinnovabile³⁰⁷.

La Strategia per l'idrogeno della Commissione si concentra principalmente sull'idrogeno rinnovabile, cioè prodotto da fonti di energia rinnovabili (di fatto la sola elettrolisi con l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile) al 2050. Altre forme di idrogeno, definite *low carbon*, quale quello da *steam reforming* del gas naturale con *carbon capture and storage* (CCS, cioè con cattura e stoccaggio della CO₂), sono prese in considerazione ai fini della transizione, così come gli interventi di decarbonizzazione dell'attuale produzione di idrogeno c.d. grigio³⁰⁸. La Strategia prevede l'installazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno per una capacità di 40GW sul territorio europeo e 40GW in terri-

³⁰⁶ Commissione europea, COM(2020) 301 Final, *Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*.

³⁰⁷ Si veda Commissione europea, COM(2020) 299 Final, *Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico*, 2020. La Strategia europea sull'idrogeno prevede diverse fasi di sviluppo del mercato, ciascuna con le sue peculiarità e priorità. Una prima fase (2020-2024), in cui l'obiettivo è l'installazione di almeno 6 GW di capacità di elettrolizzazione e la produzione di almeno un milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. In questa fase gli elettrolizzatori potrebbero essere installati vicino ai centri di consumo, quindi la Commissione si attende che la necessità di trasportare l'idrogeno resterà limitata, ma sarà importante cominciare a pianificare l'infrastruttura necessaria per il futuro. Una seconda fase (2025-2030), in cui l'idrogeno rinnovabile dovrebbe diventare più competitivo e l'obiettivo è quantificato in almeno 40 GW di capacità di elettrolizzazione e la produzione di almeno 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile. Ci si attende lo sviluppo di *clusters* per l'idrogeno, le c.d. *hydrogen valleys*, e comincerà a emergere il bisogno di una infrastruttura europea per l'idrogeno. Infine, nella terza fase (2030-2050) l'idrogeno rinnovabile dovrebbe raggiungere la maturità tecnologica ed essere impiegato in maniera più diffusa nei settori *hard-to-abate*.

³⁰⁸ Per idrogeno grigio si intende l'idrogeno prodotto in alcuni processi industriali tramite l'utilizzo di combustibili fossili senza cattura o riutilizzo della CO₂ liberata.

torio extra-EU per una produzione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno al 2030 (e l'importazione di una quantità equivalente). Tali obiettivi sono stati confermati dal piano *REPowerEU* (con i relativi finanziamenti da includere nei PNRR degli Stati membri).

Alcuni Stati membri hanno sviluppato proprie strategie per lo sviluppo dell'idrogeno a volte anticipando gli orientamenti europei (come nel caso della Germania). La strategia italiana per l'idrogeno prevede al 2030 una penetrazione dell'idrogeno del 2% negli usi finali di energia e circa 5GW di capacità di elettrolisi per la produzione di idrogeno³⁰⁹.

Vale infine la pena ricordare in merito all'idrogeno rinnovabile che l'attuale RED II e gli atti delegati recentemente approvati affermano il c.d. principio di «addizionalità» delle fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di idrogeno affinché questo possa essere considerato idrogeno verde. In altre parole, l'energia rinnovabile utilizzata per produrre idrogeno tramite elettrolisi deve essere aggiuntiva a quella destinata agli altri usi, al fine di evitare che gli obiettivi relativi all'idrogeno comportino una sostanziale erosione degli utilizzi dell'energia rinnovabile nei consumi finali.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, la proposta di revisione della direttiva EED prevede un incremento del target fissato dal CEP del 9% in relazione agli scenari di riferimento del 2020, incrementato all'11,7% in virtù dell'accordo emerso dal trilatero³¹⁰.

Gli eventi che hanno interessato i mercati dell'energia nel corso degli ultimi due anni, la crisi dei prezzi prima e la crisi internazionale innescata dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia poi, hanno reso più complesso il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

La politica della Commissione dovrà conciliare la decarbonizzazione con altri molteplici obiettivi e in parte, almeno in apparenza, conflittuali, quali la protezione dei

³⁰⁹ MISE, *Strategia Nazionale Idrogeno, Linee guida preliminari*, 2020.

³¹⁰ Consiglio dell'UE, *Il Consiglio e il Parlamento raggiungono un accordo sulla direttiva sull'efficienza energetica*, comunicato stampa, 10 marzo 2023, aggiornato al 29 marzo 2023.

consumatori vulnerabili e delle economie europee dal rialzo dei prezzi, la tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e il raggiungimento dell'indipendenza dalle forniture di combustibili fossili da parte della Russia³¹¹.

REPowerEU. In questo mutato contesto si inseriscono le misure presentate nella comunicazione *REPowerEU* con l'obiettivo di ridurre la domanda europea di gas russo di due terzi entro la fine del 2022 e di eliminare complementariamente la dipendenza da questa fonte, e dai combustibili fossili russi più in generale, entro il 2030 fissando il target al 2027³¹². La Commissione propone inoltre di aumentare ulteriormente i target per lo sviluppo delle energie rinnovabili dal 40% al 45%, puntando in particolar modo sullo sviluppo del fotovoltaico e dell'eolico *offshore*, ma anche su un forte incremento della produzione di biometano³¹³.

Come evidenziato nella parte dedicata, gli elementi della proposta della Commissione nell'ambito di *REPowerEU* sono stati integrati nel processo di negoziazione interistituzionale tra il Consiglio e il Parlamento in merito ai provvedimenti del pacchetto *Fit for 55* interessati. La tabella A1.2 mostra i principali target in vigore e li confronta con quelli previsti dalle proposte del *Fit for 55* e di *REPowerEU*.

I target specifici per la mobilità. Nell'ambito dello sforzo aggiuntivo rispetto al CEP richiesto dal *Green Deal*, un ruolo centrale è occupato dal settore dei trasporti e della mobilità, per cui sono stati previsti degli specifici obiettivi di politica ambientale. In particolare, il target per il settore

³¹¹ A questo riguardo già nella comunicazione pubblicata dalla Commissione nell'ottobre del 2021 in cui venivano presentati gli strumenti a disposizione degli Stati membri e della Commissione per mitigare l'impatto dei prezzi elevati dell'energia, la Commissione esprimeva la propria preoccupazione per un rischio di rallentamento del processo di decarbonizzazione dovuto alla crisi dei prezzi. Al tempo stesso, la Commissione evidenziava come invece fosse auspicabile non arretrare rispetto a tale processo al fine di rendere l'Europa indipendente dai combustibili fossili e dai rischi di picchi di prezzo a essi legati.

³¹² Commissione europea, *REPowerEU: joint European action for more affordable, secure and sustainable energy*, comunicato stampa, 8 marzo 2022.

³¹³ *Ibidem*.

TAB. A1.2. *Evoluzione dei target in materia energia e clima al 2030*

Target	Clean Energy Package	Fit for 55 ^a	REPowerEU
Riduzione delle emissioni di gas serra	-40% rispetto ai livelli del 1990	-55% rispetto ai livelli del 1990	-55% rispetto ai livelli del 1990
Energia rinnovabili ^a	Almeno 32%	40% /42,5%	45%
Efficienza energetica	-32,5% rispetto ai consumi previsti al 2030 secondo le proiezioni del 2007	-9% /-11,7% rispetto allo scenario di riferimento del 2020	-13% rispetto allo scenario di riferimento del 2020

^a Il target in materia di energie rinnovabili è espresso come quota dei consumi finali lordi di energia coperto dalle FER. ^b Per i target del pacchetto *Fit for 55* sono indicati i valori proposti dalla Commissione e quelli su cui è stato raggiunto un accordo in fase di trilogio.

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di Commissione europea, *2030 climate & energy framework*; Commissione europea, COM(2022) 222 final, *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

dei trasporti è stato fissato in una riduzione del 90% delle emissioni entro il 2050.

Nel dicembre del 2020, la Commissione europea ha presentato la «Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente», un insieme di 82 iniziative finalizzate al raggiungimento dei target previsti dal *Green Deal* europeo. Secondo la Strategia, tutti i modi di trasporto dovranno diventare più sostenibili, con alternative verdi ampiamente disponibili e con i giusti incentivi messi in atto per guidare la transizione. Sono state inoltre fissate alcune *milestones*. Quelle rilevanti in merito al trasporto privato su strada riguardano l'obiettivo di garantire che entro il 2030 siano almeno 30 milioni le auto a emissioni zero in circolazione sulle strade europee e che entro il 2050 quasi tutte le auto, furgoni e autobus nuovi siano a zero emissioni.

Per quanto concerne il trasporto privato il già citato pacchetto *Fit for 55* prevede un inasprimento degli attuali obiettivi di riduzione delle emissioni relative ai veicoli di nuova immatricolazione al 2030, equivalente a una riduzione del 55% rispetto ai livelli registrati nel 2021, e la fissazione di un nuovo obiettivo al 2035 di abbattimento delle emissioni al 100%. Ciò significa in pratica che dal 2035 non sarà più possibile immettere sul mercato dell'UE auto o furgoni con motore a combustione interna.

Tra le iniziative previste dal pacchetto *Fit for 55* rilevanti per la mobilità rientrano inoltre la revisione dei target specifici per il trasporto contenuti nella RED II e la revisione del regolamento sullo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi (AFIR)³¹⁴.

Come in parte accennato sopra, la revisione della RED II prevede un aggiustamento dei target di riduzione delle emissioni, ma anche specifici obiettivi in termini di penetrazione delle fonti rinnovabili e dell'utilizzo di biocarburanti e dei c.d. RNBO. Per quanto riguarda in particolare

³¹⁴ Commissione europea, COM (2021) 559 final, *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*.

i biocarburanti avanzati, la proposta della Commissione europea prevede una quota pari al 2,2% per i biocarburanti avanzati e al 2,6% per i c.d. RFNBO sul totale dell'energia fornita al settore dei trasporti al 2030. Tali target sono stati in parte rimodulati e rivisti nell'ambito delle negoziazioni tra Consiglio e Parlamento e per tenere conto delle previsioni di *REPowerEU* (si veda sopra il paragrafo dedicato al *Fit for 55*).

La revisione del regolamento AFIR, su cui Consiglio e Parlamento hanno recentemente raggiunto un accordo³¹⁵, si pone l'obiettivo di assicurare la diffusione in tutta l'UE di infrastrutture di ricarica elettrica e di rifornimento di combustibili alternativi. Alcuni dei target previsti riguardano:

- entro il 2025: almeno una colonnina di ricarica per il trasporto leggero ogni 60 km;
- ogni anno: aumento del numero delle colonnine di ricarica per il trasporto leggero in proporzione al numero delle vetture elettriche registrate;
- entro il 2030: una colonnina di ricarica adibita al trasporto pesante almeno ogni 60 km e presso ogni area di parcheggio permanente;
- entro il 2030: una stazione di rifornimento per combustibile idrogeno ogni 200 km e una densità maggiore in aree urbane.

A1.2. *Declinazione dei target a livello nazionale*

Con il già citato regolamento *Governance*, il CEP ha introdotto strumenti di pianificazione, monitoraggio e *reporting* dell'azione degli Stati membri a sostegno del processo di decarbonizzazione. Tali strumenti dovrebbero da una parte garantire a ciascuno Stato membro di poter declinare in base alle caratteristiche specifiche del proprio contesto nazionale il proprio contributo al raggiungimento dei target

³¹⁵ Consiglio dell'EU, *Infrastruttura per i combustibili alternativi: accordo provvisorio per un maggior numero di stazioni di ricarica e di rifornimento in tutta Europa*, comunicato stampa, 28 marzo 2023.

Tab. A1.3. Confronto tra target nazionali fissati nel PNIEC e target europei

Target	PNIEC 2019	UE CEP	UE Fit for 55 ^d
Riduzione delle emissioni di gas serra	-33% rispetto al 2005 per settori non ETS -56% rispetto al 2005 per settori ETS	-40% complessivo rispetto al 1990 -30% rispetto al 2005 per settori non ETS -43% rispetto al 2005 per settori ETS	-55% complessivo rispetto al 1990
Energia rinnovabili ^a	30%	32%	42,5%
Efficienza energetica	-43%	-32,5%	-11,7% rispetto allo scenario di riferimento del 2020
Livello di interconnettività elettrica ^b	10% ^c	15%	

^a Il target in materia di energia rinnovabile è espresso come quota dei consumi finali lordi di energia coperti dalle FER. ^b Espresso come il rapporto tra *Net Transfer Capacity* e capacità di generazione netta installata. ^c Nel PNIEC viene evidenziato come questo target, sebbene inferiore all'obiettivo complessivo europeo, sia molto ambizioso. ^d I target del *Fit for 55* sono quelli fissati dall'accordo raggiunto nelle negoziazioni interistituzionali.

Fonte: Elaborazione Oxa sulla base di Ministero dello Sviluppo Economico, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Italia*, dicembre 2019; Commissione europea, *2030 climate & energy framework*; Commissione europea, COM(2022) 222 final.

TAB. A1.4. Confronto tra gli obiettivi al 2030 definiti nel PNIEC 2019 e nella proposta di aggiornamento 2023

Target	PNIEC 2019	Proposta aggiornamento PNIEC 2023 ^a
Riduzione delle emissioni di gas serra	-33% rispetto al 2005 per settori non ETS	-35,3% / -37,1% rispetto al 2005 per settori non ETS
Energie rinnovabili ^b	-56% rispetto al 2005 per settori ETS	-62% rispetto al 2005 per settori ETS
Efficienza energetica	30%	40,5%
	125 Mtep, come consumi di energia primaria	104 Mtep, come consumi di energia finale
	122 Mtep, come consumi di energia primaria	100 Mtep, come consumi di energia finale

^a Si riferisce al cd. scenario di *policy*. ^b Il target in materia di energia rinnovabili è espresso come quota dei consumi finali lordi di energia coperto dalle FER.

Fonte: MASE, *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Executive Summary*, giugno 2023, p. 24.

europei, dall'altra consentire alla Commissione di verificare che ciascuno Stato membro si impegni in modo adeguato a questo scopo e metta in atto misure appropriate.

Come anticipato, il principale strumento a questo fine è il PNIEC³¹⁶. Per completezza si riportano gli obiettivi in materia di riduzione delle emissioni, sviluppo di energie rinnovabili ed efficienza energetica definiti nel PNIEC 2019 (sulla base del CEP). Tuttavia, entro giugno 2024, i PNIEC dovranno essere rivisti alla luce dei nuovi target *Fit for 55* e dovranno fornire informazioni sul progresso rispetto al piano *REPowerEU*³¹⁷. L'*Executive Summary* della proposta di aggiornamento del piano italiano è stato inviato alla Commissione europea il 30 giugno 2023, maggiori dettagli sono forniti di seguito³¹⁸.

L'aggiornamento del PNIEC è attualmente in corso, dall'*Executive Summary* trasmesso il 30 giugno 2023 alla Commissione europea si possono vedere le differenze rispetto agli obiettivi previsti nella precedente versione del piano. Come si può vedere nella tabella A1.4, il confronto tra il PNIEC del 2019 e la proposta di aggiornamento del 2023 rivela un significativo aumento dell'ambizione e degli obiettivi per la riduzione delle emissioni e l'adozione di energie rinnovabili.

Nella proposta di aggiornamento del PNIEC 2023, l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra è stato ulteriormente incrementato, con una previsione tra -35,3% e -37,1% rispetto al 2005 per i settori non ETS e -62% rispetto al 2005 per i settori ETS. Ciò riflette una maggiore determinazione nel perseguire il processo di decarbonizzazione. Anche l'obiettivo in materia di fonti rinnovabili

³¹⁶ I PNIEC sono stati sottoposti alla verifica e all'approvazione della Commissione e sono previste periodiche verifiche del loro rispetto da parte degli Stati membri. I PNIEC attuali sono stati elaborati in base ai target contenuti nel CEP e descrivono un'evoluzione coerente con quelle previsioni.

³¹⁷ Commissione europea, COM(2022) 230 final, *REPowerEU Plan*, p. 5.

³¹⁸ MASE, *Clima: il MASE ha trasmesso a Bruxelles la proposta di PNIEC*, 30 giugno 2023.

(espresso come quota dei consumi finali lordi di energia) è stato rivisto al rialzo, passando dal 30% della precedente versione al 40,5%.

Per quanto riguarda il contributo delle rinnovabili nei trasporti, viene incrementato il contributo delle diverse fonti (biocarburanti, biometano, energia rinnovabile, RFNBO) arrivando a un valore sul totale dei consumi finali lordi di energia nei trasporti pari al 30,7% (contro il 22% del piano 2019), in coerenza con quanto previsto dalla nuova RED III.

Nella proposta di aggiornamento del PNIEC è evidenziato come per garantire la stabilità del sistema energetico durante la transizione, sarà cruciale sviluppare, nel medio termine, infrastrutture fisiche, quali il potenziamento delle interconnessioni, la resilienza delle reti e il potenziamento dei sistemi di stoccaggio di energia come anche di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica. Al tempo stesso sarà però fondamentale mitigare gli impatti ambientali associati a tali sviluppi.

A1.3. Il ruolo delle infrastrutture energetiche e i target per le reti

Quanto fin qui illustrato in termini di target relativi all'utilizzo più efficiente dell'energia e dell'energia da fonti rinnovabili, si traduce ovviamente in necessità di investimenti nelle reti, nella produzione di energia da fonti rinnovabili nonché nella adozione/diffusione di nuove tecnologie e di comportamenti efficienti.

In particolare, per le reti i target riguardano lo sviluppo delle interconnessioni, sia internazionali che tra zone di mercato per il superamento di congestioni interne ai sistemi nazionali.

A livello comunitario, il regolamento *Governance* prevede per ogni Stato membro un target di sviluppo delle capacità di interconnessione con i paesi limitrofi pari almeno al 15% dell'energia prodotta nel proprio territorio per il 2030. A questo obiettivo, che era precedentemente pari al 10% per

il 2020, sono stati affiancati indicatori per la valutazione dell'urgenza degli investimenti per tenere conto dell'aumento della capacità installata, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e allo sviluppo delle interconnessioni non sempre proporzionato.

A livello nazionale la regolazione è intervenuta definendo un meccanismo incentivante *output-based* per lo sviluppo di capacità di trasporto addizionale utile al sistema. A partire dalla definizione della capacità di partenza e del fabbisogno nazionale di capacità di trasporto sia tra le zone di mercato interne che sulle frontiere con l'estero, è stata individuata la capacità obiettivo per ciascun confine e sezione³¹⁹. Sulla base del meccanismo, nel periodo 2019-2023, Terna ha diritto a un premio in caso di realizzazione entro il 31 dicembre di ciascun anno di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente³²⁰.

Altri esempi rilevanti di obiettivi diretti e indiretti di sviluppo delle reti riguardano la distribuzione elettrica, tra cui lo sviluppo di *smart grid* e l'installazione di misuratori evoluti, c.d. *smart meter* di seconda generazione (2G). La loro importanza trova riscontro nell'attenzione riservata a questi aspetti sia nella Strategia europea per l'integrazione del sistema energetico³²¹ sia nella revisione del regolamento per lo sviluppo delle reti transeuropee dell'Energia (regolamento TEN-E)³²². A livello nazionale gli aspetti di sviluppo delle

³¹⁹ Si veda ad es. Terna, *Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020*, 2020. Si veda inoltre ARERA, *Delibera 446/2021/R/eel*, ottobre 2021.

³²⁰ ARERA, *Delibera 567/2019/R/eel. Allegato A – Testo integrato*, dicembre 2018.

³²¹ Commissione europea, COM(2020) 299 final, *Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico*.

³²² Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento 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. Proprio nell'ottica di favorire la decarbonizzazione, questo regolamento include lo sviluppo di *smart grid*, sia elettriche che gas, tra i progetti che possono essere inclusi nei c.d. *Project of Common Interest* (PCI).

reti trovano inoltre spazio nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)³²³.

Per quanto riguarda il gas naturale non sono previsti specifici target di interconnessione. Tuttavia, la proposta per il c.d. nuovo pacchetto gas e idrogeno, in particolar modo la proposta relativa al nuovo regolamento sul trasporto del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno evidenzia l'attenzione a uno sviluppo coerente delle reti³²⁴. Basti pensare all'introduzione di una percentuale minima del 5% di idrogeno (poi ridotto al 2% dal recente accordo raggiunto in Consiglio)³²⁵ che le reti di trasporto di gas naturale dovranno poter ammettere o alla previsione di zone di bilanciamento integrate tra rete di trasmissione e di distribuzione. È inoltre prevista l'introduzione di strumenti a sostegno dell'immissione in rete di biometano e gas rinnovabili con sconti sulle tariffe di immissione in rete.

³²³ Piano nazionale di ripresa e resilienza, M2C2.2 Potenziare e Digitalizzare le infrastrutture di rete, pp. 130 e ss.

³²⁴ Commissione europea, COM(2021) 804 final 2021/0424 (COD), *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sui mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno (rifusione)*.

³²⁵ Consiglio dell'Unione europea, *Pacchetto sul gas: gli Stati membri definiscono la loro posizione sul futuro mercato del gas e dell'idrogeno*, comunicato stampa, 28 marzo 2023.

APPENDICE 2. LE STRATEGIE DELL'IDROGENO

TAB. A2.1. *Confronto tra le strategie dell'idrogeno a livello UE e in specifici paesi*

Obiettivi	
UE	<p><i>Focus</i> su idrogeno rinnovabile</p> <p>Sviluppo della capacità inizialmente atteso vicino ai centri di domanda, poi sviluppo di <i>cluster</i> o c.d. <i>Hydrogen Valley</i></p> <p>Entro il 2024: 6 GW di capacità di elettrolizzazione, produzione fino a 1 Mt di idrogeno rinnovabile</p> <p>Entro il 2030: 40 GW di capacità di elettrolizzazione, produzione fino a 10 Mt di idrogeno rinnovabile</p> <p>Dal 2030 al 2050: raggiungimento della maturità tecnologica e sviluppo su larga scala per i settori <i>hard-to-abate</i></p>
Italia	<p>Entro il 2030: 5 GW di capacità di elettrolisi, penetrazione del 2% negli usi finali di energia</p> <p>Fino a 10 miliardi di euro tra il 2020 e il 2030</p> <p>3,2 miliardi di euro di fonti dal PNRR per promuovere la produzione, distribuzione e gli usi finali di idrogeno, più 0,45 miliardi di euro per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno</p>
Germania	<p><i>Focus</i> su idrogeno rinnovabile</p> <p>Promozione e sviluppo di <i>partnership</i> e cooperazioni internazionali per l'importazione di idrogeno</p> <p>Implementato il programma <i>Package for the Future</i> (7 miliardi di euro per accelerare il <i>roll-out</i> sul mercato dell'idrogeno e 2 miliardi di euro per promuovere <i>partnership</i> internazionali)</p>
Francia	<p>Sostegno pubblico di 9 miliardi di euro entro il 2030</p> <p>L'obiettivo è di installare 6,5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030, che corrisponde alla produzione di 600 kt/anno di idrogeno decarbonizzato.</p> <p><i>Focus</i> sulla decarbonizzazione dell'industria promuovendo lo sviluppo di un filiera industriale per l'elettrolisi in Francia</p> <p>La mobilità pesante è una delle priorità principali, con l'obiettivo di contribuire in modo significativo alla decarbonizzazione dell'industria e dei trasporti</p>
Regno Unito	<p><i>Twin-track</i>: con sviluppo sia di idrogeno rinnovabile che <i>low carbon</i></p> <p>Fondi specifici per il settore: <i>Net Zero Hydrogen Fund</i> (£240 milioni per la produzione dell'idrogeno), <i>Low Carbon Hydrogen Supply</i> (£60 milioni per la produzione di idrogeno verde)</p> <p>Finalizzazione di un <i>Hydrogen business model</i> dal 2023</p>

Fonte: Elaborazione Oxera sulla base di Commissione europea, COM(2020) 301 final, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*; MiSE, *Strategia Nazionale Idrogeno. Linee Guida Preliminari*, novembre 2020; Governo italiano, *Piano nazionale di ripresa e resilienza. Componente M2C2*, 2021; S. Shamsi, D.Y. Song e J. Kristensen, *The Oil and Gas Law Review: Establishing a Hydrogen Value Chain in Europe*, in C.B. Strong (a cura di), *The Oil and Gas Law Review Edition 10*, London, The Law Reviews, 2022; UK Department for Energy Security and Net Zero and UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Low Carbon Hydrogen Production Business Model: Heads of Terms*, 2022. Monitor Deloitte, *The European hydrogen economy – taking stock and looking ahead*, 2022; Ministère chargé de l'industrie, *Accélérer le déploiement de l'hydrogène, clé de voûte de la décarbonation de l'industrie*, comunicato stampa, febbraio 2023.

APPENDICE 3. GLI SCENARI DI SVILUPPO DEL SETTORE ELETTRICO

A3.1. *Scenari MiTE e RSE alla luce del pacchetto Fit for 55*TAB. A3.1. *Confronto target capacità rinnovabile negli scenari PNIEC 2019 e Fit for 55 (stime MiTE e RSE)*

Fonte	2020	2030 – PNIEC 2019	2030 – Fit for 55 MiTE	2030 – Fit for 55 RSE
FER non programmabili	33	71 (+38)	87 (+55)	90,4 (+57,4)
Solare	22	52 (+30)	65 (+43)	65,4 (+43,4)
Eolico	11	19 (+8)	23 (+12)	25 (+14)
FER programmabili	24	24 (–)	27 (+3)	25,2 (+1,2)
Totale FER	57	95	114	115,6

Note: Dati sulla ripartizione delle FER non programmabili tra solare e eolico da Terna, le variazioni per fonte al 2030 (scenario *Fit for 55*) sono fornite dal MiTE, le differenze sembrano dovute ad arrotondamenti.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati MiTE, *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del –55%: Strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*, 2021; Id., *X Commissione Industria al Senato. Strategia per il settore FER-E*, 13 luglio 2021; Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2021*, novembre 2021; M. Delfanti, *Prospettive degli accumuli elettrici di lunga durata negli scenari PNIEC e LTS*, Roma, 28 aprile 2022.

I principali sviluppi attesi in materia di capacità FER installata e i *gap* rispetto alla situazione di partenza previsti negli scenari MiTE e RSE, sono sintetizzati nella tabella A3.1.

In particolare, la capacità solare dovrebbe all'incirca triplicare entro il 2030, per raggiungere 65 GW, mentre la capacità eolica dovrebbe più che raddoppiare, fino a 23 GW. Inoltre, è previsto lo sviluppo di ulteriori 3 GW di capacità FER programmabile, suddivisa rispettivamente in³²⁶:

- 1,5 GW di bioenergie;
- 0,5 GW di idroelettrico, derivanti dal mantenimento efficiente delle produzioni esistenti;

³²⁶ MiTE, *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del –55%: strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*, novembre 2021.

TAB. A3.2. *Evoluzione della capacità non rinnovabile nello scenario Fit for 55 di RSE (GW)*

2020	2030 PNIEC 2019	2030 FF55	2020
Gas	48	50	43
Solidi	8,7	0	0
Prodotti petroliferi	2,5	0,8	0,9

Fonte: M. Delfanti, *Prospettive degli accumuli elettrici di lunga durata negli scenari PNIEC e LTS*, cit.

- 0,2 GW di nuova capacità geotermica;
- 0,8 GW di solare termodinamico e energia oceanica.

Lo scenario *Fit for 55* del MiTE fornisce inoltre delle stime sulle scadenze temporali con cui la nuova capacità dovrebbe essere installata, sia per il solare che per l'eolico. Per entrambe le fonti, il MiTE prevede un'accelerazione nelle installazioni con il passare degli anni, ovvero assume una crescita della capacità più contenuta nei primi anni e via via crescente, fino a raggiungere un incremento annuo di circa 8,6 GW nel 2030 (+6,9 di solare e +1,7 di eolico)³²⁷.

Le principali misure previste dal MiTE per supportare questo trend di crescita includono una migliore pianificazione delle procedure di asta – per le quali sarà reso disponibile un calendario pluriennale (sull'arco di cinque anni) e saranno previste almeno tre procedure in ogni anno – semplificazioni nei meccanismi d'asta (oltre alle semplificazioni nelle procedure autorizzative per le quali si sono susseguiti diversi interventi) e innovazione dei meccanismi di asta, con particolare riferimento a modelli orientati all'autoconsumo e che fanno ricorso agli accumuli.

Più di recente, ulteriori stime sulle implicazioni in termini di *energy mix* dell'implementazione del pacchetto *Fit for 55* sono state presentate dall'amministratore delegato di RSE, Maurizio Delfanti.

Le proiezioni di RSE offrono anche una visione d'insieme di come dovrà modificarsi il parco termoelettrico

³²⁷ *Ibidem*.

TAB. A3.3. *Ipotesi RSE di utilizzo dell'overgeneration da FER al 2030 nello scenario Fit for 55 (TWh)*

Utilizzo overgeneration	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardegna	Sicilia	Sud	Italia
Pompaggi 2020		1,6	4,8	0,3	0,8		7,6
SdA nuovi ^a		1,5		1	1	1,7	5,1
P2X	0,01	0,5	0,02	1,7	1,3	3,2	6,7
Residua	0,5	0,4	0,5	0,4	0,6	1,1	3,5
Totale	0,5	4	5,3	3,4	3,7	6	22,9

^a SdA: sistemi di accumulo.

Fonte: M. Delfanti, *Prospettive degli accumuli elettrici di lunga durata negli scenari PNIEC e LTS*, cit.

e la capacità non rinnovabile. In particolare, la capacità termoelettrica dovrebbe ridursi di circa 5 GW, i prodotti petroliferi dovranno attestarsi sotto al GW, mentre dovrà essere completato il *phase out* dai combustibili solidi. Maggiori dettagli sono riportati nella tabella A3.2.

Inoltre, RSE ha analizzato, anche i valori di *overgeneration* che deriverebbero dal *mix* di generazione in linea con i target *Fit for 55* (e dalla rispettiva produzione elettrica attesa). L'*overgeneration* è infatti un problema che nasce in presenza di impianti non programmabili, non in grado di rispondere in tempo reale alle variazioni della domanda, e che portano, in alcuni casi al *curtailment* della produzione FER.

In particolare, le analisi mostrano per il 2030 un'*overgeneration* a livello nazionale di circa 22,9 TWh, di cui solo un terzo (circa 7,6 GW) potrebbe essere assorbito dalla capacità di pompaggio esistente. Al fine di limitare il ricorso a strumenti di riduzione della produzione FER, che comportano lo spreco o mancato utilizzo di quell'energia, RSE stima quindi il modo in cui potrebbe essere utilizzato l'eccesso di produzione FER, fornendo il dettaglio a livello zonale. Emerge quindi la necessità di sviluppare nuova capacità di accumulo per circa 5 TWh e il c.d. *Power-to-X* (P2X) localizzata prevalentemente nelle zone del Centro-Sud e isole.

A3.2. Scenari congiunti Terna/Snam 2022

In tutti gli scenari sviluppati nell'esercizio di pianificazione congiunta delle prospettive di medio lungo termine di Terna e Snam, il gas naturale continua a rappresentare una fonte importante nel percorso di transizione. Tuttavia si riscontra una contrazione più marcata rispetto ai precedenti scenari congiunti. Gli sviluppi recenti, e in particolare la crisi ucraina, hanno portato a rivedere al ribasso le proiezioni di domanda sia nel breve che nel medio termine.

A ogni modo, il gas continua a svolgere un ruolo importante anche al 2030 e 2040, con la maggior quota destinata alla produzione di energia elettrica e calore e agli usi

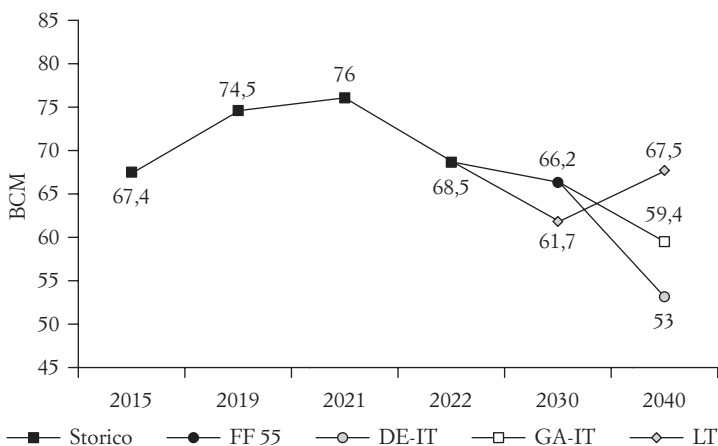


FIG. A3.1. Proiezioni Terna e Snam sull'evoluzione della domanda di gas (bcm).

Fonte: Elaborazione Oxera su MASE, *Bilancio gas 2022*, 12 febbraio 2023; Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.; Snam, *Relazione finanziaria annuale* (2015, 2019).

domestici (entrambi con incidenza di circa un terzo), e in misura minore agli usi industriali e trasporti.

A seconda degli scenari, l'importanza del gas nella fase di transizione è anche sostenuta attraverso lo sviluppo di gas verdi. Lo scenario FF55 è infatti caratterizzato da una maggiore domanda al 2030, proprio alla luce del più repentino sviluppo del biometano e, in misura minore, dell'idrogeno. Nel 2040 questo trend si inverte, per via di una ripresa della domanda di gas (naturale), che torna sui livelli attuali nello scenario LT. Negli scenari di *policy* disegnati in linea con il pacchetto *Fit for 55*, invece prosegue la contrazione della domanda, fino a circa 59 bcm e 53 bcm, a seconda dello scenario. Si osserva quindi una certa variazione tra i due scenari.

Un ruolo crescente è previsto per i gas verdi, diversi dal gas naturale, il cui sviluppo varia a seconda degli scenari. Nel breve termine, il ruolo principale è svolto dal biometano, per il quale nello scenario FF55 è prevista una crescita

TAB. A3.4. *Proiezioni della domanda di gas nei diversi scenari, per vettore (bcm)*

Scenario	LT	LT	FF55	DE-IT	GA-IT
Anno	2030	2040	2030	2040	2040
Gas naturale	60,6	56,6	58,6	35,4	37,1
Biometano	1	7	5,4	10,3	10,3
Idrogeno	0,1	3,9	2,2	7,3	12
Totale	61,7	67,5	66,2	53	59,4

Fonte: Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

significativa già in questo decennio. In particolare, Terna e Snam stimano che nel 2030 il biometano arriverà a coprire circa il 9% della domanda, contro all'1% dello scenario LT. Al 2040 invece, si prevede una aumento generalizzato del ruolo del biometano, che raggiunge 10,3 bcm negli scenari DE e FA e 7 bcm in LT (pari a circa il 10% della domanda).

Lo sviluppo dell'idrogeno è previsto, seppure con un ruolo minoritario, già dal 2030 (nel solo scenario FF55). Al 2040, invece, gli scenari mostrano un ruolo più marcato dell'idrogeno, che nello scenario GA-IT arriva a coprire circa un quinto della domanda totale. Maggiori dettagli sono forniti nella tabella A3.4.

Sul fronte dell'offerta invece le stime mostrano come la produzione nazionale continui a ridursi, in linea con il trend storico, per arrivare a circa 3 bcm al 2030 e 1,2 bcm nel 2040³²⁸. La dipendenza dalle importazioni, sebbene rimanga una costante di tutti gli scenari, risulta ben più marcata nello scenario LT, sia per via di una domanda più sostenuta sia per una minore disponibilità di biometano. Nonostante ciò, la necessità di *import*, seppur generalmente elevata, è parzialmente mitigata dallo sviluppo dei gas verdi.

Per quanto riguarda invece il settore dell'energia elettrica, in tutti gli scenari è prevista una crescita della domanda. Nello scenario FF55 si osserva un incremento più marcato, con la domanda che raggiunge 366 TWh al 2030, rispetto ai 331 TWh di LT. Allo stesso modo, è prevista una ulteriore

³²⁸ Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit., p. 75.

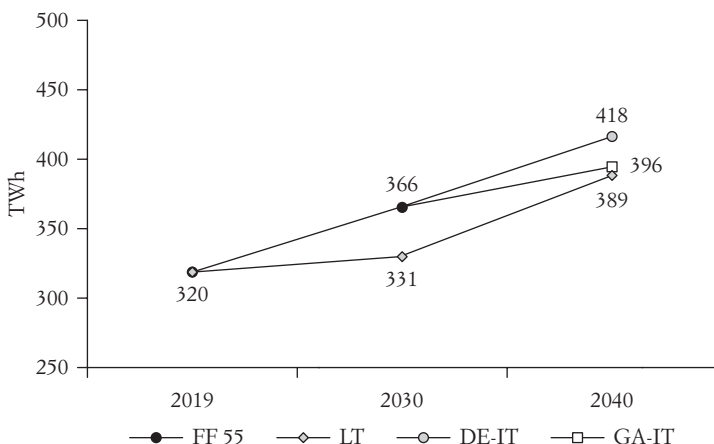


FIG. A3.2. Proiezioni Terna e Snam sull'evoluzione della domanda elettrica (TWh).

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Snam e Terna, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

crescita anche al 2040, con il valore massimo di 418 TWh raggiunto nello scenario DE-IT.

I principali *driver* di questa crescita includono:

- l'aumento dei consumi trainato dalla crescita del prodotto interno lordo (PIL), nonostante il parziale *decoupling* tra crescita economica e crescita dei consumi elettrici registratosi negli ultimi anni;
- la diffusione dei veicoli elettrici, in particolare quelli «puri», specialmente negli scenari di *policy*;
- la diffusione delle pompe di calore elettriche, sia nel settore residenziale che in quello dei servizi.

Anche la punta di domanda elettrica³²⁹ è prevista in crescita, con una stima al 2030 di 71 GW³³⁰.

Rispetto all'evoluzione del mix di generazione dell'energia elettrica, dalla tabella A3.5 si può notare una diversa

³²⁹ Ovvero il fabbisogno massimo a livello orario.

³³⁰ Terna, *Rapporto Adeguatezza Italia 2022*, febbraio 2023.

velocità nello sviluppo di nuova capacità rinnovabile a seconda degli scenari, ma al tempo stesso una riduzione pressoché uniforme della capacità termoelettrica.

Lo sviluppo della capacità rinnovabile risulta sostanzialmente meno ambizioso nello scenario LT, sia nel breve che nel medio termine. In particolare, i dati mostrano come lo scenario LT raggiunga solamente nel 2040 pressoché lo stesso livello di capacità FER ottenuto dieci anni prima nello scenario FF55 (intorno a 123 GW).

In tutti questi scenari, lo sviluppo di nuova capacità FER è trainato dal solare, con una crescita più contenuta dell'eolico.

Per quanto riguarda il 2040, nello scenario DE si configura una penetrazione più marcata del vettore elettrico, con una maggiore necessità di capacità di accumulo e elettrolizzatori per contenere l'*overgeneration*³³¹. D'altra parte, nello scenario GA-IT, il minore livello di capacità FER installata è bilanciato da un maggiore sviluppo dei gas verdi, in particolare il biometano. Questi ultimi, infatti, usati anche nella generazione termoelettrica, contribuiscono a ridurre le emissioni totali, consentendo il raggiungimento dei target.

Infine, si può notare come nello scenario FF55 è previsto lo sviluppo degli accumuli, senza però che sia stabilita una specifica «combinazione» di tecnologie (ad es. pompaggi *versus* batterie). Viene infatti lasciata aperta la composizione del fabbisogno, distinguendo unicamente tra tecnologie in grado di modulare l'energia per un periodo più o meno breve. È interessante notare come nei diversi scenari, anche in presenza di una maggiore capacità di accumulo, gli impianti termoelettrici resteranno essenziali per fornire la necessaria flessibilità al sistema (si veda il par. 2.3).

³³¹ Terna e Snam, *Documento di descrizione degli scenari 2022*, cit.

TAB. A3.5. Proiezioni sull'evoluzione del parco di generazione elettrica per fonte (GW)

Anno	2019	2022	2030	2030	2040	2040	2040
Tecnologia/Scenario	Storico	Storico	FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Termoelettrico	57,9	58,8	50,9	50,9	49,8	49,8	50,9
Totale FER	51,9	59,6	122,6	91,6	176,5	161,3	123,9
Eolico	10,7	11,7	26,9	19,3	41,6	38,6	28,2
Solare	20,9	24,2	75,4	52	114,1	101,9	75,4
Idroelettrico	15,9	22,8	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
Altre FER	4,4	0,9	4,4	4,4	4,9	4,9	4,4
Accumulo	-	7,6	22,6	-	-	-	-
Pompaggi	-	7,6	7,6	-	-	-	-
Batterie	-	-	6,1	-	-	-	-
Utility-scale	-	-	8,9	-	-	-	-

Fonte: Snam e Terna, Documento di descrizione degli scenari 2022, cit.

APPENDICE 4. LE ATTUALI INFRASTRUTTURE DI RETE NEL SETTORE DELL'ENERGIA

L'Italia è caratterizzata da un buon grado di interconnessione con l'estero sia per l'energia elettrica sia per il gas. Maggiori dettagli sulla capacità di interconnessione elettrica e sui gasdotti esistenti sono sintetizzati nelle tabelle seguenti.

TAB. A4.1. *Capacità di interconnessione elettrica (2022)*

Paese confinante	Importazione (MW)	Esportazione (MW)
Francia	4.350	1.995
Svizzera	4.240	1.810
Austria	315	100
Slovenia	730	660
Grecia	500	500
Montenegro	600	600
Malta	225	225

Note: La capacità di interconnessione disponibile tipicamente varia tra estate e inverno e spesso anche tra fasce orarie (ad es. picco, fuori picco) o giorni della settimana (festivi o feriali). Più nel dettaglio, sulla frontiera nord, il valore nominale di scambio, la cd. *Net Transfer Capacity* (NTC) si riduce nelle ore fuori picco e nei giorni festivi, e durante l'inverno. In questo caso è riportata la capacità massima di interconnessione, riferita al periodo estivo.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ARERA, *Capacità di interconnessione con l'estero*, 2022. Terna, *Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato*, Rev. 29, dicembre 2022.



FIG. A4.1. Punti di entrata rete gas e terminali GNL.

Note: Al momento non è rappresentata la nuova *floating storage regasification unit* di Piombino.

Fonte: Snam Rete Gas.

APPENDICE 5. LE TECNOLOGIE PER LA MOBILITÀ

A5.1. *Veicoli elettrici e ibridi*A5.1.1. *Veicoli elettrici: BEV*

I veicoli elettrici a batteria o veicoli completamente elettrici (*full electric*), sono veicoli che non dispongono di un motore a combustione interna ma che utilizzano un pacco batterie per immagazzinare l'energia elettrica che alimenta il motore. Le batterie sono caricate collegando il veicolo ad un punto di ricarica, la cui velocità di ricarica dipende, come si è detto in precedenza, dalla potenza di erogazione.

Vi è consenso sul fatto che i veicoli BEV rappresentino la soluzione più rapida ed efficace per la decarbonizzazione del trasporto privato su strada, per via dell'alta efficienza di propulsione in comparazione ad altre alimentazioni e alla capacità di abbattimento delle emissioni lungo l'intero ciclo di vita del veicolo³³².

Le emissioni dei veicoli BEV includono le emissioni di utilizzo dovute alla guida e le emissioni prodotte durante la costruzione, il riciclaggio e lo smaltimento del veicolo del veicolo stesso. Le emissioni di utilizzo dei veicoli elettrici sono le equivalenti alle emissioni dei produttori di energia da cui il veicolo trova rifornimento. Di conseguenza, se l'elettricità è generata da energia nucleare, solare, eolica o idroelettrica, le emissioni possono essere piuttosto basse. Allo stesso tempo, se l'energia elettrica è generata da centrali termoelettriche alimentate attraverso la combustione di carbone, le emissioni potrebbero essere addirittura superiori a quelle di un ICE³³³. La prospettiva dei veicoli BEV è quindi legata a quella degli scenari futuri di produzione di energia elettrica.

L'autonomia di guida dei veicoli BEV oggi è limitata a un range di 200-300 km, è tuttavia in aumento e alcuni modelli

³³² MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti – Evidenza scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 16.

³³³ B. Cox *et al.*, *Uncertain environmental footprint of current and future battery electric vehicles*, in «Environmental Science & Technology», 52, 8, 2018.

di alta gamma possono già percorrere distanze superiori. Il chilometraggio medio di un'auto in Europa è di circa 25-30 km al giorno, che riflette ampiamente la portata di tutti i BEV attualmente nel mercato UE. D'altra parte, vi è una quota del trasporto di lunga percorrenza che utilizza l'auto per la quale la disponibilità dei punti di ricarica sui tratti autostradali è fondamentale.

A5.1.2. *Veicoli ibridi: PHEV e HEV*

Per ottenere nel lungo termine la completa decarbonizzazione del segmento del trasporto privato su strada appare chiaro che i combustibili fossili devono essere completamente eliminati. Tuttavia, per raggiungere gli obiettivi intermedi prefissati per il 2030 o quelli a più breve termine è necessario utilizzare opzioni di migrazione. Tali opzioni di transizione includono l'uso di veicoli ibridi, parallelamente alla crescente quota di mercato dei veicoli BEV.

PHEV. I *plug-in hybrid electric vehicle* (PHEV), sono veicoli alimentati tramite una batteria che può essere ricaricata tramite connessione alla rete elettrica ma che dispongono anche di un motore convenzionale ICE. Tale caratteristica garantisce una maggiore flessibilità rispetto ai veicoli BEV nell'utilizzo del veicolo per tratte lunghe, riducendo la necessità di infrastrutture di ricarica veloci o ultra-veloci.

Poiché il 93% dei tragitti in autovettura nell'UE risulta inferiore ai 25 km, i PHEV possono soddisfare le esigenze di molti utenti operando per la maggior parte del tempo come veicoli elettrici, avendo un'autonomia indicativa di guida elettrica pari a 20-85 km se forniti di una batteria di adeguate dimensioni. A causa delle minori emissioni di CO₂ incorporate nelle batterie rispetto ai BEV, dovute alle minori dimensioni delle stesse, l'attuale generazione di PHEV potrebbe addirittura riflettere emissioni di CO₂ sul ciclo di vita inferiori³³⁴.

³³⁴ EASAC, *Decarbonisation of transport: options and challenges*, marzo 2019, p. 25.

L'insieme di questi fattori rende i PHEV una tecnologia interessante per la fase di transizione, provato che gli utenti abbiano facile accesso ai punti di ricarica cittadini sia pubblici che domestici.

HEV. Gli *hybrid electric vehicle* (HEV) sono veicoli alimentati sia con un motore a combustione interna che con un motore elettrico che utilizza l'energia immagazzinata in una batteria. A differenza dei PHEV, i veicoli HEV non possono essere ricaricati tramite connessione alla rete elettrica ma caricano le batterie tramite la frenata rigenerativa. La frenata rigenerativa immagazzina l'energia cinetica utilizzata per fermare l'auto per caricare la batteria e aiutare il motore a combustione interna ad accelerare il veicolo.

I vantaggi legati all'utilizzo dei veicoli HEV rispetto ai tradizionali ICE risiedono quindi principalmente nel miglioramento dell'efficienza energetica a cui, di conseguenza, è legata una riduzione delle emissioni di gas serra. Tale vantaggio è stimato essere pari a circa 20%–25% se paragonato ai veicoli alimentati a benzina e a circa 5% se paragonato ai veicoli a diesel (a parità di prestazioni e dimensioni)³³⁵. In ragione di ciò, i veicoli HEV possono rappresentare una parziale soluzione transitoria solo nel breve e medio termine.

A5.2. *Biogas, biometano e biocombustibili*

Biogas e biometano sono prodotti diversi con applicazioni diverse, ma entrambi provengono da materie prime organiche il cui potenziale è oggi sottoutilizzato. Nel processo di produzione i materiali di scarto organici come residui colturali, letame animale, rifiuti forestali urbani e residui forestali e acque reflue vengono convertiti in biogas e biometano tramite un processo chiamato digestione anaerobica. Poiché il biogas e il biometano sono prodotti da fonti rinnovabili che catturano l'anidride carbonica durante

³³⁵ MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti – Evidenza scientifica e proposte di policy*, aprile 2022, p. 18.

la crescita, questi combustibili sostenibili non producono emissioni nette durante il loro ciclo di vita.

Il biogas è una miscela gassosa di metano, anidride carbonica e altri gas che possono essere utilizzati per usi diversi da quello dell'alimentazione dei veicoli, tra cui, ad esempio, soddisfare la domanda di riscaldamento. Il biogas può essere trasformato in biometano rimuovendo l'anidride carbonica e altre impurità. Il biometano è assimilabile al gas naturale e può quindi essere trasportato e utilizzato allo stesso modo. Il biometano può essere prelevato direttamente dalle condutture o dagli impianti di produzione locali per l'utilizzo in veicoli alimentati a gas naturale compresso (GNC).

Il processo a monte di produzione di biogas e biometano tramite il processo di digestione anaerobica o gassificazione è già tecnologicamente ben consolidato. La quantità di materia prima che è teoricamente disponibile per la produzione di biogas e biometano è ampia e ampiamente distribuita su tutto il pianeta, ma solo una piccola parte di questo potenziale viene attualmente sfruttata. Se la produzione attuale si attesta a circa di 1,73 miliardi di m³, volumi di biometano potenzialmente producibili in Italia sono stimati essere compresi tra 6,5 e 10 miliardi di m³ al 2030³³⁶, che rappresenterebbero rispettivamente il 9,2% e il 14,2% della domanda totale attuale di metano, equivalente a circa 70 miliardi di m³/anno.

Considerando che il 6,7% dell'attuale parco auto circolante è alimentato a metano, tale alimentazione ricopre ancora, nel 2021, il 2,5% delle nuove immatricolazioni; e sebbene l'uso del gas naturale non appaia una opzione percorribile per la decarbonizzazione del settore della mobilità privata, un'opzione più sostenibile è rappresentata dal metano di origine biologica utilizzato nel parco auto a

³³⁶ *Ibidem*, p. 22. Il dato sulla produzione attuale differisce rispetto a quanto riportato precedentemente nel box 1.3 (a fonte MiSE). Dalla nostra ricostruzione, la differenza è dovuta al fatto che questa stima MIMS (a sua volta a fonte il Sole24ore) include anche la produzione di biogas, e non solo biometano.

metano esistente³³⁷. A questo proposito ad esempio il MIMS, nel già citato studio sulla decarbonizzazione dei trasporti, considera il biometano come una delle possibili alternative per la mobilità commerciale pesante nella transizione³³⁸.

Ciò detto, l'utilizzo del biogas e del biometano appare più promettente in quei settori cosiddetti *hard-to-abate* che non riescono a effettuare una transizione all'elettrificazione in maniera semplice, nella misura in cui possano essere sfruttate le attuali infrastrutture legate al gas naturale.

A5.3. *Biocombustibili: bioetanolo e biodiesel*

I biocarburanti sono combustibili prodotti da materia organica, inclusi mais e amido, oli vegetali o rifiuti e detriti. Realizzati da piante che assorbono CO₂ mentre crescono, sono associati a emissioni di CO₂ ridotte rispetto ai combustibili fossili che sostituiscono. Possono essere utilizzati sia nel trasporto che nel riscaldamento, sia in forma pura che miscelati con combustibili fossili. In generale, più miscele altamente concentrate sono in grado di ridurre maggiormente le emissioni di gas serra: maggiore è la concentrazione di biocarburanti, maggiore è la riduzione delle emissioni di gas serra.

I due biocarburanti più maturi e comunemente usati sono il bioetanolo e il biodiesel.

Il bioetanolo, tipicamente ricavato dall'amido di mais o dalla canna da zucchero, può essere utilizzato nei veicoli a benzina. Più comunemente utilizzato nella forma miscelata E10, che contiene il 10% di bioetanolo, può essere utilizzato anche come miscela fino a E85 ed è particolarmente adatto per il rifornimento di veicoli stradali. Il bioetanolo puro ha il potenziale per ridurre le emissioni tra il 19% e il 62% a seconda della materia prima utilizzata³³⁹.

³³⁷ *Ibidem*.

³³⁸ MIMS, *Decarbonizzare i trasporti. Evidenze scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 30.

³³⁹ M. Wang, J. Han, J. Dunn, H. Cai, e A. Elgowainy, *Well-to-wheels energy use and greenhouse gas emissions of ethanol from corn, sugarcane*

Il biodiesel è prodotto da oli vegetali, più comunemente semi di soia, palma e colza, nonché oli usati e può essere utilizzato in veicoli ed apparecchi alimentati a diesel. Due tipi di biodiesel, FAME e HVO, sono prodotti commercialmente su larga scala. Se utilizzato puro, la riduzione delle emissioni di carbonio rispetto al diesel fossile varia dal 41%³⁴⁰ al 90%³⁴¹, a seconda degli oli da cui viene prodotto il biodiesel e dei processi a monte coinvolti. È già maturo per l'uso nel trasporto su strada e nel riscaldamento, con il potenziale per essere ampliato nel settore dell'aviazione e della navigazione nel prossimo futuro.

L'effettivo ruolo dei biocombustibili nel processo di decarbonizzazione della mobilità è oggetto di dibattito.

In una recente pubblicazione, il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS) indica come questa opzione appaia «da scartare» per la decarbonizzazione del trasporto privato su strada, in quanto l'Italia non rientra tra i paesi con alto potenziale produttivo di colture per i biocombustibili³⁴². Questi sono infatti maggiormente prodotti in paesi quali USA, Brasile e Indonesia. Allo stesso tempo, sebbene l'uso dei biocarburanti non possa portare ad emissioni zero, l'utilizzo di *blend*, quali ad esempio l'E10, può aiutare a ridurre, seppure in misura contenuta, le emissioni del trasporto su strada nel breve termine a un costo relativamente basso.

A tale proposito, un recente studio del RIE presenta il potenziale contributo dei biocarburanti alla decarbonizzazione della transizione proponendo uno scenario di riduzione

and cellulosic biomass for US use, in «Environmental Research Letters», 7, 4, 2012 e J. Hill, S. Polasky, E. Nelson, D. Tilman, *et al.*, *Climate change and health costs of air emissions from biofuels and gasoline*, in «Proceedings of the National Academy of Sciences», 106, 6, 2009.

³⁴⁰ J. Hill, S. Polasky, E. Nelson, D. Tilman, *et al.*, *Climate change and health costs of air emissions from biofuels and gasoline*, cit.

³⁴¹ Advanced Motor Fuels TCP and IEA Bioenergy, *The Role of Renewable Transport Fuels in Decarbonizing Road Transport: Production Technologies and Costs*, novembre 2020.

³⁴² MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti. Evidenze scientifiche e proposte di policy*, aprile 2022, p. 23.

equivalente delle emissioni al 2030 ottenuto con una penetrazione inferiore dei veicoli elettrici congiunta all'uso dei LCLF (*low carbon liquid fuels*) nei veicoli tradizionali. Lo scenario RIE prevederebbe in questa fase una prevalenza dei biocarburanti e dei biocarburanti avanzati rispetto ai carburanti sintetici (*e-fuels*), ancora ad uno stadio di maturità tecnologica non sufficientemente avanzato.

Tale scenario necessiterebbe però di importanti investimenti per potenziare la produzione di tali combustibili, la cui disponibilità non sarebbe altrimenti sufficiente. Più in generale non c'è consenso sulla effettiva disponibilità di risorse (terreni e *feedstock*) per una produzione sufficiente di biocombustibili e il contributo principale, anche alla luce degli orientamenti istituzionali, sembrerebbe limitato alla fase di transizione, laddove a regime la mobilità leggera sarà dominata prevalentemente dai veicoli elettrici (si veda il par. 6.3).

A5.4. Idrogeno

L'idrogeno è un gas atossico, inodore e altamente combustibile. Le sue proprietà molecolari fanno sì che possa essere utilizzato in una varietà di settori industriali e, soprattutto, che questo produca zero emissioni di carbonio quando viene bruciato. I metodi più consolidati per produrre idrogeno sono codificati a colori come segue:

- idrogeno grigio: la maggior parte dell'idrogeno oggi proviene dal gas naturale, che è legato al carbonio e può essere separato da esso tramite un processo chiamato *steam methane reforming* (SMR). Tuttavia, il carbonio in eccesso genera CO₂. Questo idrogeno è chiamato «grigio» ogni volta che la CO₂ in eccesso non viene catturata;
- idrogeno blu: l'idrogeno è considerato «blu» ogni volta che le emissioni generate da SMR vengono catturate e immagazzinate nel sottosuolo tramite la cattura e lo stoccaggio industriale del carbonio (*Carbon Capture and Storage, CCS*), in modo che non vengano disperse nell'atmosfera. A causa della tecnologia CCS coinvolta, l'idrogeno blu è attualmente più costoso da produrre rispetto all'idrogeno grigio;

- idrogeno verde: l'idrogeno può anche essere prodotto attraverso un processo chiamato elettrolisi dell'acqua, ad esempio utilizzando l'elettricità per decomporre l'acqua in idrogeno gassoso e ossigeno. Se l'elettricità utilizzata è generata da fonti rinnovabili, è priva di emissioni di carbonio e quindi è classificata come «verde». Oggi, meno dello 0,1% della produzione globale dedicata di idrogeno proviene dall'elettrolisi dell'acqua³⁴³;

- idrogeno rosa: l'idrogeno rosa è l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi utilizzando l'energia nucleare anziché le energie rinnovabili.

Oltre che in ambito industriale l'idrogeno trova potenziali applicazioni anche nel trasporto privato su strada. Una delle tecnologie possibili risiede nei veicoli a idrogeno con cella combustibile (HFCEV), che utilizzano un sistema di propulsione simile a quello dei veicoli elettrici, in cui tuttavia l'energia è immagazzinata sotto forma di idrogeno e viene convertita in elettricità tramite una cella a combustibile. Attualmente, gli Stati Uniti sono leader in termini di stock di veicoli HFCEV su strada, seguiti da Cina, Giappone e Corea del Sud³⁴⁴. I modelli sul mercato sono al momento limitati, e la presenza in Italia ritenuta non rilevante anche in ragione della ridotta presenza di distributori di idrogeno sulle strade³⁴⁵.

Per quanto riguarda le infrastrutture, una delle sfide principali allo sviluppo dell'idrogeno su grande scala risiede nel suo trasporto da dove è prodotto a dove è stoccato o consumato. Il trasporto di idrogeno puro può avvenire in forma gassosa (in *blending*) sulle reti esistenti, tramite reti dedicate, in forma liquefatta per il trasporto via nave, o veicolato sotto forma di ammoniaca per il trasporto su strada³⁴⁶.

³⁴³ International Energy Agency, *The future of hydrogen*, giugno 2019.

³⁴⁴ International Energy Agency, *Hydrogen tracking report*, giugno 2020.

³⁴⁵ MIMS, *Decarbonizzare i Trasporti. Evidenza scientifica e proposte di policy*, aprile 2022, p. 19.

³⁴⁶ Per maggiori dettagli sulle problematiche legate al trasporto dell'idrogeno si veda sopra il par. 3.2.

Quanto ai costi, studi suggeriscono che difficilmente i veicoli HFCEV potranno risultare competitivi al cospetto dei BEV, per ragioni legate alla complessità della tecnologia stessa, al costo dell'idrogeno prodotto con elettricità rispetto all'elettricità che alimenterebbe in maniera diretta i veicoli BEV, gli ingenti investimenti in stazioni di ricarica ad idrogeno³⁴⁷. Per tali ragioni, il MIMS identifica l'idrogeno come una opzione «non prioritaria» per la decarbonizzazione dei veicoli leggeri su strada almeno nel prossimo decennio.

L'idrogeno può essere inoltre utilizzato come input per la produzione dei c.d. *e-fuels* o combustibili sintetici da utilizzare nell'ambito del trasporto navale, aereo o stradale. Attualmente la tecnologia di produzione di tali combustibili è estremamente costosa e necessita l'utilizzo di grandi quantitativi di energia (ad esempio nel caso di utilizzo di idrogeno verde in combinazione con l'utilizzo di carbonio derivante dalla CO₂ catturata dai processi industriali mediante sistemi di CCS) e non appare quindi, nel breve periodo, come una soluzione potenzialmente perseguibile ed efficiente per la decarbonizzazione del trasporto se non nell'ambito di specifici segmenti c.d. *hard-to-abate* quali quello del trasporto aereo e navale.

³⁴⁷ MIMS, *Decarbonizzare i trasporti. Evidenze scientifiche e proposte di policy*, cit., p. 20.