

RAPPORTO



CENTRO EUROPA RICERCHE

n. 4/2024

CENTRO EUROPA RICERCHE



I Centro Europa Ricerche elabora studi nel campo dell'economia applicata. Le analisi del CER comprendono previsioni di breve e medio periodo sulle tendenze dell'economia italiana, valutazioni quantitative su provvedimenti di politica economica, studi monografici di finanza pubblica, politica tributaria, politica monetaria e politica industriale.

Il CER è tra gli istituti chiamati con regolarità, anche nella forma delle audizioni parlamentari, a fornire valutazioni e commenti sulle prospettive economiche e, in particolare, sulle tendenze della finanza pubblica.

Per le previsioni, le analisi e le simulazioni di politica economica il CER utilizza i suoi modelli econometrici, macroeconomici e di microsimulazione, che sono continuamente aggiornati e migliorati. Il modello macroeconomico, oltre a consentire la previsione delle principali grandezze economiche e degli andamenti della finanza pubblica, permette di sottoporre a verifica l'impatto sull'economia delle manovre governative.

Il modello di microsimulazione rende possibili le valutazioni dell'impatto distributivo sulle famiglie di provvedimenti di natura fiscale e tariffaria, integrando informazioni sui redditi e sui consumi.

I rapporti CER sono riservati ai sottoscrittori di un abbonamento. Per la presentazione dei rapporti il CER organizza incontri-dibattito riservati agli abbonati.

Centro Europa Ricerche S.r.l.
Via Salaria, 44 - 00198 Roma
Tel. (0039) 06 8081304
E-mail: info@centroeuroparicerche.it
www.centroeuroparicerche.it

Presidente: Matteo Arpe

Vicepresidenti: Claudio Levorato, Gennaro Mariconda

Direttore della ricerca: Stefano Fantacone

Comitato scientifico: Paolo Guerrieri Paleotti (presidente), Andrea Boitani, Stefano Caselli, Pierluigi Ciocca, Silvia Ciucciiovino, Giuseppe De Arcangelis, Gimede Gigante, Anna Giunta, Valentina Meliciani, Antonio Pedone, Andrea Cesare Resti, Stefano Silvestri

Consiglieri scientifici: Francesco Ferrante, Giovanni Ferri, Sergio Ginebri, Lelio Iapadre

Rapporto CER: pubblicazione periodica a carattere economico. Anno XXXXII

Direttore responsabile: Jacopo Tondelli

Iscrizione n. 59/2016 del 5 aprile 2016 del Registro della Stampa del Tribunale di Roma
Proprietario della testata: Centro Europa Ricerche S.r.l.
C.C.I.A.A. Roma: R.E.A. 480286

Edizione: Centro Europa Ricerche S.r.l.

Stampato al CER – giugno 2025

GLI INVESTIMENTI PER LA TRANSIZIONE

Rapporto CER 4/2024

Il Rapporto è stato elaborato da Massimiliano Parco e Lucia Truzzu, sotto il coordinamento di Stefano Fantacone.

SOMMARIO E CONCLUSIONI	7
LA DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA	11
QUADRO ENERGETICO NAZIONALE 2024	11
LE EMISSIONI DI GAS SERRA: L'ANALISI PER SETTORE	13
IL FABBISOGNO ENERGETICO PER TIPO DI FONTE	15
Petrolio	17
Gas naturale	17
Rinnovabili	18
PRODUZIONE ED IMPORT DI ENERGIA	18
Le rinnovabili elettriche	19
RIQUADRO R1: IL CONFRONTO CON LA PRECEDENTE STIMA	23
RIQUADRO R2: IL CONTRIBUTO GREEN DEL MEZZOGIORNO	25
IL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA: QUADRO DI RIFERIMENTO E DIBATTITO	29
IL CONTESTO DI RIFERIMENTO	29
Le misure di contenimento dei prezzi adottate del governo	34
IL SISTEMA DI FORMAZIONE DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA	35
LA DIPENDENZA ENERGETICA	38
UN CONFRONTO ECONOMETRICO	40
PROPOSTE DI MODIFICHE	43
RIQUADRO R3: APPUNTI DI MICROECONOMIA	45
RIQUADRO R4: DAL PUN AI PREZZI ZONALI	47
GLI INVESTIMENTI IN ENERGIA ELETTRICA	51
GLI OBIETTIVI AL 2030	51
FABBISOGNO DI INVESTIMENTI	57
I PIANI DI INVESTIMENTO	58
Il contributo dei maggiori players italiani	58
Il contributo pubblico	61
RIQUADRO R5: GLI INVESTIMENTI PNRR SULLE RETI ELETTRICHE	63
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	65

SOMMARIO E CONCLUSIONI

1

Questo Rapporto è dedicato al percorso di decarbonizzazione dell'economia italiana, offrendo un aggiornamento al 2024 del quadro energetico e ambientale. Accanto all'analisi sugli andamenti delle emissioni e della composizione del mix energetico, vengono approfonditi due temi centrali: l'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica, con le sue implicazioni economiche e territoriali, e il ruolo degli investimenti nel sistema elettrico, necessari per garantire resilienza, integrazione delle rinnovabili e adeguatezza infrastrutturale.

2

Nel 2024, secondo le stime CER, le emissioni di gas serra sono diminuite del 3%, una flessione meno pronunciata rispetto all'anno precedente, a fronte di una crescita economica rimasta pressoché invariata. Il rallentamento è interamente riconducibile a una decelerazione osservata nel calo dei consumi di fonti fossili, indebolitosi rispetto al biennio precedente. La riduzione complessiva delle emissioni è stata quindi determinata in misura prevalente dalla trasformazione del mix energetico. Ne risulta una traiettoria più dipendente dai progressi dell'offerta e meno supportata da un contenimento dei consumi finali, ossia della domanda.

Dal lato della domanda la dinamica della decarbonizzazione ha mostrato ulteriori segnali di indebolimento nella parte finale dell'anno, in particolare nei mesi autunnali e invernali, quando i consumi di gas hanno smesso di diminuire e in alcuni comparti sono tornati a crescere. Ciò ha ridotto l'intensità del calo delle emissioni su base annua, evidenziando la vulnerabilità del processo agli andamenti stagionali e alle oscillazioni della domanda energetica.

Sul lato dell'offerta la copertura da fonti rinnovabili ha raggiunto un nuovo massimo storico, arrivando a coprire il 22% dei consumi interni lordi di energia. La crescita delle fonti rinnovabili, trainata dal fotovoltaico e dal recupero dell'idroelettrico, ha portato la produzione oltre i 128 TWh. La capacità efficiente installata è salita di 7,5 GW, il risultato più alto dell'ultimo decennio. Ciò si riflette in un forte calo dell'intensità carbonica, il più marcato dal 2017, segnale di una progressiva decarbonizzazione del sistema di produzione dell'energia.

Di contro, l'intensità energetica ha rallentato la propria discesa: i consumi finali sono tornati ad aumentare più rapidamente rispetto alla capacità di contenerli. L'efficienza energetica sembra quindi aver perso slancio, con i settori della domanda

finale – in particolare trasporti e residenziale – che mostrano una minore reattività rispetto ai comparti regolati. Le emissioni da trasporto stradale sono tornate a salire e anche i consumi di gas nel settore civile hanno mostrato segnali di ripresa.

3

La riduzione della dipendenza energetica dall'estero, scesa al 70%, testimonia un progresso in termini di sicurezza energetica nazionale. Questo è dovuto sia all'incremento della produzione interna da fonti rinnovabili sia alla riduzione delle importazioni nette. In questo contesto, il Mezzogiorno si conferma come area strategica per l'espansione delle rinnovabili. Gli obiettivi di capacità assegnati al Sud per il 2030 superano i 57 GW, un valore che da solo eccede la capacità nazionale complessiva del 2020. Il raggiungimento di questi traguardi potrebbe avere anche effetti di riequilibrio territoriale, riducendo il divario produttivo tra Nord e Sud. Tuttavia, i dati del 2024 indicano andamenti disomogenei rispetto agli obiettivi: mentre alcune regioni, come la Campania, risultano già in linea con i target, altre mostrano ritardi.

4

Il secondo tema affrontato nel Rapporto è il prezzo dell'energia elettrica, oggi al centro dell'attenzione per il suo impatto sia sulle famiglie, sia sulla competitività della nostra economia. I prezzi si sono solo parzialmente ridimensionati rispetto al picco raggiunto nel 2022, ma rimangono superiori a quelli registrati nei principali Paesi europei. Questo differenziale riflette soprattutto il forte peso della generazione termoelettrica a gas nel mix produttivo nazionale, che rende il sistema più esposto alla volatilità delle commodity fossili. A questa fragilità strutturale si somma una minore intensità elettrica rispetto ad altre economie avanzate.

Il confronto con altri mercati europei mette infatti in evidenza differenze profonde nei mix produttivi: in Francia domina la produzione nucleare, in Germania le rinnovabili giocano un ruolo strutturale consolidato, mentre in Spagna si osserva un impiego più flessibile di tecnologie diversificate. L'Italia, invece, si caratterizza per un'alta esposizione al gas naturale.

5

L'analisi è corroborata da un approfondimento econometrico che indaga le determinanti del prezzo dell'elettricità nei principali mercati europei – Italia, Francia e Germania – utilizzando modelli ARDL stimati su dati mensili dal 2011 al 2025. I risultati confermano che in Italia l'impatto del prezzo del gas è particolarmente ampio e persistente, con una trasmissione che si manifesta già nel mese corrente e si estende a quello successivo. Le fonti rinnovabili esercitano un effetto calmierante, ma non sono significative, mentre altre fonti tradizionali – come carbone e petrolio – risultano meno incisive. In Francia sono il nucleare e le rinnovabili a

svolgere un ruolo di stabilizzazione del prezzo, mentre in Germania si osserva una combinazione di effetti positivi legati all'integrazione delle rinnovabili e alla flessibilità del sistema. L'analisi econometrica, nel suo insieme, evidenzia come la struttura del mix italiano nella produzione elettrica condizioni profondamente la dinamica dei prezzi, confermando una vulnerabilità elevata agli shock esterni sui mercati delle commodity.

6

Il meccanismo di formazione del prezzo, basato sulla logica marginalista, assegna il prezzo di mercato alla tecnologia più costosa necessaria per soddisfare la domanda di energia residua. In un contesto in cui una quota crescente dell'energia è prodotta a costi relativamente bassi, come nel caso del fotovoltaico, che soffre di elevata stagionalità e scarsa capacità di accumulo di energia, il sistema resta comunque vincolato a coprire i picchi di domanda con impianti termoelettrici. Nelle ore in cui è necessario ricorrere al gas, anche per una quota marginale del fabbisogno, il prezzo all'ingrosso riflette la volatilità delle commodity fossili e trasmette a tutto il sistema un valore superiore. Il risultato è un segnale di prezzo legato alla struttura dell'offerta marginale piuttosto che al costo medio delle tecnologie effettivamente utilizzate.

Secondo la teoria, questo approccio assicura un'allocazione efficiente delle risorse laddove siano date condizioni di concorrenza perfetta. Tuttavia, in un contesto in cui una quota crescente dell'energia è prodotta da fonti a costo marginale molto basso o nullo – come il fotovoltaico – e in assenza di capacità di accumulo su larga scala, il prezzo continua a essere determinato, nelle ore critiche, da impianti termoelettrici alimentati a gas. Ne deriva un sistema che, pur beneficiando della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, rimane vulnerabile agli shock dal lato dell'offerta fossile. Anche un ricorso marginale al gas nei momenti di punta è sufficiente a far salire il prezzo dell'intero sistema, dato il funzionamento dell'asta *pay-as-clear*.

La persistenza di tale volatilità, acuita dalle tensioni geopolitiche e dalla rigidità della domanda nel breve periodo, rende difficile per gli operatori formulare aspettative affidabili e programmare investimenti coerenti con gli obiettivi di medio-lungo termine. Anche le tecnologie abilitanti, come i sistemi di accumulo, le *smart grids* e i dispositivi per la gestione attiva della domanda, risultano ancora in fase di diffusione iniziale e necessitano di contesti regolatori stabili per scalare in modo efficiente.

7

In questo quadro, la capacità del sistema elettrico di attrarre investimenti non appare limitata dalla scarsità di risorse, ma piuttosto dall'incertezza sui ricavi futuri e sull'evoluzione delle regole di mercato. Il solo mercato spot non è in grado di garantire una copertura sostenibile dei costi per tecnologie *capital intensive*, con

lunghi tempi di ritorno o con funzioni di sistema che non generano direttamente energia, come la capacità di bilanciamento o la flessibilità.

Per rispondere a queste criticità, negli ultimi anni si è intensificata la riflessione su approcci alternativi o complementari a quello del prezzo marginale. In ambito europeo, sono stati sviluppati e sperimentati meccanismi come i contratti per differenza (CfD), i mercati di capacità e forme di disaccoppiamento tra prezzo del gas e prezzo dell'elettricità. Questi strumenti non sostituiscono il mercato all'ingrosso, ma ne correggono alcune distorsioni, migliorando la prevedibilità dei ricavi e incentivando la realizzazione di impianti con profili di rischio più elevato, in particolare durante fasi di transizione tecnologica o instabilità internazionale.

Si inserisce in tale contesto il passaggio, a partire dal 2025, della determinazione zonale del prezzo. Si ritiene che la segmentazione territoriale possa migliorare l'efficienza allocativa, rendendo visibili i vincoli di rete e valorizzando la disponibilità locale di energia. Tuttavia, in assenza di un contestuale rafforzamento infrastrutturale, il rischio è che si amplifichino i differenziali esistenti tra aree. Zone come la Sicilia e la Sardegna, con una maggiore frequenza di interruzioni del servizio, potrebbero vedere peggiorata la propria posizione relativa. In prospettiva, l'effetto netto del nuovo assetto dipenderà dalla capacità del sistema di accompagnare la riforma con interventi strutturali sulla rete e sulla distribuzione della capacità produttiva.

8

Il tema degli investimenti elettrici è affrontato nel terzo capitolo del Rapporto. I progetti in corso evidenziano come sia stato avviato uno sforzo importante per rafforzare la rete, integrare le rinnovabili e aumentare la sicurezza del sistema. La loro realizzazione costituisce una condizione abilitante per la transizione, ma richiede tempi lunghi e un quadro regolatorio stabile. Le quantificazioni riportate nel capitolo indicano per la sola produzione di fonti rinnovabili un fabbisogno residuo di investimenti elettrici di oltre 70 miliardi da qui al 2030. L'incremento di potenza atteso – da 74 a 131 GW – implica un'accelerazione significativa dei ritmi di crescita rispetto al passato recente, con una forte prevalenza di solare ed eolico. Solo considerando i principali operatori di mercato, l'aumento stimato della capacità supera il 130% rispetto ai livelli attuali. Una prospettiva che rende indispensabile un adeguato sviluppo della partnership pubblico-privato, con particolare attenzione al ruolo da riservare alle regioni del Mezzogiorno. A esso è destinata la quota prevalente della nuova potenza da installare, in particolare per l'eolico *onshore* e per la capacità di accumulo (oltre 70% del fabbisogno complessivo), oltre a numerosi interventi infrastrutturali finanziati dal PNRR (Tyrrhenian Link, SA.CO.I 3, *smart grids*).

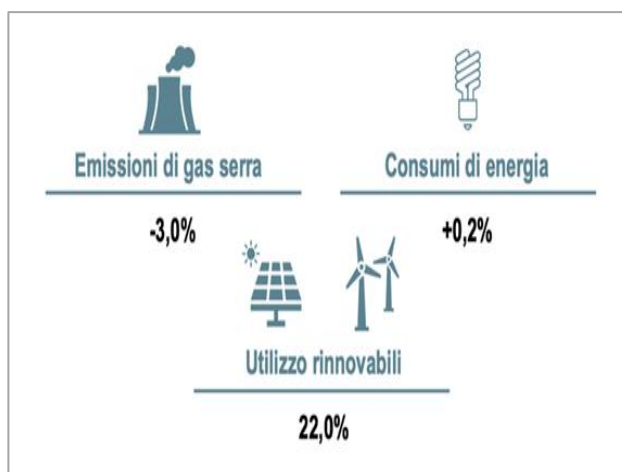
LA DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA

QUADRO ENERGETICO NAZIONALE 2024

1

Il 2024 si è chiuso con ulteriori progressi in campo energetico nazionale, ma – per certi aspetti – inferiori nel confronto con il 2023. Secondo le nostre stime, la flessione delle emissioni di gas serra in Italia nel 2024 è stata pari al 3%, a sintesi di un lieve incremento dei consumi (+0,2%) e di una copertura del fabbisogno energetico da rinnovabili salita al 22%, dato di massimo storico¹ (figura 1.1). Le stime CER si collocano in linea con le valutazioni fornite da

Figura 1.1. Le determinanti del processo di decarbonizzazione dell'Italia



ISPRA ed ENEA, con riduzioni di emissioni di gas nel 2024 rispettivamente pari al -3% e -2,8%².

Nel dettaglio, le emissioni di gas serra dell'Italia per il 2024 sono da noi stimate in 373,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica (mtco_{2ep}), valore di minimo storico (tavola 1.1 e grafico 1.1).

In estrema sintesi, la minor flessione delle emissioni di gas serra tra il 2023 e il 2024 trova spiegazione in un rallentamento del saggio di riduzione dell'utilizzo di fonti fossili, che, come vedremo in seguito, è circoscritta ai combustibili solidi.

2

Attraverso l'identità contabile di KAYA è possibile distinguere nel dettaglio le determinanti che hanno inciso sulla dinamica delle emissioni di gas serra: popolazione,

¹ La stima è stata anticipata nella rubrica trimestrale CER, *Scenari energetici italiani*, n.5-6, ad aprile 2025.

² Cfr. Enea, *Report trimestrale sul sistema energetico nazionale. Anno 2024*, n 1/25, marzo; Comunicato stampa ISPRA, 7 maggio 2025.

PIL pro-capite, intensità energetica (consumi di energia per unità di PIL), intensità carbonica (emissioni di gas serra per unità di energia consumata)³.

Tavola 1.1. Le determinanti del processo di decarbonizzazione dell'Italia

	Unità di misura	Dati storici					Stime
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
Emissioni di Gas serra	MTtCO _{2ep}	417,4	380,0	412,2	412,9	384,7	373,1
	var (%)	-2,7	-9,0	8,5	0,2	-6,8	-3,0
Consumi interni lordi	Mtep	155,4	141,6	154,1	148,1	142,2	142,4
	var (%)	-1,0	-8,9	8,8	-3,9	-4,0	0,2
Copertura dei consumi interni lordi da rinnovabili	Quota percentuale	19,0	20,7	19,6	19,0	20,5	22,0
	differenze	0,3	1,7	-1,1	-0,6	1,5	1,5
PIL a prezzi costanti	miliardi di euro	1.832,5	1.670,0	1.819,2	1.906,9	1.920,5	1.934,4
	var (%)	0,5	-9,0	8,3	4,0	0,7	0,7
Popolazione	miliardi di persone	59,8	59,6	59,2	59,0	59,0	59,0
	var (%)	-1,1	-0,3	-0,7	-0,3	-0,1	-0,3

Nota: il dato di PIL 2024 è storico.

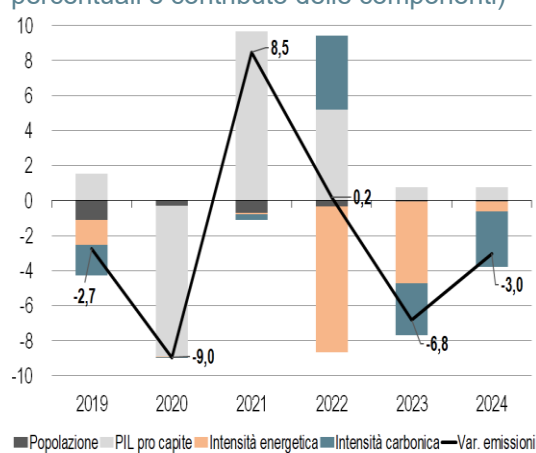
Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Grafico 1.1. Italia: emissioni di gas serra e consumi di energia (mtCO_{2ep} e mtep)



Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Grafico 1.2. Emissioni di gas serra dell'Italia: scomposizione di KAYA (variazioni percentuali e contributo delle componenti)



Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Il maggior contributo alla riduzione delle emissioni nel 2024 è derivato dal calo dell'intensità carbonica, con un contributo alla variazione aggregata pari al -3,2%, il più consistente dal 2017 (grafico 1.2).

³ L'identità di KAYA, formulata da Yoichi Kaya nel 1990, permette di scomporre contabilmente la variazione annua delle emissioni totali di CO₂ come prodotto di quattro fattori strutturali: $CO_2 = POP \times \frac{PIL}{POP} \times \frac{ENE}{PIL} \times \frac{CO_2}{ENE}$, dove *POP* rappresenta la popolazione, *PIL* il Prodotto interno lordo a prezzi costanti ed *ENE* i consumi di energia.

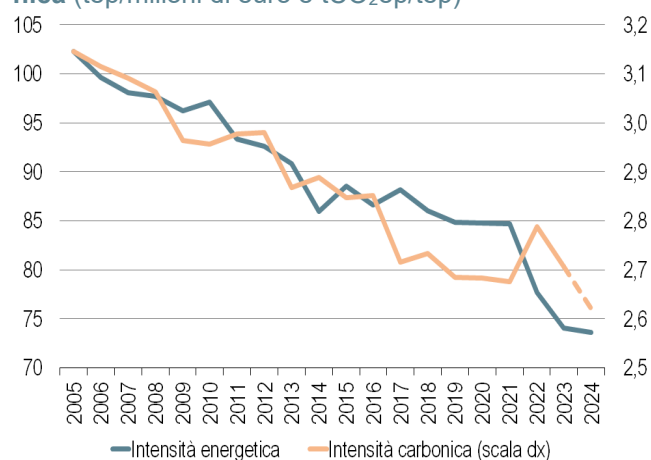
Nel confronto con la variazione 2023, diminuisce il contributo dell'intensità energetica (-0,6% vs. -4,7%), a sintesi di un aumento dei consumi energetici e di una lenta crescita del PIL dell'Italia.

L'incremento del PIL pro capite, in linea con l'anno precedente, ha contribuito ad attenuare la riduzione delle emissioni per 8 decimi di punto percentuale.

3

Il grafico 1.3 mostra il percorso dell'intensità energetica e dell'intensità carbonica, a partire dall'anno di massimo livello di emissioni di gas serra. I due indicatori, nel

Grafico 1.3. Intensità energetica ed intensità carbonica (tep/milioni di euro e tCO₂ep/tep)



Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

periodo, hanno seguito andamenti simili, ma con un marcato scostamento tra il 2017 e il 2021, a fronte di una ridotta flessione dell'efficiamento energetico e di un contemporaneo incremento della copertura da fonti rinnovabili. L'intensità carbonica è così scesa nel 2019 sotto i 2,7 tCO₂/tep, mentre l'intensità energetica è rimasta

stabile a poco meno di 85 tep/milioni di euro. Tra il 2021 e il 2022 il rapido decremento dell'intensità energetica è stato garantito da una robusta contrazione dei consumi energetici, mentre l'incremento dell'intensità carbonica è derivato da un maggior utilizzo di carbone nel mix energetico, in ottemperanza alle misure di contenimento nel consumo di gas. Nell'ultimo biennio, la conversione del bilancio energetico nazionale verso fonti energetiche *pro climate* ed il rallentamento della contrazione dell'intensità energetica ha riavvicinato i due indicatori. Secondo le nostre stime l'intensità carbonica a fine 2024 scenderebbe a 2,62 tCO₂/tep, minimo storico, (media UE 2,4 nel 2023), in concomitanza con un rallentamento dell'intensità energetica a poco più di 73,6 tep/milioni di euro (media UE a 87).

LE EMISSIONI DI GAS SERRA: L'ANALISI PER SETTORE

4

A livello settoriale, secondo le nostre stime, la riduzione delle emissioni di gas serra del 2024 sarebbe riconducibile principalmente ai settori soggetti al sistema di scambio delle quote di emissione (ETS), per i quali si valuta una riduzione complessiva del 12,3% rispetto al 2023 (tavola 1.2, grafico 1.4). Di contro, le emissioni

coperte dalla Direttiva ESR sono stimate in lieve aumento +0,6%. In aumento a 2,5 milioni anche le emissioni legate al trasporto aereo.

Tavola 1.2. Le emissioni di gas serra in Italia per settore

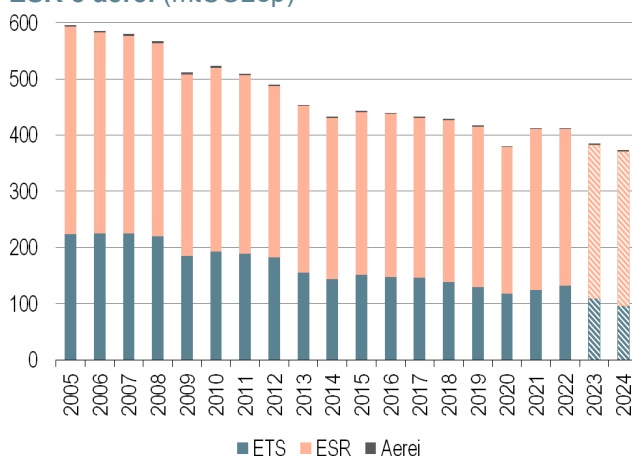
Settori	Unità di misura	Dati storici				Stime	
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
Emissioni di Gas serra	MtCO2ep	417,4	380,0	412,2	412,9	384,7	373,1
	var (%)	-2,6	-9,0	8,5	0,2	-6,8	-3,0
- settori ETS	MtCO2ep	129,9	117,7	124,6	132,4	109,7	96,3
	var (%)	-5,9	-9,4	5,9	6,2	-17,1	-12,3
- combustione	MtCO2ep	86,5	77,8	81,8	90,9	72,2	60,3
	var (%)	-4,3	-10,0	5,1	11,1	-20,6	-16,5
- industria	MtCO2ep	47,3	39,9	42,8	41,5	37,6	36,0
	var (%)	-0,8	-15,7	7,4	-3,1	-9,5	-4,2
- aerei	MtCO2ep	2,4	1,2	1,7	2,5	2,4	2,5
	var (%)	2,5	-49,8	42,6	45,9	-5,0	6,2
- settori ESR	MtCO2ep	285,1	261,1	285,8	278,0	272,6	274,4
	var (%)	-1,3	-8,4	9,5	-2,7	-1,9	0,6
- trasporti	MtCO2ep	103,9	85,3	101,2	106,4	106,6	109,3
	var (%)	1,1	-17,9	18,6	5,2	0,2	2,5
- civile	MtCO2ep	73,2	71,4	74,1	65,0	61,3	62,2
	var (%)	-2,8	-2,5	3,8	-12,3	-5,7	1,5
- industria	MtCO2ep	47,8	42,2	49,0	47,5	44,6	42,9
	var (%)	-3,7	-11,8	16,0	-2,9	-6,1	-3,9
- agricoltura	MtCO2ep	40,3	41,6	41,3	38,9	39,9	39,7
	var (%)	-1,5	3,2	-0,7	-5,7	2,5	-0,5
- rifiuti	MtCO2ep	19,8	20,6	20,4	20,2	20,2	20,3
	var (%)	-1,1	4,0	-1,1	-1,0	0,4	0,3

Nota: le emissioni di gas serra sono calcolate ad esclusione dell'aviazione nazionale e del settore LULUCF.

Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Tra i settori ETS, continua la forte riduzione delle emissioni negli impianti di combustione per la produzione di energia elettrica (-16,5%), sostenuti dallo scarso utilizzo di carbone nel mix di energia primaria, mentre si intensifica la flessione delle emissioni legate all'industria *energy intensive*, -4,2%, favorita da una produzione industriale in calo.

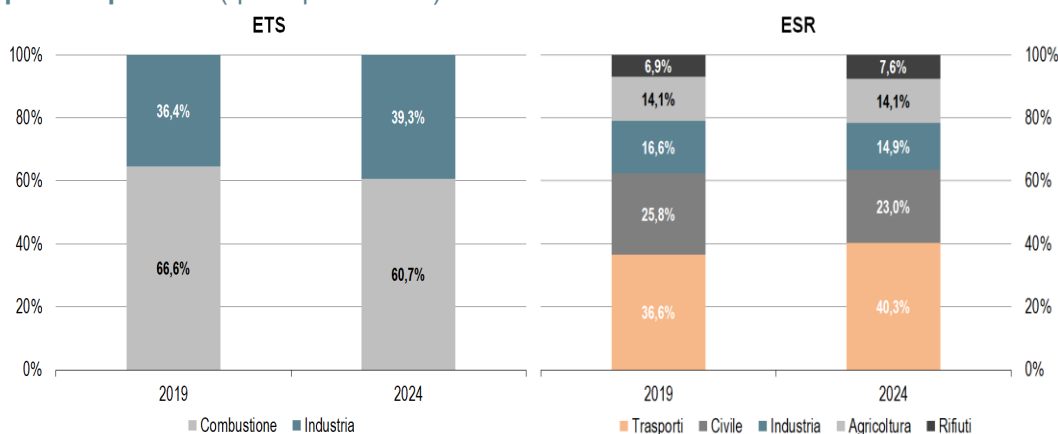
Grafico 1.4. Emissioni di gas serra nei settori ETS, ESR e aerei (mtCO2ep)



Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Per quanto riguarda i settori ESR, valutiamo incrementi derivanti dalle emissioni dei trasporti (+2,5%), dovuti a maggiori consumi di carburante su strada, ed aumenti nel civile. Le emissioni del settore residenziale sono stimate in aumento dell'1,5%, dovute ad un maggior consumo di gas da parte delle famiglie italiane, in controtendenza rispetto alle riduzioni dei due anni precedenti. Il rallentamento del ciclo produttivo ha, inoltre, garantito una riduzione delle emissioni del settore industriale, coperte dalla direttiva ESR, pari al -3,9%. Minime le riduzioni stimate nel settore dell'Agricoltura e dei Rifiuti. Per ultimo, sono tornate ad aumentare le emissioni derivanti dall'Aviazione, a causa di un maggior consumo di kerosene. Al loro interno, tra i settori ETS scende a poco più del 60% il peso del settore della combustione di energia elettrica, mentre passa ad oltre il 39% il peso del settore industriale (grafico 1.5). Tra i settori ESR, ad oltre il 40% giunge il peso del settore dei trasporti ed in lieve aumento anche i rifiuti, al 7,6%, mentre si riduce il peso del Civile e dell'Industria.

Grafico 1.5. Distribuzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS ed ESR per componente (quote percentuali)



Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

IL FABBISOGNO ENERGETICO PER TIPO DI FONTE

5

Dal lato della domanda, i consumi interni lordi di energia sono da noi quantificati per il 2024 in 142,4 mtep, in lieve aumento rispetto al 2023, +0,2%. Si interrompe così la riduzione del biennio 2022-23 (tavola 1.3).

Nel dettaglio, è incrementato l'utilizzo di fonti rinnovabili (+7,4%), giunte ad oltre 31 milioni di tonnellate, grazie alle nuove installazioni di pannelli fotovoltaici e ad un utilizzo dell'idroelettrico tornato a pieno regime. Tra le fonti fossili, torna ad aumentare l'utilizzo del gas naturale (+0,5%), salito a 50,6 mtep. Il consumo di petrolio e di prodotti petroliferi raffinati evidenzia una lieve crescita (+0,8%), trainati dalla maggior mobilità dei trasporti su strada e via aerea. Robusta è stata

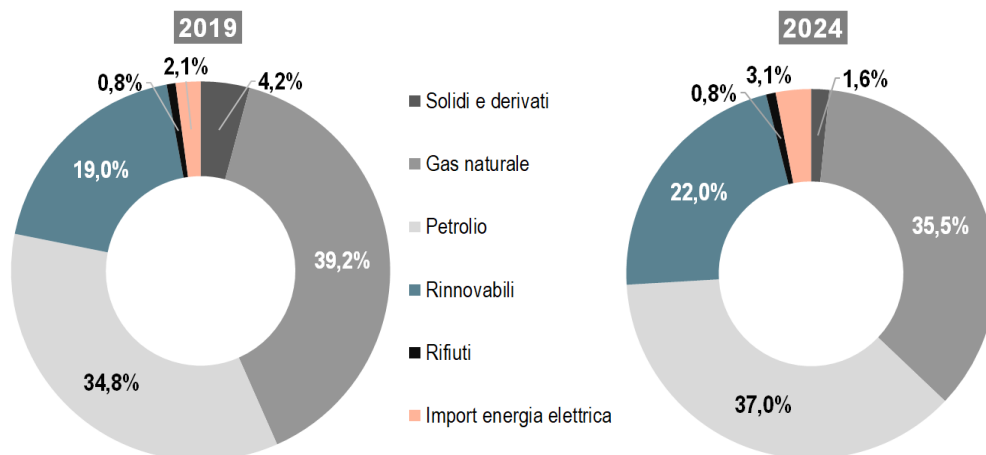
invece la flessione dei consumi del carbone (-53,1%), mentre le importazioni nette di energia elettrica dall'estero si sono ridotte in misura lieve, -0,5%.

Tavola 1.3. Quadro energetico nazionale

Fonti energetiche	Unità di misura	Dati storici					Stime
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consumi interni lordi	Mtep	155,4	141,6	154,1	148,1	142,2	142,4
	var (%)	-1,0	-8,9	8,8	-3,9	-4,0	0,2
- solidi e derivati	Mtep	6,5	5,1	5,5	7,4	4,8	2,3
	var (%)	-24,1	-21,4	8,7	33,8	-35,0	-53,1
- gas naturale	Mtep	60,9	58,3	62,4	56,1	50,3	50,6
	var (%)	2,4	-4,4	7,1	-10,1	-10,3	0,5
- petrolio e prodotti petroliferi	Mtep	54,0	44,9	51,0	51,5	52,2	52,7
	var (%)	-1,3	-16,9	13,5	1,1	1,3	0,8
- rinnovabili	Mtep	29,5	29,3	30,3	28,2	29,2	31,4
	var (%)	0,8	-0,6	3,1	-7,0	3,7	7,4
- rifiuti	Mtep	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	var (%)	4,4	0,7	-2,4	0,4	1,0	1,5
- import energia elettrica	Mtep	3,3	2,8	3,7	3,7	4,4	4,4
	var (%)	-13,1	-15,6	32,9	0,5	19,2	-0,5

Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Grafico 1.6. Paniere energetico italiano per tipo di fonte (quote percentuali)



Fonte: elaborazioni CER su dati Eurostat e modello energetico.

Nel 2024, le fonti rinnovabili hanno coperto il 22% del fabbisogno energetico nazionale, 3 punti percentuali in più rispetto al 2019 (grafico 1.6). Tra le fonti fossili, la quota di copertura del gas naturale è diminuita di 3,7 p.p., scendendo al 35,5% dei consumi interni lordi. Anche la quota del carbone si è ridotta dal 3,4% del 2023 all'1,6%, mentre è aumentata di 2,2 punti la quota del petrolio che è salita al 36,9% del fabbisogno totale, prima fonte di energia primaria. La quota dell'import di energia elettrica dall'estero è salita al 3,1%, residuale rimane il consumo

energetico derivante dai rifiuti.

A seguire, viene esaminata nel dettaglio la dinamica delle tre principali fonti di copertura dei consumi di energia dell'Italia.

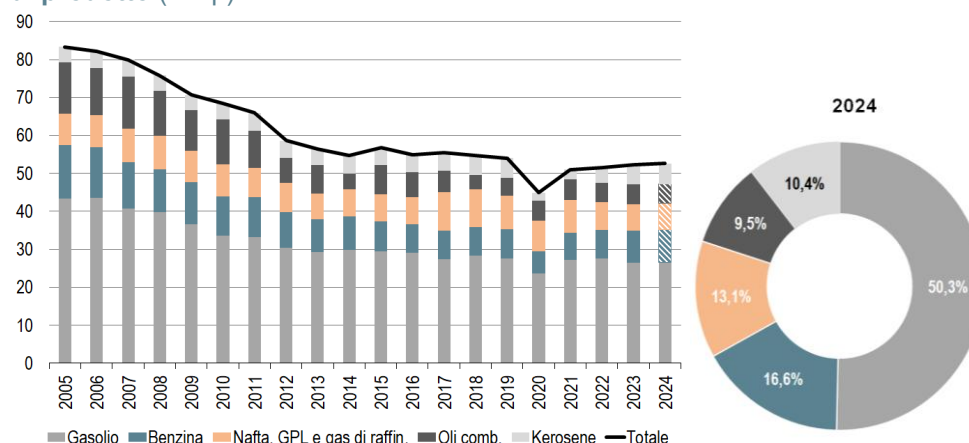
Petrolio

6

Il lieve incremento dei consumi di petrolio e prodotti petroliferi osservato nel 2024 incorpora maggiori consumi di benzina (+3,2%) e di kerosene (+6,3%), compensati da riduzioni nel consumo di gasolio (-0,1%) e di oli combustibili (-3,1%). Nel confronto storico, i consumi aggregati di petrolio e prodotti petroliferi si sono ridotti di oltre il 35% rispetto al 2005 (grafico 1.7). Da 83,3 mtep nel 2005 a 52,6 mtep nel 2024. Alla contrazione cumulata hanno contribuito tutti i prodotti, ad eccezione del kerosene passato da 4,1 mtep a 5,5 mtep nella stima 2024.

In termini di quote, il peso del gasolio è sceso al 50,3%. Sono di contro cresciute le quote dei consumi di benzina (al 16,6%) e kerosene (al 10,4%).

Grafico 1.7. Consumi di petrolio e prodotti petroliferi per tipo di prodotto (mtep)



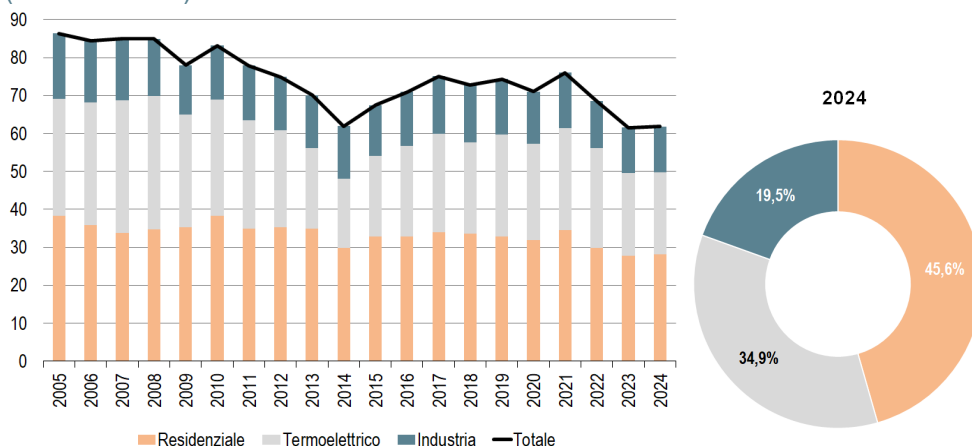
Fonte: elaborazioni CER su dati Eurostat.

Gas naturale

7

Per quanto riguarda la domanda di gas naturale, i volumi consumati nel 2024 sono stati pari ad oltre 60 miliardi di metri cubi, in aumento dello 0,5% rispetto al 2023 (grafico 1.8). Si interrompe così, la fase di riduzione osservata tra il 2021 e il 2023, (rispettivamente -10,1 e -10,3%). Il lieve incremento è derivato dai maggiori consumi delle famiglie (+1,6%) e dell'industria (+1,4%), compensati da una riduzione della componente termoelettrica (-1,6%). In termini di quote, il peso dei consumi di gas naturale delle famiglie (componente residenziale) passa al 45,6% nel 2024, il termoelettrico al 34,9% e l'industria al 19,5%.

Grafico 1.8. Consumi di gas naturale per tipo di utilizzatore
(miliardi di smc)



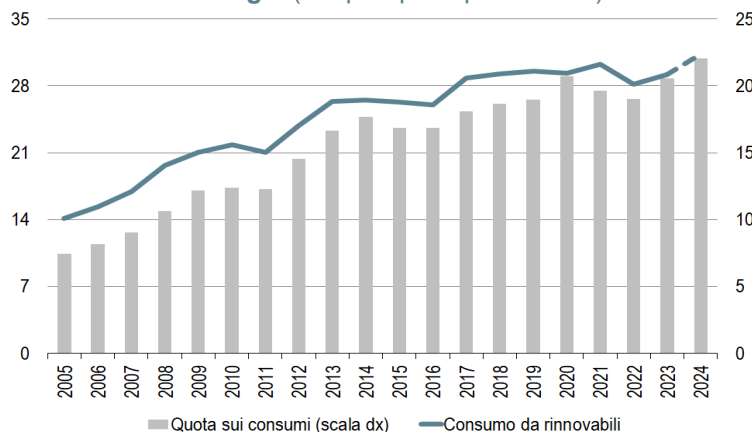
Fonte: elaborazioni CER su dati ENTSOG.

Rinnovabili

8

Dopo il minimo toccato nel 2022, complice la siccità all'utilizzo di energia idroelettrica, negli ultimi 2 anni il ricorso alle rinnovabili è tornato ad aumentare (grafico 1.9). Nel 2024, l'Italia, secondo le nostre stime, avrebbe tratto dalle rinnovabili 31,4 milioni di tonnellate, superando i consumi record 2021 (30,3 mtep) e con una quota di copertura dei consumi interni lordi energia al 22%.

Grafico 1.9. Consumi da fonti rinnovabili e quota sui consumi interni lordi di energia (mtep e quote percentuali)



Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

PRODUZIONE ED IMPORT DI ENERGIA

9

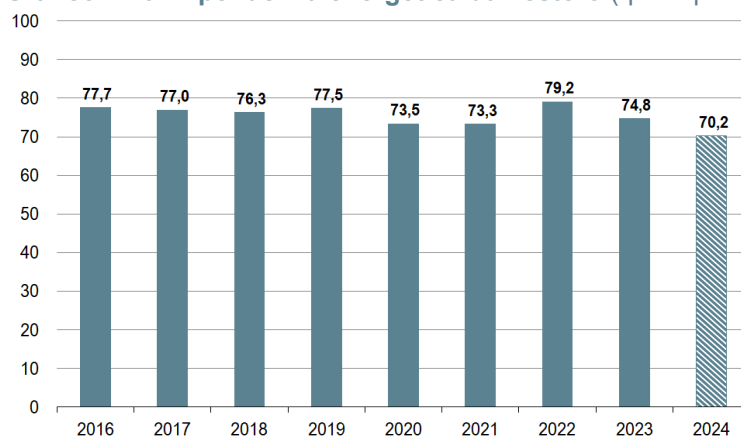
Un elemento caratteristico dell'Italia è l'elevata quota di energia importata dall'estero. Nel dato storico 2023, la produzione nazionale di energia primaria è stata pari a 36,1 milioni di tonnellate, in aumento del 4,1% rispetto al 2022 (+1,4

mtep), e coprendo così il 25,4% della domanda nazionale. L'incremento è stato determinato da una maggior produzione di petrolio e rinnovabili (rispettivamente +0,8 e +1 mtep), mentre la produzione di gas naturale si è ridotta di 0,3 mtep.

Anche nel 2024, la produzione di energia primaria, secondo le nostre stime, sarebbe aumentata (+1,2 mtep in termini tendenziali), sostenuta dalle rinnovabili (+2 mtep). Si sarebbe ridotta, di contro, la produzione di petrolio -0,9 mtep, mentre stabile si sarebbe conservata la produzione di gas naturale.

Per altro verso, l'incremento di produzione nazionale di fonti rinnovabili dell'ultimo anno e mezzo sta progressivamente rendendo l'Italia meno dipendente dall'estero. A fine 2024, secondo le nostre stime, l'approvvigionamento di fonti energetiche per il consumo dall'estero è sceso a poco più del 70% (media degli ultimi dodici mesi) dal 74,8% del 2023 (grafico 1.10). Seppur ancora altamente elevata, la quota evidenzia una progressiva riduzione dal massimo del 2022 (79,2%).

Grafico 1.10. Dipendenza energetica dall'estero (quote percentuali)



Nota: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le importazioni nette e i consumi interni lordi al netto della variazione delle scorte.

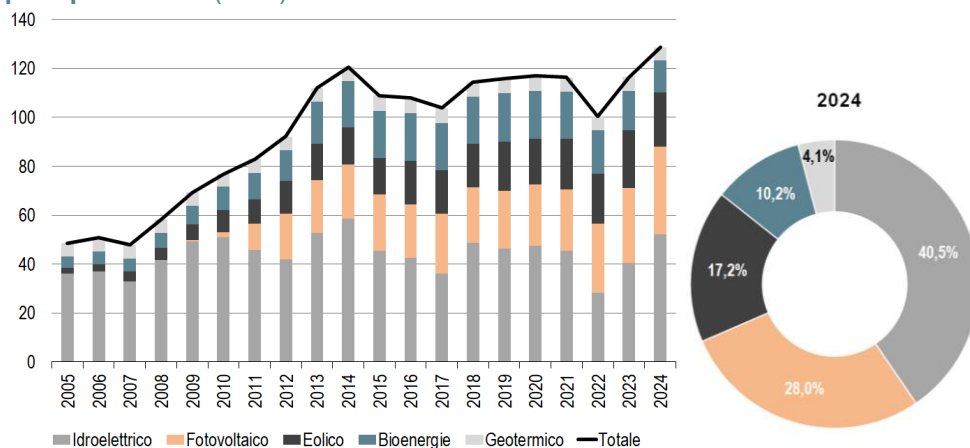
Fonte: Eurostat e modello energetico CER.

Le rinnovabili elettriche

10

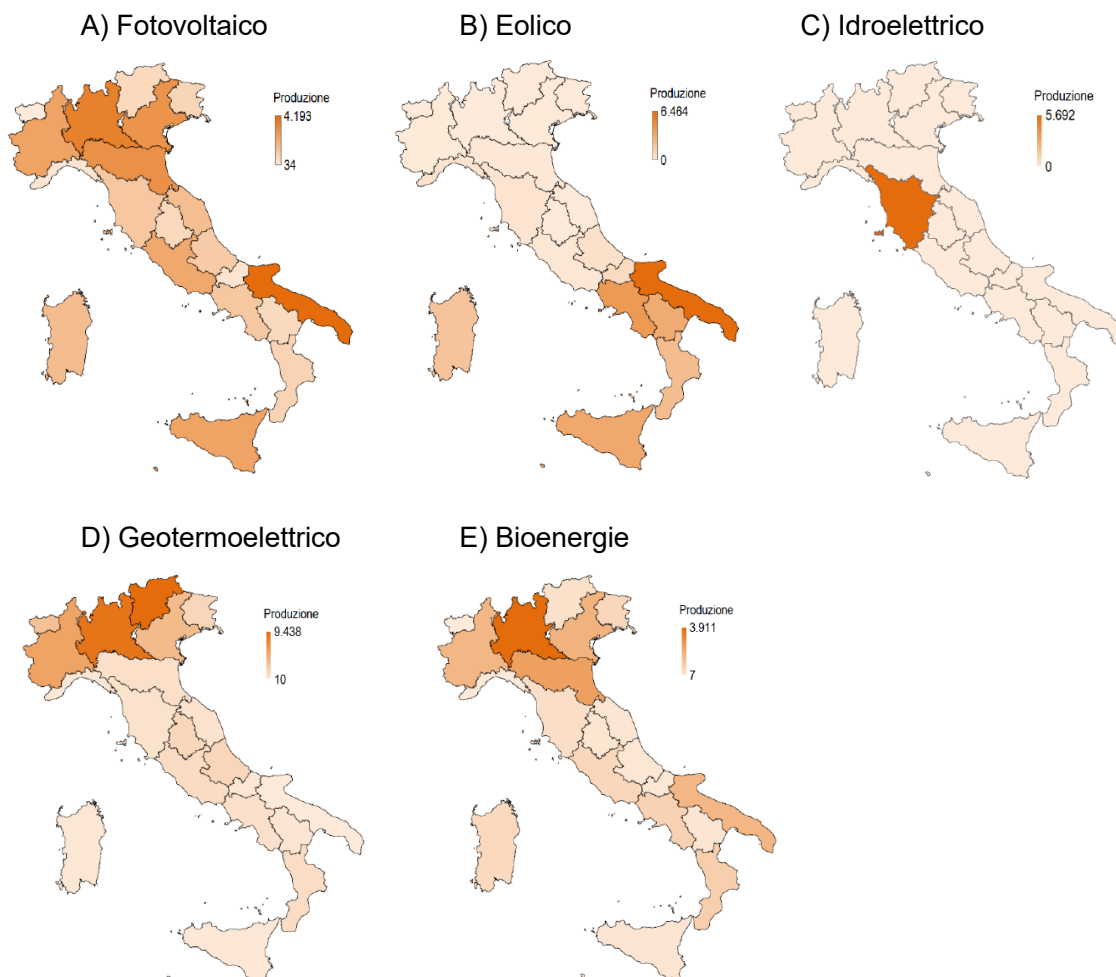
La riduzione della dipendenza energetica dall'estero è stata garantita da un incremento di produzione energetica da fonti rinnovabili. Nel 2024, la produzione di energia elettrica da rinnovabili ha raggiunto il massimo storico, 128,7 TWh, in aumento tendenziale del 13,4% (grafico 1.11). L'incremento aggregato è derivato dalla ripresa dell'idroelettrico rinnovabile con un aumento di 12,1 TWh (da 39,9 a 52,1 TWh) e dall'aumento fornito dall'energia solare (+5,9 TWh). Di contro, le altre fonti rinnovabili (eolico, bioenergie e geotermico) sono diminuite nel loro complesso di 2,7 TWh.

Grafico 1.11. Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per tipo di fonte (TWh)



Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

Mappa 1.1. Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2023 (GWh)



Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

Le elaborazioni riportate nella mappa 1.1 fotografano la distribuzione della produzione lorda di energia elettrica per fonte rinnovabile in Italia nel 2023. Per quanto riguarda la produzione di energia solare la Puglia si conferma la regione leader, con una generazione pari a 4.193 GWh, seguita da regioni del Nord: Lombardia (3.511 GWh), Emilia-Romagna (2.964 GWh), Veneto (2.886 GWh) e Piemonte (2.393 GWh). Le cinque regioni, insieme, coprono pressoché la metà della produzione totale di energia fotovoltaica (51,9%). Attualmente, infatti, il fotovoltaico è la fonte di energia verde più omogeneamente distribuita sul territorio nazionale (Pannello A). Con un distacco più significativo, la Puglia guida anche l'eolico. Nel 2023, la produzione di energia elettrica da impianti eolici in territorio pugliese è stata pari a 6.464 GWh (quasi il 30% della produzione complessiva). Più in generale, l'energia del vento è ampiamente diffusa in tutto il Sud Italia, dove si produce oltre il 90% della generazione di energia elettrica nazionale da energia eolica (Pannello B).

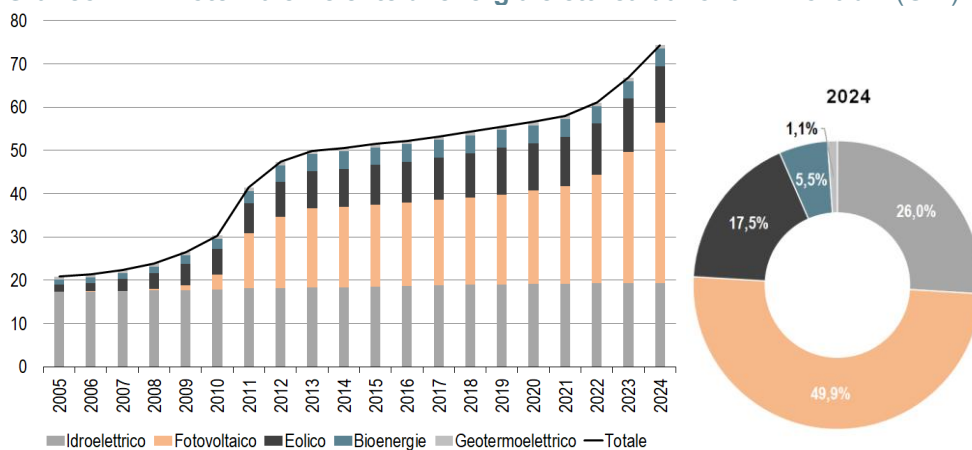
Risulta geograficamente polarizzata anche la produzione di energia idroelettrica, ma verso il Settentrione, favorito dalle particolari condizioni ambientali. Nel Nord, con il Trentino-Alto Adige come prima regione, si concentra, infatti, oltre l'80% dello sviluppo dell'idroelettrico (Pannello C). Le centrali geotermiche, invece, sono presenti quasi esclusivamente sul territorio toscano. Nello specifico, le principali aree di produzione sono una storica, nonché la principale, Larderello, e un'altra risalente agli anni '50, Monte Amiata. Nel 2023, la Toscana, unica regione attiva, ha prodotto in totale 5.692 GWh di energia elettrica da fonte geotermica (Pannello D). Nel campo delle bioenergie, infine, le regioni più coinvolte nella produzione di energia elettrica sono Lombardia (3.911 GWh), Emilia-Romagna (2.303 GWh) e Veneto (1.728 GWh). Tra le altre zone d'Italia, si distinguono la Puglia e il Piemonte, entrambe con il 10% della produzione totale (Pannello E).

Parallelamente, la maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata resa possibile da un incremento della capacità installata, che ha raggiunto i 74,3 GW a fine 2024 (grafico 1.12).

Nell'anno 2024, la potenza efficiente di energia elettrica da rinnovabili è aumentata di 7,5 GW (+5,8 GW nel 2023), confermando l'accelerazione al trend di lenta crescita prevalente fino al 2023, aggiungendo in soli due anni oltre 13 GW. L'incremento è derivato dalle maggiori installazioni di pannelli fotovoltaici che hanno aggiunto +6,8 GW tra il 2023 e il 2024. L'energia eolica è incrementata di +0,7 GW, mentre si registra una lieve riduzione per l'energia idrica (-0,2 GW). Tra le fonti, al 2024, la maggior capacità è data dall'energia solare con 37,1 GW (il

48,4% della capacità totale delle fonti rinnovabili). Seguono l'idrico con 21,6 GW (28,2%), l'eolico 13 GW (17%) e le bioenergie con il geotermico con 4,9 GW (6,4%).

Grafico 1.12. Potenza efficiente di energia elettrica da fonti rinnovabili (GW)



Nota: in attesa del dato a consuntivo 2024, è stato aggiunto l'incremento in volume registrato tra il 2023 e il 2024 in termini di potenza installata al dato di consuntivo 2023.

Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

RIQUADRO R1

IL CONFRONTO CON LA PRECEDENTE STIMA

La nuova stima contempla (tavola R1.1) una riduzione annua delle emissioni di gas serra più contenuta (-3,0 vs. -4,3%).

Maggiori differenze si riscontrano nei settori coperti dalla Direttiva ETS. Nel settore della combustione di energia elettrica, la robusta riduzione dei consumi di carbone nel I semestre 2024 ha perso d'intensità nel II semestre 2024. Ciò si è tradotto in una minor riduzione delle emissioni di gas serra (da -23,8% al -16,5%). Stesso discorso va fatto per il settore industriale (*energy intensive*), coperto dalla direttiva ETS, con una flessione annua scesa dal -8,7 al -4,2%.

Per quanto riguarda gli aerei, l'incremento di movimentazione aerea del secondo semestre 2024 è rimasto pressoché in linea con quanto delineato nel primo semestre. La minor crescita annua, tra le due stime, trova ragione in un livello più alto nel II semestre 2023.

Dal lato dei settori ESR, invece, la domanda di energia residenziale nel II semestre 2024 è tornata ad aumentare, richiedendo un maggior utilizzo di gas naturale, e portando ad un cambio di segno nella stima della dinamica. Anche nei settori ESR il settore industriale ha ridotto la variazione, scesa al -3,9%, mentre le emissioni derivanti dal settore dei trasporti rimangono in aumento, ma in misura inferiore (5,4 vs. 2,5%).

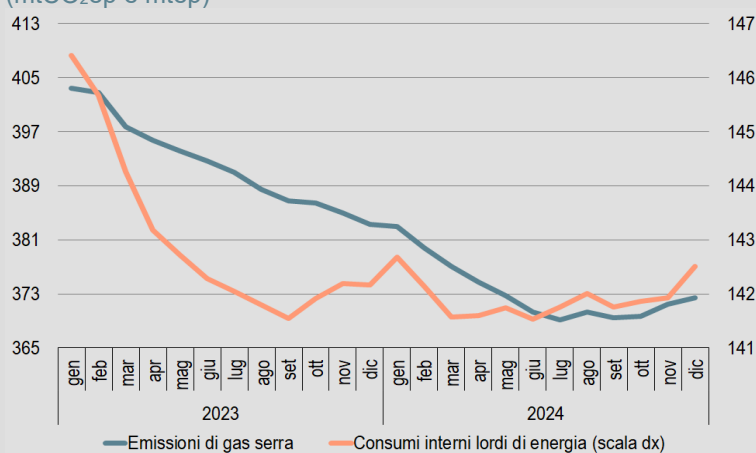
Tavola R1.1. Confronto stime 2024
(variazioni e differenze percentuali)

Variabili	Variazione 2023-2024		Differenza
	stima 12/24	stima 6/25	
Emissioni di gas serra	-4,3	-3,0	1,3
- settori ETS	-17,7	-12,3	5,4
- combustione	-23,8	-16,5	7,3
- industria	-8,7	-4,2	4,5
- aerei	6,7	6,2	-0,5
- settori ESR	1,5	0,6	-0,9
- trasporti	5,4	2,5	-2,9
- residenziale	-1,5	1,5	3,0
- industria	-5,3	-3,9	1,4
- agricoltura	2,2	-0,5	-2,7
- rifiuti	1,2	0,3	-0,9
Consumi interni lordi di energia	-0,7	0,2	0,9
- solidi e derivati	-45,6	-53,1	-7,5
- gas naturale	-1,8	0,5	2,3
- petrolio e prodotti petroliferi	0,8	0,8	0,0
- rinnovabili	5,7	7,3	1,6
- rifiuti	1,1	1,5	0,4
- import energia elettrica	2,6	-0,5	-3,1

Fonte: modello energetico CER.

La variazione annua racchiude una prima parte dell'anno molto positiva ed un peggioramento nei mesi autunnali-invernali (grafico R.1.1). Nel primo semestre 2024 le emissioni di gas serra si sono infatti ridotte del 6,7%, con un ritmo di decrescita addirittura superiore a quello del secondo semestre 2023 (-4,7%). L'incremento di utilizzo della fonte idroelettrica ha garantito sensibili riduzioni di utilizzo di carbone e di gas nel termoelettrico. Tali dinamiche si sono gradualmente invertite nella seconda parte dell'anno, con un incremento delle emissioni di gas serra dell'1,1% (nel II semestre 2024), accompagnate da un incremento dei consumi pari all'1,4%.

Grafico R1.1. Italia: emissioni di gas serra e consumi di energia
(mtCO₂ep e mtep)



Fonte: modello energetico CER.

RIQUADRO R2

IL CONTRIBUTO GREEN DEL MEZZOGIORNO

Le fonti rinnovabili offrono la possibilità di rendere l'Italia maggiormente autosufficiente in termini di energia. Ciò garantisce una minor spesa dall'estero di energia elettrica ed un conseguente miglioramento del saldo commerciale. Le fonti rinnovabili, idroelettrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico sono distribuite in misura eterogenea sul territorio nazionale. La differente tipologia di produzione di energia da fonte rinnovabile richiede differenti conformazioni morfologiche e particolari posizionamenti geografici. Su questo presupposto, le regioni del Sud Italia possono offrire un contributo notevole alla conversione del sistema energetico italiano, in particolar modo per il fotovoltaico e l'eolico. Ciò rappresenta una fondata opportunità per le regioni del Mezzogiorno di ridurre il gap produttivo con le regioni del Nord maggiormente industrializzate.

Il Decreto Aree Idonee (DM 21 giugno 2024) ha posto ambiziosi obiettivi, in termini di rinnovabili: 136 GW di potenza efficiente da energia elettrica installata a fine 2030. Il Mezzogiorno, secondo lo schema di Governo, diventerebbe l'area produttiva con la maggior capacità di fonti rinnovabili, con oltre 57,5 GW, uno stock superiore all'intera capacità italiana del 2020 (tavola R2.1).

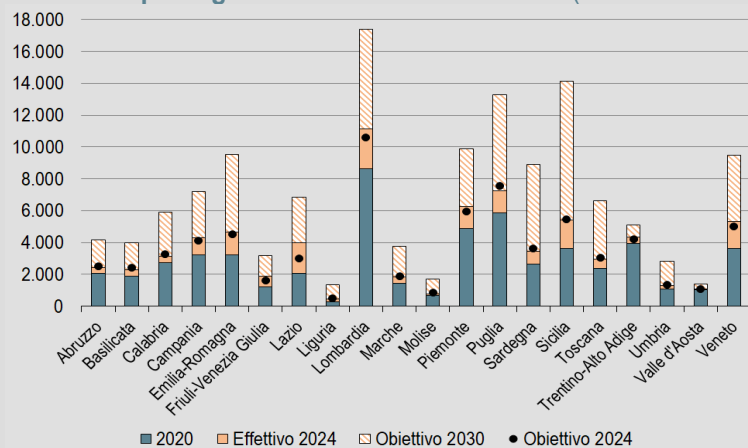
Tavola R2.1. Potenza efficiente di energia elettrica da fonti rinnovabili per regione: stock ed obiettivi (MW)

Regioni	2020	Obiettivo 2024	Effettivo 2024	Delta 2024	Obiettivo 2030
ITALIA	56.586	72.694	74.303	1.609	136.588
NORD	26.900	33.530	35.198	1.668	57.308
Valle d'Aosta	1.054	1.081	1.078	-3	1.382
Piemonte	4.873	5.971	6.282	311	9.864
Liguria	300	498	476	-22	1.359
Lombardia	8.640	10.603	11.149	546	17.406
Trentino-Alto Adige	3.945	4.224	4.334	110	5.091
Veneto	3.649	5.022	5.338	316	9.477
Friuli-Venezia Giulia	1.223	1.627	1.882	255	3.183
Emilia-Romagna	3.217	4.505	4.660	155	9.547
CENTRO	6.940	9.276	10.057	781	20.049
Toscana	2.365	3.032	2.952	-80	6.615
Marche	1.426	1.883	1.826	-57	3.772
Umbria	1.079	1.358	1.313	-45	2.835
Lazio	2.070	3.003	3.966	963	6.827
MEZZOGIORNO	22.057	29.024	28.257	-767	57.539
Abruzzo	2.078	2.532	2.444	-88	4.170
Campania	3.205	4.114	4.292	178	7.181
Basilicata	1.889	2.432	2.304	-128	3.994
Puglia	5.879	7.551	7.235	-316	13.266
Calabria	2.729	3.278	3.115	-163	5.902
Sicilia	3.636	5.478	5.414	-64	14.121
Sardegna	2.642	3.640	3.454	-186	8.906

Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

Nel suo schema, il Decreto pone obiettivi annui. A fine 2024, l'Italia nel complesso è riuscita a superare gli obiettivi prefissati. Tuttavia, l'incremento non è stato omogeneo nel territorio. Il Nord si è contraddistinto per aver contribuito maggiormente alla crescita aggregata. Le regioni del Nord, ad eccezione della Valle d'Aosta e Liguria, sui cui pendono lievi ritardi, hanno registrato le maggiori installazioni rispetto all'obiettivo. Il maggior aumento rispetto all'obiettivo 2024 in Lombardia (+546 MW). Il superamento dell'obiettivo a fine 2024 del Centro Italia (+781 MW) deriva esclusivamente dalla regione Lazio, con quasi 1 GW di potenza installata superiore all'obiettivo. Nel Mezzogiorno, diffusi i ritardi, con minori installazioni rispetto agli obiettivi in tutte le regioni, ad eccezione della Campania (+178 MW). Il grafico R2.1 mostra lo stock di potenza di rinnovabili a fine 2020, l'incremento registrato a fine 2024 a confronto con l'obiettivo 2024 Decreto Aree Idonee e il gap con l'obiettivo al 2030.

Grafico R2.1. Potenza efficiente di energia elettrica da fonti rinnovabili per regione: stock ed obiettivi 2030 (MW e variazioni)

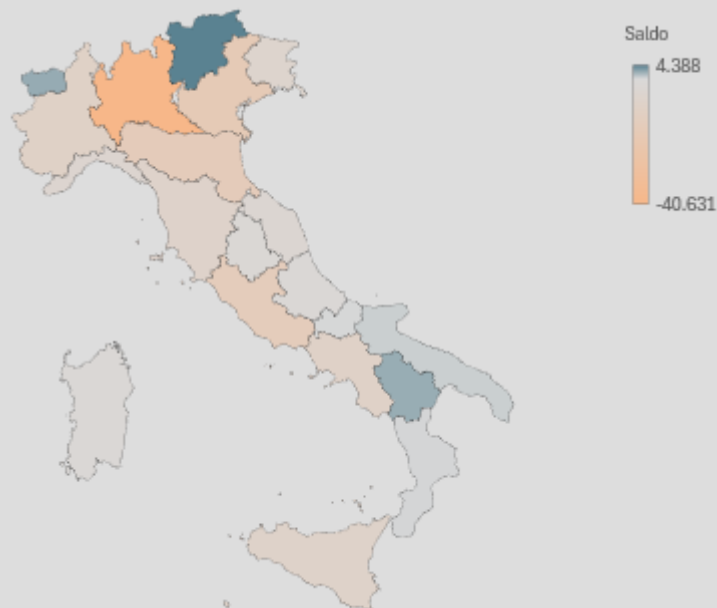


Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

Al 2030 la Lombardia, secondo gli obiettivi, si confermerebbe la regione con la maggior capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Anche alcune regioni del Sud mostrerebbero elevate capacità, tra cui la Sicilia e la Puglia al secondo e terzo posto. Poi Piemonte, Veneto ed Emilia-Romagna e la Sardegna.

Attualmente, le uniche regioni che possono vantare una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili superiore al consumo di energia elettrica complessivo della regione sono sei (mappa R2.1 e tavola R2.2). Al Nord la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, mentre al Sud il Molise, la Puglia, la Basilicata e la Calabria.

Mappa R2.1. Saldo tra consumi di energia elettrica e produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2023 (GWh)



Fonte: elaborazioni CER su dati Terna e Arera.

Tavola R2.2. Consumi di energia elettrica, produzione da fonti rinnovabili e saldo nel 2023 (GWh)

	Consumo energia elettrica	Produzione rinnovabili	Saldo
Piemonte	18.741	9.359	-9.382
Valle d'Aosta	868	3.170	2.302
Lombardia	56.861	16.230	-40.631
Trentino-Alto Adige	5.971	10.359	4.388
Veneto	25.785	8.243	-17.542
Friuli-Venezia Giulia	8.606	2.854	-5.752
Liguria	5.571	618	-4.953
Emilia-Romagna	21.843	6.174	-15.669
Toscana	15.367	8.125	-7.242
Umbria	4.496	2.219	-2.277
Marche	5.977	2.178	-3.799
Lazio	18.902	3.967	-14.935
Abruzzo	5.132	3.145	-1.987
Molise	1.252	1.347	95
Campania	15.723	6.688	-9.035
Puglia	11.782	12.279	497
Basilicata	2.120	4.339	2.219
Calabria	4.777	4.929	152
Sicilia	14.102	6.068	-8.034
Sardegna	6.071	4.288	-1.783
ITALIA	249.949	116.579	-133.370

Fonte: elaborazioni CER su dati Terna e Arera.

IL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA: QUADRO DI RIFERIMENTO E DIBATTITO

IL CONTESTO DI RIFERIMENTO

1

Negli ultimi anni, i mercati elettrici europei hanno attraversato una fase di marcata instabilità, con prezzi all'ingrosso sensibilmente più elevati e volatili rispetto ai livelli pre-pandemici. A determinare lo squilibrio hanno contribuito diversi fattori concomitanti: la ripresa della domanda post-pandemica, l'aumento dei prezzi delle materie prime energetiche e le tensioni geopolitiche sopraggiunte nel 2022 che hanno messo sotto pressione la sicurezza degli approvvigionamenti.

Queste dinamiche si sono rivelate particolarmente critiche in un contesto in cui la quota di produzione da fonti rinnovabili non programmabili è aumentata rapidamente, senza che vi fosse un adeguamento altrettanto rapido degli strumenti di mercato o delle infrastrutture di rete. La conseguenza è un sistema esposto a forti oscillazioni di prezzo, a segnali distorti per gli investitori e a una crescente difficoltà nel garantire un equilibrio tra sicurezza, sostenibilità e accessibilità economica.

In risposta a queste fragilità, l'Unione Europea ha adottato nell'autunno 2024 una riforma strutturale del disegno del mercato elettrico (Regolamento UE 2024/1747), in modifica dei precedenti Regolamenti (UE) 2019/942 e 2019/943. Il nuovo assetto mira a stabilizzare i prezzi, incentivare gli investimenti in nuova capacità a basso costo marginale e ridurre la dipendenza dal gas nella formazione del prezzo dell'elettricità. Tra le principali innovazioni si segnalano le aste basate su contratti per differenza (CfD)⁴ per l'assegnazione di nuova capacità rinnovabile, strumenti di garanzia pubblica per la diffusione dei Power Purchase Agreements (PPA)⁵, obblighi di tutela per i consumatori vulnerabili e la separazione contabile dei ricavi inframarginali⁶.

2

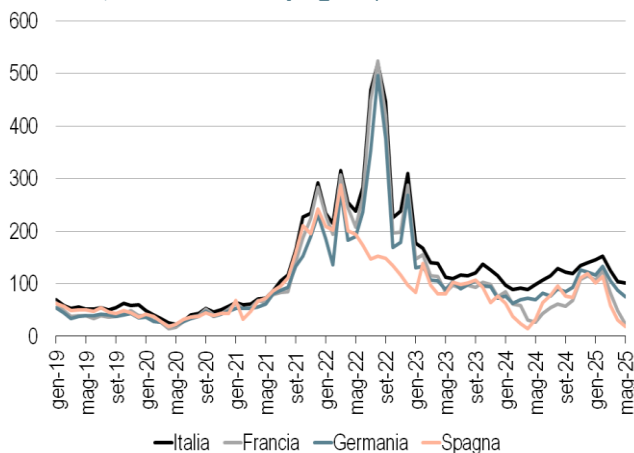
All'interno di questo quadro europeo, l'Italia rappresenta uno dei casi in cui le

⁴ Contratti per differenza (CfD): meccanismo che garantisce un prezzo stabile all'energia prodotta da fonti rinnovabili; lo Stato integra o incassa la differenza rispetto al prezzo di mercato.

⁵ Power Purchase Agreements (PPA): contratti di lungo termine per la vendita diretta di energia tra produttori e consumatori o trader.

⁶ I ricavi inframarginali sono i profitti ottenuti da impianti che producono energia a basso costo ma vendono al prezzo marginale di mercato; la separazione contabile mira a distinguerli e regolarli.

Grafico 2.1. Prezzo dell'energia elettrica in Italia, Francia, Germania e Spagna (medie mensili, €/MWh)



Fonte: elaborazioni CER su dai LSEG.

rispetto ad altri Paesi europei. Queste condizioni trovano conferma anche nei dati più recenti (grafico 2.1 e tavola 2.1). Nella media dei primi cinque mesi del 2025, il prezzo medio dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso italiano ha raggiunto i 125,6 €/MWh, superando di 22,6 €/MWh quello tedesco (103 €/MWh), di 49 €/MWh quello francese (76,6 €/MWh) e di 61,2 €/MWh quello spagnolo (64,4 €/MWh).

criticità del sistema emergono con maggiore evidenza. La dipendenza dal gas per la generazione elettrica, la scarsa diffusione di contratti di lungo termine e l'insufficiente flessibilità della rete contribuiscono a rendere il mercato italiano più esposto alla volatilità e con livelli medi di prezzo più elevati ri-

Tavola 2.1. Termometro dei prezzi dell'energia elettrica in Italia, Francia, Germania e Spagna (€/MWh)

		Italia	Francia	Germania	Spagna
2019		56,7	42,2	40,8	49,1
2020		41,0	35,0	34,0	35,7
2021		130,8	116,4	104,6	116,3
2022		314,3	295,6	256,0	172,0
2023		131,0	105,5	102,1	93,6
2024	gen	97,2	85,4	77,0	62,8
	feb	89,0	61,0	62,7	38,0
	mar	91,2	58,0	69,3	24,6
	apr	89,1	31,6	72,3	14,0
	mag	98,9	27,2	69,9	31,8
	giu	107,2	43,4	81,5	63,9
	lug	114,5	55,0	77,1	77,9
	ago	129,6	61,3	90,0	95,6
	set	122,2	56,6	85,2	76,6
	ott	119,1	68,8	93,5	73,9
	nov	134,1	108,9	126,0	110,9
	dic	139,7	114,6	121,4	118,8
Anno intero		111,0	64,3	85,4	65,7
2025	gen	145,6	107,6	116,1	101,6
	feb	152,8	125,2	133,1	114,1
	mar	125,3	82,0	105,7	58,6
	apr	104,7	48,5	87,2	31,4
	mag	101,1	22,8	75,1	18,9
Anno intero		125,6	76,6	103,0	64,4

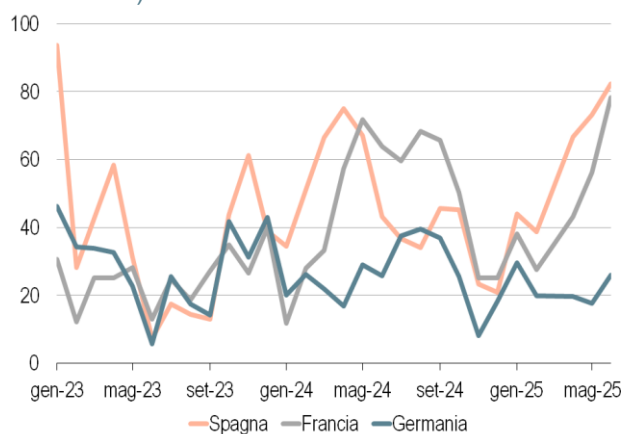
Nota: la media 2025 si riferisce al periodo 1° gennaio - 31 maggio 2025.

Fonte: elaborazioni CER su dati LSEG.

Nel confronto con il 2024, in Francia e Germania sono stati osservati incrementi di prezzo (rispettivamente +19,1 e 20,5%), mentre il PUN italiano ha registrato un aumento del 12,2%. Nei primi cinque mesi del 2025, solamente il prezzo dell'elettricità in Spagna risulta inferiore al 2024 (-2%). Il confronto con l'anno pre-pandemico 2019 mostra aumenti di prezzo ben più ampi, oltre il 100% in Italia e Germania.

Il grafico 2.2. mostra il differenziale di prezzo con i vari Paesi negli ultimi due anni. Per tutto il periodo, il prezzo dell'energia elettrica dell'Italia è stato superiore ai prezzi di Francia, Germania e Spagna.

Grafico 2.2. Differenziale di prezzo dell'energia elettrica in Italia Francia, Germania e Spagna (medie mensili)



Fonte: elaborazioni CER su dai LSEG.

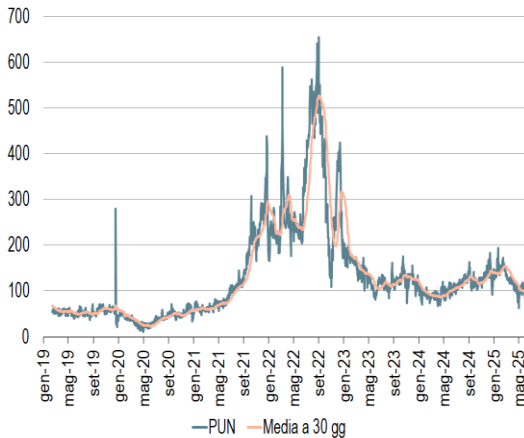
3

Come si è detto, oltre a fissare prezzi in media più elevati di quelli europei, il mercato elettrico italiano è caratterizzato da una forte volatilità. Anche in condizioni di domanda stabile, si registrano variazioni ampie e frequenti tra le ore della giornata, con valori anche negativi nelle ore centrali – in presenza di una robusta generazione di energia fotovoltaica – e picchi serali superiori ai 250 €/MWh. Il grafico 2.3 che riporta la media mobile a 30 giorni del PUN, evidenzia come questa instabilità sia presente anche in assenza di fattori straordinari.

Il grafico 2.4 evidenzia inoltre come, in presenza di aumenti od oscillazioni del TTF, il PUN tenda a reagire con maggiore ampiezza, segno di una trasmissione amplificata lungo la catena di formazione del prezzo.

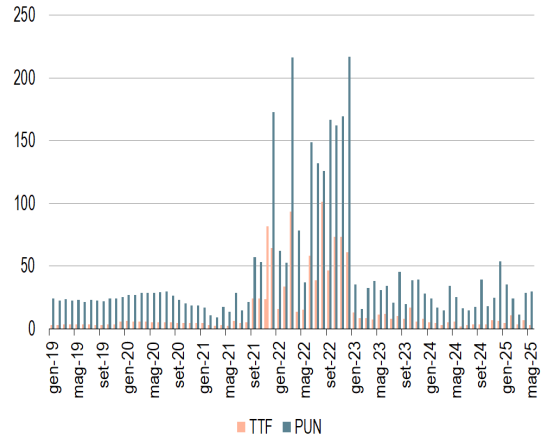
Gli alti prezzi e la forte volatilità si riflettono in modo diretto sui costi sostenuti dalle famiglie. L'energia elettrica rappresenta una componente sempre più rilevante del bilancio delle famiglie, e il suo aumento ha effetti regressivi sui redditi più bassi, contribuendo ad amplificare le disuguaglianze e la vulnerabilità energetica. Prezzi all'ingrosso più alti implicano, infatti, prezzi al consumo più elevati. In Italia, l'evoluzione del prezzo in bolletta per i clienti domestici segue con coerenza le dina-

Grafico 2.3. PUN e media mobile a 30 giorni (€/MWh)



Fonte: elaborazioni CER su dati LSEG.

Grafico 2.4. Indici di volatilità di prezzo per il PUN ed il TTF

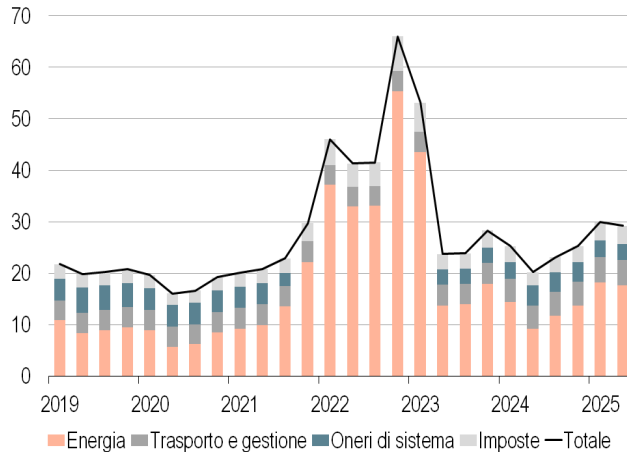


Nota: prodotto per ogni mese fra la deviazione standard dei prezzi giornalieri e la radice quadrata dei giorni di contrattazione.

Fonte: elaborazioni CER su dati LSEG.

niche osservate sul mercato all'ingrosso, confermando la trasmissione dell'aumento dei prezzi delle materie prime ai prezzi al consumo. Il grafico 2.5 mostra l'evoluzione del prezzo pagato in bolletta da un utente domestico tipo in maggior tutela, ipotizzando un consumo medio annuo di 2.700 kWh.

Grafico 2.5. Prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico italiano tipo in maggior tutela (c€/KWh, dati trimestrali)



Fonte: ARERA.

oneri di sistema sono rimaste pressoché stabili. Nei trimestri successivi si è registrata una parziale riduzione, ma senza un pieno rientro rispetto ai livelli pre-crisi. Nel corso del 2024 e nei primi mesi del 2025, i prezzi si sono stabilizzati su una fascia intorno ai 30 centesimi per kWh.

4

L'elevato prezzo dell'energia elettrica in Italia si colloca in un contesto europeo

A partire dal 2021 si osserva una crescita netta, culminata nel secondo semestre del 2022, quando il prezzo ha superato i 65 centesimi per kWh. L'aumento è stato trainato principalmente dalla componente energia, che ha visto ampliare la propria incidenza sul prezzo finale, mentre la componente fiscale e quella legata agli

eterogeneo, in cui le differenze nelle strutture produttive, nei livelli di elettrificazione e nella regolazione pubblica producono esiti molto differenziati sui costi finali sostenuti dagli utenti domestici. Il grafico 2.6 mostra il posizionamento dei principali Paesi europei rispetto a due variabili chiave: il prezzo medio dell'energia elettrica per gli utenti domestici con un consumo medio tra 2.500 e 5.000 kWh, e l'intensità elettrica, misurata come il rapporto tra i consumi di energia elettrica e il PIL. Dalla rappresentazione emerge una relazione inversa: i Paesi a più alta intensità elettrica tendono ad avere prezzi unitari più bassi, e viceversa. Questa correlazione può riflettere sia la presenza di economie di scala nella generazione e distribuzione di energia elettrica, sia una maggiore maturità dei mercati, con reti più efficienti, o una presenza più ampia di fonti a basso costo marginale. All'opposto, livelli di intensità più bassi possono derivare da sistemi meno elettrificati, da una struttura economica meno energivora o, in certi casi, da politiche volte a ridurre i consumi attraverso prezzi più elevati.

L'Italia si colloca in una posizione sfavorevole lungo entrambe le dimensioni: presenta un'intensità elettrica tra le più basse dei Paesi UE (circa 150 GWh ogni miliardo di euro di PIL) ed uno dei prezzi più alti (32,5 centesimi di € per kWh nel 2023).

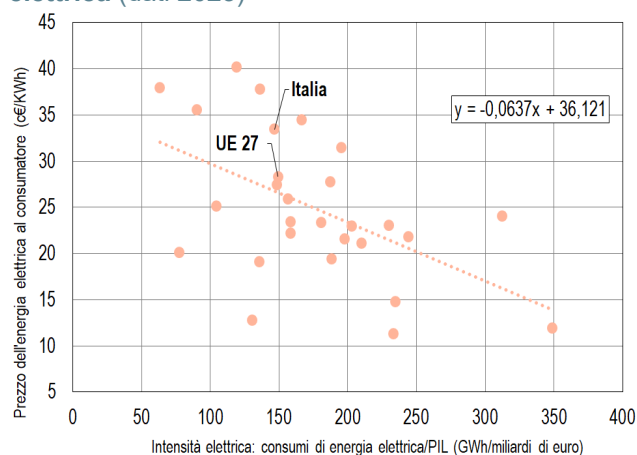
In tale configurazione, l'effetto di un aumento dei prezzi si distribuisce

su una base energetica ridotta, ma in assenza di flessibilità o strumenti di protezione (come contratti a lungo termine o meccanismi di *hedging*), l'impatto economico risulta comunque distortivo, soprattutto per le imprese energivore e per le famiglie a basso reddito. Paesi come Germania e Danimarca - pur dotati di livelli di intensità maggiori - registrano anch'essi prezzi elevati, ma in quel caso lo scostamento è legato ad altri fattori strutturali, come la componente fiscale o i costi della transizione energetica. Al contrario, Paesi con alta intensità e prezzi inferiori alla media, come Romania e Croazia, beneficiano di un mix produttivo più favorevole (idroelettrico) e di sistemi meno esposti alla volatilità dei mercati internazionali.

5

Per quantificare il disallineamento tra prezzo effettivo e prezzo atteso in base

Grafico 2.6. Relazione tra prezzo dell'energia elettrica al consumatore ed intensità dell'energia elettrica (dati 2023)

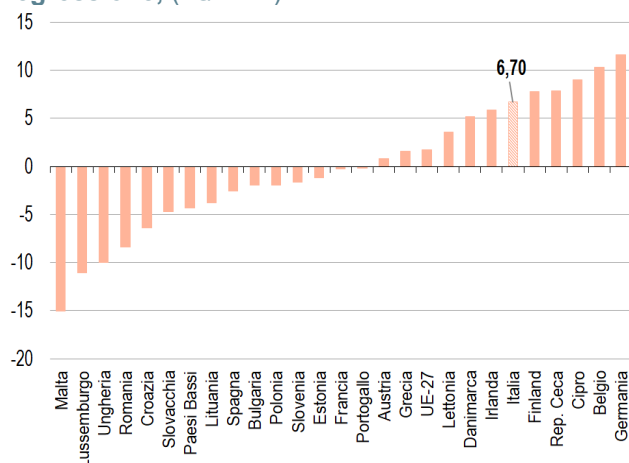


Fonte: elaborazioni CER su dati Eurostat.

all'intensità elettrica del Paese, il grafico 2.7 riporta la deviazione di ciascun Paese dalla retta di regressione stimata nel grafico precedente. Alcuni Paesi presentano prezzi superiori a quelli attesi in base alla propria intensità elettrica (deviazione positiva), altri più bassi (deviazione negativa). Ciò consente di isolare le anomalie relative, fornendo una misura sintetica del disallineamento tra struttura economica ed esito di prezzo.

L'Italia si colloca tra i Paesi con deviazione positiva: a parità di intensità elettrica, il prezzo medio nazionale risulta più elevato di quanto previsto. Tale disallineamento suggerisce la presenza di fattori strutturali che agiscono in senso rialzista, come una maggiore dipendenza da tecnologie marginali costose, una minore presenza di contratti a lungo termine, e una rete meno integrata a livello europeo.

Grafico 2.7. Scostamento dei paesi dalla retta di regressione, (c€/KWh).



Fonte: elaborazioni CER su dati Eurostat.

Ma il caso italiano non è isolato: Germania e Danimarca evidenziano scostamenti ancora più marcati, spiegabili con l'incidenza di costi di sistema e oneri fiscali legati alla transizione energetica. In Germania, ad esempio, le tariffe di rete e gli oneri di sostegno alle rinnovabili costituiscono una parte rilevante del prezzo finale.

All'opposto, Romania, Croazia, Malta e Lussemburgo mostrano una deviazione negativa, ossia prezzi inferiori a quelli attesi dato il loro livello di intensità. In questi casi, il posizionamento può essere attribuito alla predominanza di fonti rinnovabili stabili e a basso costo (idroelettrico in Romania e Croazia), oppure a una regolazione sui prezzi finali, come avviene a Malta. Anche i Paesi Bassi, pur in posizione intermedia, presentano uno scostamento negativo, probabilmente legato alla crescente presenza di energia eolica offshore e alle ore con prezzi spot nulli o negativi. Questo insieme di evidenze suggerisce che non solo la struttura produttiva (intensità elettrica), ma anche la configurazione regolatoria e fiscale influisce significativamente sulla formazione del prezzo finale.

Le misure di contenimento dei prezzi adottate dal governo

6

Nel corso del biennio 2024–2025, il governo è intervenuto in più occasioni per attenuare gli effetti del caro energia sulle famiglie, attraverso misure selettive a

sostegno del reddito. Nel 2024, il principale strumento utilizzato è stato il rafforzamento del Bonus Sociale Elettrico, un'agevolazione riconosciuta in bolletta ai nuclei familiari con ISEE basso o in presenza di soggetti con gravi condizioni di salute, che consente uno sconto diretto sulla componente energia della tariffa.

Con il Decreto-legge 15 gennaio 2024, n. 4, è stato disposto l'innalzamento della soglia ISEE per l'accesso automatico al beneficio da 15.000 a 17.000 euro, ampliando così la platea dei beneficiari. In aggiunta, per i nuclei in condizione di disagio economico più severo (ISEE inferiore a 9.530 euro), è stato introdotto un contributo una tantum pari a 150 euro, erogato direttamente in bolletta nel primo semestre dell'anno.

Contestualmente, è stato riconfermato l'azzeramento degli oneri generali di sistema per i clienti domestici non residenti e per le microimprese, misura già introdotta durante la fase acuta della crisi energetica e poi gradualmente ridimensionata. Nel 2025, a fronte della persistente rigidità dei prezzi dell'energia, è stato adottato il Decreto-legge 28 febbraio 2025, n. 19 ("Decreto Bollette 2025"), che ha previsto un contributo straordinario di 200 euro per le utenze domestiche con ISEE non superiore a 25.000 euro. Le risorse complessivamente stanziare per la componente domestica ammontano a 1,6 miliardi di euro, da utilizzare entro il primo semestre dell'anno.

In parallelo, ARERA ha disposto una riduzione del 2,4% delle tariffe elettriche per i clienti vulnerabili in Maggior Tutela (categoria che comprende, tra gli altri, over 75, disabili, beneficiari di bonus sociali e soggetti residenti in aree isolate o in condizioni socio-sanitarie complesse), da applicare nel secondo trimestre del 2025. Contestualmente, l'Autorità ha avviato una revisione delle modalità informative delle offerte nel mercato libero, con l'obiettivo di rafforzare la trasparenza e la comparabilità delle condizioni economiche praticate ai clienti finali.

IL SISTEMA DI FORMAZIONE DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA

7

In tutti i principali Paesi europei, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso si forma secondo una logica marginalista (*System Marginal Price*). Mediante aste orarie, i produttori di energia presentano le offerte di vendita e i grossisti le domande di acquisto per ogni ora. Il gestore ordina le offerte di energia in ragione crescente rispetto ai costi marginali affrontati nella fase di produzione, delineando la cosiddetta curva di merito (offerta); simmetricamente, le offerte di acquisto vengono ordinate in senso decrescente in relazione all'utilità marginale (curva di domanda). L'ultima tecnologia attivata per soddisfare la domanda, nonché la più costosa, fissa il prezzo di equilibrio valido per tutte le unità attivate.

Questo meccanismo è adottato in Germania, Francia, Spagna e, con alcune specificità, anche in Italia. L'equilibrio tra domanda e offerta si realizza mediante

un'asta uniforme (*pay-as-clear*), in cui tutti i produttori selezionati ricevono lo stesso prezzo: quello offerto dall'impianto marginale. La trasparenza del meccanismo consente un segnale di prezzo univoco, ma la sua efficacia dipende dalla struttura del sistema elettrico, dal grado di concorrenza e dalla flessibilità dell'offerta (per una derivazione teorica dell'approccio utilizzato si veda il Riquadro a fine capitolo "Appunti di microeconomia").

In termini formali, il prezzo orario si determina sommando le quantità offerte dagli impianti, ordinati per costo crescente, fino a coprire la domanda oraria. Il costo marginale dell'impianto che chiude la domanda costituisce il prezzo pagato da tutti gli operatori ammessi. La relazione può essere formalizzata come:

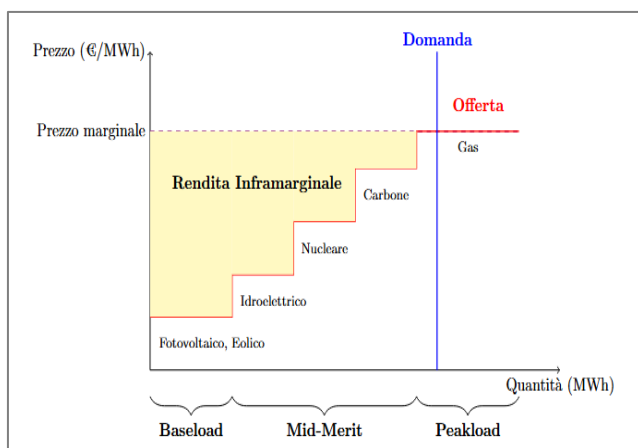
$$P(t) = C_j \quad \text{con} \quad \sum_{i=1}^j Q_i \geq D(t)$$

dove $D(t)$ è la domanda di energia nell'ora t in €/MWh, C_i è il costo marginale dell'impianto i , Q_j è la quantità offerta dall'impianto (con $i \in \{1, \dots, n\}$ ordinati per costo marginale crescente).

In sintesi, si procede a sommare le quantità offerte a partire dagli impianti meno costosi (con i costi marginali più bassi) fino a coprire l'intera domanda $D(t)$. L'impianto che "chiude" questa copertura è quello marginale, e il suo costo C_j determina il prezzo orario per tutto il mercato. Le offerte superiori restano fuori dal mercato, mentre gli impianti inframarginali guadagnano ricavi superiori ai propri costi marginali, generando rendite nel breve termine.

La figura 2.1 espone graficamente il processo di formazione del prezzo. Sull'asse delle ordinate troviamo il prezzo in €/MWh e sull'asse delle ascisse le quantità in

Figura 2.1. Formazione del prezzo dell'energia elettrica



Fonte: Centro Europa Ricerche.

fissa il prezzo orario. Le fonti rinnovabili, tipicamente collocate all'inizio della curva per via dei loro costi marginali prossimi allo zero, entrano sempre nel mercato quando disponibili.

MWh. Le tecnologie sono ordinate per costo crescente, da quelle a costo marginale nullo o prossimo allo zero – quali fotovoltaico ed eolico – fino a quelle più onerose – fonti fossili. L'area sottostante alla curva di offerta rappresenta gli impianti attivati, mentre il punto di intersezione con la domanda

Il sistema di formazione del prezzo in Italia segue la logica teorica sopra esposta, ma con alcune peculiarità operative. Innanzitutto, il mercato è articolato su base zonale, con una suddivisione in sette zone: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna⁷. Ogni zona ha un proprio prezzo determinato in base all'equilibrio locale tra domanda e offerta. Questo schema consente di rappresentare meglio le congestioni di rete e le asimmetrie territoriali nella produzione.

In Italia, la piattaforma di riferimento è il Mercato del Giorno Prima (MGP), che dal 2004 regola la maggior parte degli scambi: nel 2023, oltre il 90% del volume trattato nei mercati regolati è transitato attraverso il MGP⁸. In questa sede, il GME riceve offerte orarie di vendita e acquisto, costruisce le curve di merito zonali e determina i prezzi per ciascuna ora e per ciascuna zona. Le condizioni di equilibrio sono definite sulla base della disponibilità degli impianti, dei vincoli di trasmissione e delle previsioni di domanda.

Accanto al MGP operano poi altri mercati funzionali. Il Mercato Infragiornaliero (MI), articolato in più sessioni successive al giorno prima, consente agli operatori di modificare i propri programmi di immissione e prelievo in base all'aggiornamento delle previsioni, soprattutto per tener conto della variabilità delle fonti rinnovabili non programmabili. Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), gestito da Terna, garantisce l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta, selezionando risorse flessibili capaci di modulare la produzione o i consumi in risposta a esigenze di sistema. Il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) consente infine la negoziazione di contratti con consegna differita, utili per finalità di copertura dai rischi di prezzo.

Una volta definiti i prezzi zonali, il sistema italiano calcola il Prezzo Unico Nazionale (PUN), un indice sintetico costruito come media ponderata dei prezzi zonali in ciascuna ora, utilizzando come pesi i volumi di energia acquistati in ciascuna zona (al netto degli scambi con l'estero e dei pompaggi):

$$PUN(t) = \frac{\sum_{z=1}^N (P_{z,t} \cdot Q_{z,t})}{\sum_{z=1}^N Q_{z,t}}$$

dove $PUN(t)$ è il Prezzo Unico Nazionale nell'ora t , espresso in €/MWh, N è l'insieme delle zone che costituiscono il mercato elettrico italiano, $P_{z,t}$ è il prezzo dell'energia elettrica nella zona z nell'ora t , $Q_{z,t}$ è la quantità di energia elettrica acquistata nella zona z nell'ora t .

Il PUN rappresenta un prezzo di riferimento nazionale utilizzato nei contratti *retail*

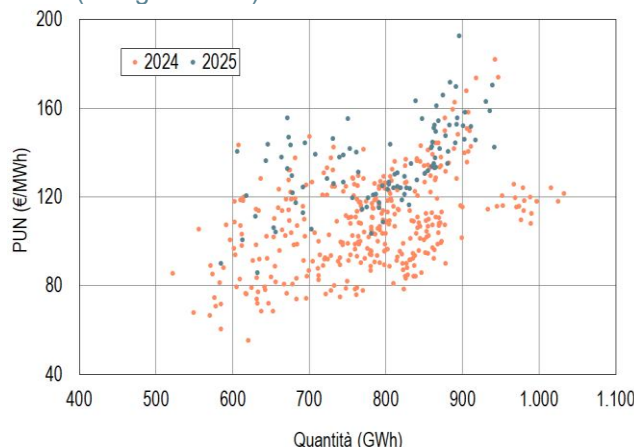
⁷ Nord: Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna. Centro-Nord: Toscana, Marche. Centro-Sud: Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria. Sud: Molise, Puglia, Basilicata.

⁸ GME, Relazione annuale 2023.

e nelle analisi statistiche, ma non coincide con un prezzo marginale effettivo. Esso riflette un valore medio delle condizioni zionali, e non l'equilibrio economico di un sistema integrato unico.

Il grafico 2.8 mostra l'associazione tra prezzo e quantità osservata nel MGP su base giornaliera. La distribuzione dei dati mostra un ampio ventaglio di combinazioni tra volumi e prezzi, segnalando una forte eterogeneità delle condizioni di mercato. Sebbene sia visibile una certa tendenza per cui i prezzi tendono ad aumentare al crescere delle quantità, la correlazione non è univoca: a parità di energia richiesta, si osservano prezzi anche molto differenti tra loro.

Grafico 2.8. Coppie prezzi quantità sul mercato MGP (dati giornalieri)



Fonte: elaborazioni CER su dati LSEG.

Questa dispersione riflette il funzionamento del meccanismo del prezzo marginale. Nei giorni con domanda elevata, vengono attivate maggiormente le centrali termoelettriche con costi marginali più alti, in particolare alimentate a gas, il che contribuisce a innalzare il prezzo marginale. Tuttavia, l'ampiezza della nuvola di punti suggerisce che la quantità scambiata non sia l'unico determinante del prezzo. Altri fattori, come la disponibilità di energia rinnovabile (soprattutto non programmabile), le condizioni meteorologiche, la congestione delle reti e le dinamiche internazionali del gas, esercitano un'influenza significativa sulle variazioni di prezzo giornaliera.

Nel complesso, il grafico evidenzia come il sistema di formazione del prezzo risulti sensibile a un insieme articolato di variabili, il cui effetto si manifesta anche in presenza di livelli di domanda simili. La forte variabilità dei risultati suggerisce la complessità dell'equilibrio di mercato e l'importanza di una lettura multidimensionale delle sue determinanti.

LA DIPENDENZA ENERGETICA

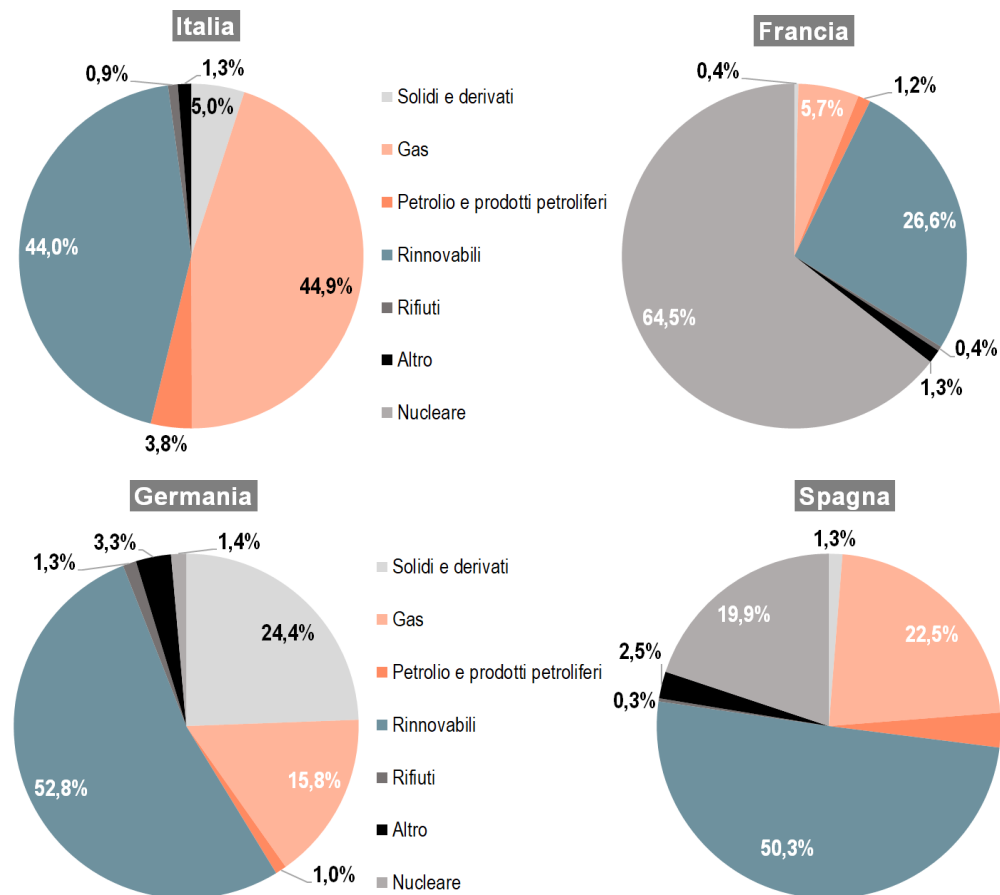
9

Dato quello che è il meccanismo di formazione dei prezzi, le differenze tra Italia e gli altri principali mercati europei sono in larga misura riconducibili alla diversa struttura dei sistemi di generazione (grafico 2.9).

Dagli ultimi dati confrontabili a livello europeo e riferiti al 2023, in Italia il mix elettrico del 2023 risulta fortemente centrato su due componenti: il gas naturale, che rappresenta il 44,9% della produzione complessiva, e le fonti rinnovabili non

programmabili, pari al 44,0%. Il carbone e il petrolio contribuiscono alla generazione finale in quote minori, rispettivamente 5 e 3,8%.

Grafico 2.9. Mix per la generazione di energia elettrica in Italia, Francia, Germania e Spagna nel 2023, (quote percentuali)



Fonte: elaborazioni CER su dati Eurostat.

Di gran lunga differente rispetto all'Italia e agli altri principali Paesi europei, è il mix energetico della Francia, dove il nucleare copre il 64,5% della produzione di energia elettrica. Le rinnovabili contribuiscono per un altro 26,6%, con una presenza significativa dell'idroelettrico e dell'eolico, mentre il gas naturale incide in misura ridotta, 5,7%. Le fonti fossili ad alto impatto, come carbone e oli combustibili, risultano ormai marginali, entrambe inferiori all'1%.

Il mix di generazione elettrica della Germania mostra una composizione dove è ancora rilevante il carbone, affiancato da un ampio ricorso alle fonti rinnovabili. Nel 2023 queste ultime hanno rappresentato oltre il 50% della produzione elettrica tedesca, seguite dal carbone con una quota del 24,4% e dal gas naturale al 15,8%. Il nucleare è stato interamente dismesso nell'aprile 2023, al termine di un processo di *phase-out* avviato formalmente nel 2011. Il programma di

allontanamento dal carbone è stato rallentato dagli sviluppi geopolitici del biennio 2022–2023, che hanno inciso sulla disponibilità del gas importato.

Come in Germania, anche in Spagna le fonti rinnovabili non programmabili rappresentano la prima fonte di generazione elettrica, con il 50,3% della produzione complessiva, il gas naturale copre il 22,5% e il nucleare il 19,9%. Il carbone è ormai residuale (3,2%).

Ne deriva che, pur adottando lo stesso meccanismo di prezzo marginale in tutta l'Unione Europea, l'Italia si ritrova più frequentemente ad avere il gas come "tecnologia marginale", e ciò comporta prezzi medi dell'energia elettrica significativamente più elevati rispetto ai Paesi meno gas-dipendenti.

Questo è il motivo principale alla base della discussione sul cosiddetto "disaccoppiamento" fra i prezzi dell'elettricità e del gas (*decoupling*), dibattito divenuto centrale a partire dalla crisi energetica del 2021–2022 e successivamente riaperto con il conflitto russo-ucraino e le conseguenti tensioni sul mercato del gas.

UN CONFRONTO ECONOMETRICO

10

Per approfondire il ruolo dei principali fattori che influenzano l'andamento del prezzo dell'energia elettrica in Italia, Francia, Germania e Spagna, è stata condotta un'analisi econometrica basata su serie storiche mensili e riferita agli ultimi quindici anni⁹. La specificazione si concentra su alcune determinanti: il prezzo del gas sul mercato TTF, i consumi elettrici, la produzione di energia elettrica complessiva, le fonti energetiche utilizzate e una proxy della temperatura.

Il modello si basa su una specificazione ARDL (1,1,1,1...) per ciascun Paese, selezionata in base alla capacità esplicativa e alla significatività delle variabili. Essa include componenti ritardate (lag 1) e variazioni, riflettendo la natura dinamica dei prezzi elettrici. Questo approccio consente di cogliere sia gli effetti immediati (di breve periodo) delle variabili esplicative, sia gli effetti ritardati (di lungo periodo), che sono particolarmente rilevanti in un mercato energetico. Il termine autoregressivo (la variabile dipendente ritardata) è sempre incluso con significatività elevata: il valore corrente del PUN o dei prezzi nazionali dell'energia è fortemente influenzato dal valore passato.

$$\begin{aligned} \Delta Prezzo_i = & c_i + \beta_{1,i} Prezzo_{i,t-1} + \beta_{2,i} \Delta Prod_{i,t} + \beta_{3,i} Prod_{i,t-1} + \beta_{4,i} \Delta Prod_{i,t-1} \\ & + \beta_{5,i} \Delta Cons_{i,t} + \beta_{6,i} Cons_{i,t-1} + \beta_{7,i} \Delta Cons_{i,t-1} + \beta_{8,i} \Delta TTF_{i,t} \\ & + \beta_{9,i} TTF_{i,t-1} + \beta_{10,i} \Delta TTF_{i,t-1} + \beta_{11,i} \Delta Q_X_{i,t} + \beta_{12,i} Q_X_{i,t-1} \\ & + \beta_{13,i} \Delta Q_X_{i,t-1} + \beta_{14,i} \Delta HDD_{i,t} + \beta_{15,i} HDD_{i,t-1} + \beta_{16,i} \Delta HDD_{i,t-1} \\ & + \varepsilon_{i,t} \end{aligned}$$

⁹ Dati mensili in un orizzonte temporale da gennaio 2011 a gennaio 2025.

Dove i rappresenta il Paese di riferimento, X rappresenta le fonti energetiche scelte per la produzione di energia elettrica tra (rinnovabili, petrolio, carbone, nucleare), ad eccezione della produzione di gas per cui ci si è avvalsi della sola determinante di prezzo (il TTF), mentre HDD (giorni di accensione dei riscaldamenti) è la proxy della temperatura.

I risultati sintetizzati nella tavola 2.2 e offrono un quadro coerente con la struttura dei panieri energetici analizzati nel paragrafo precedente.

In tutti e tre i Paesi, la componente autoregressiva del prezzo (L1_PUN) risulta negativa e altamente significativa ($\rho < 0,0001$), suggerendo una dinamica di aggiustamento verso l'equilibrio. Questo indica che, *ceteris paribus*, livelli elevati di prezzo in un mese tendono a essere seguiti da una parziale correzione nel mese successivo.

Nel caso italiano, l'analisi restituisce una dipendenza elevata del prezzo elettrico dal gas naturale (TTF), con effetti sia immediati che persistenti e una significatività statistica elevata. In particolare, un aumento del prezzo del gas di 10 €/MWh determina un incremento del prezzo dell'elettricità di circa 21 €/MWh nello stesso mese, che rimane di 13 €/MWh nel mese successivo. Il contributo delle fonti rinnovabili risulta rilevante nella componente di breve periodo e di segno negativo, ma non significativo. Tra le altre fonti, il carbone presenta un impatto negativo rilevante e significativo nel lungo periodo (-56,5 €/MWh). Le variabili climatiche e di domanda, infine, non risultano significative, indicando che il prezzo dell'elettricità in Italia continua a essere guidato prevalentemente dal lato dell'offerta e, in particolare, dalla componente termoelettrica a gas.

Il quadro francese restituisce una configurazione diversa. Il prezzo del gas continua a rappresentare una determinante importante, con intensità simile al contesto italiano. La produzione di nucleare ha un effetto strutturale stabilizzante sul prezzo dell'elettricità, confermato dal coefficiente negativo e significativo della quota. Tuttavia, le variazioni mensili della quota non mostrano un impatto immediato significativo, e anzi un aumento nel mese precedente è associato a un aumento del prezzo di oggi, suggerendo dinamiche più complesse nel breve periodo. Le fonti rinnovabili, diversamente dal caso italiano, risultano significative e con segno negativo

Il modello stimato per la Germania presenta la miglior performance complessiva in termini di capacità esplicativa, con un R^2 pari a 0,95. Anche in questo caso il prezzo del gas naturale si conferma la variabile principale, con effetti ancor più ampi rispetto a Francia e Italia. Le fonti rinnovabili mostrano un impatto negativo molto consistente e statisticamente robusto: un aumento di quota delle fonti rinnovabili si associa a una riduzione del prezzo elettrico nel breve periodo, con effetti significativi anche nella variabile ritardata. Questo risultato riflette la maggiore maturità e la stabilità del mix rinnovabile tedesco, nonché l'elevato grado di

integrazione delle fonti “non programmabili” nel sistema. Anche le altre fonti, come il carbone e il nucleare, contribuiscono alla riduzione dei prezzi in modo significativo, rafforzando il carattere flessibile del sistema tedesco. Le variabili climatiche sono rilevanti e ben catturate dal modello, confermando la presenza di una stagionalità strutturale nella formazione dei prezzi.

Tavola 2.2. Risultati modello ARDL per Italia, Francia e Germania

Variabile dipendente: prezzo dell'energia elettrica per ogni Paese

Variabili	Italia		Francia		Germania	
	Coeff	P-value	Coeff	P-value	Coeff	P-value
C	11,82	0,6864	220,11	0,0032 ***	295,27	0,0000 ***
L1_PUN	-0,56	0,0000 ***	-0,49	0,0000 ***	-0,80	0,0000 ***
L1_CONS	0,00	0,2287	0,00	0,6199	0,00	0,0511 *
D_CONS	0,00	0,6849	0,00	0,0004 ***	0,00	0,9780
D_CONS_1	0,00	0,6439	0,00	0,2628	0,00	0,7089
L1_PROD	0,00	0,1303	0,00	0,3397	0,00	0,1182
D_PROD	0,00	0,3089	0,00	0,0001 ***	0,00	0,1106
D_PROD_1	0,00	0,1881	0,00	0,5617	0,00	0,5406
L1_TTF	1,28	0,0000 ***	1,02	0,0000 ***	1,56	0,0000 ***
D_TTF	2,05	0,0000 ***	2,04	0,0000 ***	1,96	0,0000 ***
D_TTF_1	-0,06	0,2702	0,10	0,0769 *	0,07	0,4681
L1_Q_CARBONE	-56,48	0,0000 ***			-247,45	0,0000 ***
D_Q_CARBONE	-48,65	0,3717			-283,22	0,0000 ***
D_Q_CARBONE_1	67,10	0,2120			29,18	0,5116
L1_Q_PETR	390,08	0,0256 **				
D_Q_PETR	587,11	0,2231				
D_Q_PETR_1	-452,80	0,3109				
L1_Q_NUCLEARE			-195,37	0,0079 ***	-266,46	0,0000 ***
D_Q_NUCLEARE			-0,30	0,9964	-17,48	0,7951
D_Q_NUCLEARE_1			125,70	0,0271 **	12,32	0,8445
L1_Q_RINNOV	1,26	0,9563	-159,57	0,0264 **	-267,35	0,0000 ***
D_Q_RINNOV	-44,38	0,2806	-261,08	0,0000 ***	-323,42	0,0000 ***
D_Q_RINNOV_1	-41,19	0,2884	42,75	0,4472	33,39	0,3681
L1_HDD	-0,01	0,2123	0,05	0,1038	-0,02	0,0117 **
D_HDD	-0,02	0,2577	-0,02	0,3381	-0,02	0,0623 *
D_HDD_1	0,01	0,6237	-0,02	0,4383	0,01	0,1927
R-squared	0,932		0,927		0,954	
Adjusted R-squared	0,922		0,918		0,947	
F-statistic	89,176		98,738		136,837	
Prob(F-statistic)	0,000		0,000		0,000	
Durbin-Watson stat	2,368		2,228		2,128	

Fonte: Centro Europa Ricerche.

Nel complesso, l'analisi evidenzia come, sebbene il prezzo del gas naturale rappresenti in tutti i Paesi il principale *driver* dei prezzi elettrici, l'intensità e la durata di questo legame variano in funzione del mix energetico e della struttura di mercato. I risultati ottenuti rafforzano le argomentazioni in favore di una progressiva

riduzione della dipendenza dal gas nella formazione dei prezzi elettrici e di una maggiore diversificazione del mix produttivo.

PROPOSTE DI MODIFICHE

11

Il dibattito sull'opportunità di disancorare il prezzo dell'energia elettrica da quello del gas naturale, con l'obiettivo di mitigare l'impatto delle fluttuazioni di prezzo sui consumatori finali, è tema largamente diffuso oggi. Come dimostrato nelle sezioni precedenti, tale riflessione scaturisce dalla consapevolezza che il gas, oltre a essere una fonte primaria di generazione costosa, è strutturalmente esposto a dinamiche di instabilità geopolitica e volatilità dei mercati internazionali. Borenstein et al. (2002) e Green (2007) comprovano che, in mercati reali con potere di mercato concentrato o scarsità di capacità flessibile, il meccanismo marginale può essere esposto a picchi di prezzo ingiustificati o persino fallimenti di equilibrio. Inoltre, un documento di lavoro pubblicato dalla Commissione Europea (COM(2023)148) ammette che il sistema attuale, pur garantendo efficienza statica, *“non è necessariamente in grado di garantire stabilità dei prezzi o sufficienza di investimenti nelle tecnologie di riserva.”*

Parallelamente, l'incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico rende teoricamente possibile un orientamento dei prezzi dell'elettricità verso livelli più contenuti, data la natura endogena, il basso costo marginale e l'assenza di oneri ambientali diretti associati a queste tecnologie. Tuttavia, l'attuale assetto del mercato elettrico europeo si fonda su un principio strutturale che rende tale ipotesi complessa da attuare, almeno nel breve periodo.

Il dibattito in Italia si è polarizzato tra approcci interventisti (che sostengono il disaccoppiamento o misure simili) e visioni ortodosse che difendono l'impianto attuale del mercato elettrico. Nel panorama italiano, si sono susseguite varie proposte per contenere i prezzi dell'elettricità. Tra queste:

- introduzione di un *price cap* sul gas usato per generare elettricità – sul modello dell'“eccezione iberica” (*Tope*) applicata da Spagna e Portogallo;
- disaccoppiamento strutturale tra gas ed elettricità;
- remunerazione separata delle fonti rinnovabili tramite contratti per differenza (CFD);
- mercati di capacità e premi per la generazione flessibile (per mantenere in vita gli impianti a gas senza impattare i prezzi dell'intero mercato);
- formazione di prezzi nodali o zionali più efficienti, in grado di riflettere meglio le effettive condizioni locali (iniziativa già in corso in Italia dal 2025 e che verrà esaminata nel Riquadro a fine capitolo).

Queste proposte rispondono anche a una distorsione più profonda: l'accresciuta presenza di rinnovabili non programmabili (eolico e solare) nel mix produttivo ha

reso più frequente la disconnessione tra prezzi spot e costi medi di sistema. Il cosiddetto “missing money problem”, come indicato da Joskow (2008), sottolinea l’incapacità del prezzo marginale di generare rendite sufficienti per gli impianti flessibili o di riserva, fondamentali per la stabilità della rete.

Nel contesto della teoria dei giochi, l’equilibrio del mercato elettrico può essere interpretato come un equilibrio di Nash in strategie di offerta, in cui ciascun produttore massimizza il proprio profitto, dati i prezzi e le strategie altrui (Nash, 1950). In mercati concorrenziali, con molti piccoli operatori e offerta elastica, questo equilibrio converge al risultato efficiente. Ma in contesti con poche unità di produzione flessibile o con vincoli di rete, possono emergere strategie di esercizio del potere di mercato (Borenstein, Bushnell & Wolak, 2002). Per questo motivo, anche in presenza di piena efficienza del sistema del prezzo marginale, è importante valutare le condizioni di concorrenza effettiva, la disponibilità di capacità flessibile e l’esistenza di strumenti correttivi di lungo periodo (come i mercati di capacità o i CfD).

Il sistema vigente *pay-as-clear* garantisce la soluzione ottimale del problema di dispacciamento orario, in quanto massimizza il surplus sociale, incentiva la compatibilità con l’offerta, e garantisce trasparenza nei segnali di prezzo. L’introduzione di fonti rinnovabili con costo marginale nullo permette di abbassare il prezzo marginale, in quanto le rinnovabili entrano per prime nella curva del *merit order*. Tuttavia, come evidenziato da Cramton (2017), questo può compromettere gli investimenti a lungo termine per gli impianti di produzione di energia elettrica, rendendo necessarie forme di remunerazione aggiuntiva (CfD, cap&floor, reliability options) per garantire un equilibrio dinamico del sistema.

Dal lato della domanda, si sottolinea come quella residenziale e parte di quella industriale – tende a essere poco sensibile al prezzo nel breve periodo. Questa rigidità, più che determinare la formazione del prezzo, ne amplifica la reattività agli shock sul lato dell’offerta. Quando i costi marginali delle tecnologie marginali aumentano – come accaduto nel biennio 2021-2023 con il prezzo del gas naturale – il prezzo dell’elettricità si adatta verso l’alto quasi integralmente.

Tuttavia, nonostante le tensioni osservate nei mercati recenti abbiano sollevato critiche al modello marginalista, questo continua a fornire segnali di prezzo corretti nel breve periodo. Anche in un contesto a forte penetrazione rinnovabile, il prezzo *spot* riflette l’equilibrio tra l’offerta disponibile e la domanda oraria, garantendo coerenza allocativa. In risposta a queste sfide, la proposta di riforma del *design* del mercato elettrico europeo – che aggiorna il Regolamento (UE) 2024/1747 – mantiene il principio del prezzo marginale, ma introduce strumenti a lungo termine (come i contratti per differenza, CfD) e meccanismi di remunerazione della capacità, al fine di stabilizzare gli investimenti e tutelare la sicurezza del sistema nel lungo periodo, senza compromettere l’efficienza del mercato di breve periodo.

RIQUADRO R3

APPUNTI DI MICROECONOMIA

Da un punto di vista economico, il mercato elettrico italiano, e più in generale quello dei sistemi europei, riproduce i principi dell'economia neoclassica concorrenziale, in cui il prezzo di equilibrio riflette il costo marginale della tecnologia attivata per ultima (marginale) (*). Il problema dell'ottimo sociale, in questo contesto, è quello di minimizzare il costo totale di generazione per un livello dato di domanda.

Consideriamo un insieme di produttori $i \in N$, ciascuno con una funzione di costo totale $C_i(q_i)$, definita su R^+ , crescente e differenziale; q_i è l'energia prodotta ed offerta dal produttore nel mercato nell'ora considerata (**). La domanda oraria aggregata è una quantità fissata sempre positiva ($D > 0$), che dipende dalla richiesta di energia elettrica dei consumatori e del settore produttivo, ed è da soddisfare completamente nel periodo t .

Il problema dell'operatore di sistema (pianificatore sociale) può essere sintetizzato nel seguente modo:

$$\begin{aligned} \min_{\{q_i\}} \sum_{i=1}^N C_i(q_i) \\ \text{st. } \sum_{i=1}^N q_i = D \quad \text{con } q_i > 0, \forall i \in N \end{aligned}$$

Attraverso la Lagrangiana è possibile risolvere il problema dell'operatore di sistema:

$$L(q_1, \dots, q_n, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(q_i) + \lambda \left(D - \sum_{i=1}^n q_i \right)$$

Le condizioni del primo ordine sono:

$$\frac{\partial L}{\partial q_i} = C'_i(q_i) - \lambda = 0$$

$$C'_i(q_i^*) = \lambda \quad \forall i \text{ tali che } q_i^* > 0$$

La condizione della derivata prima della Lagrangiana rispetto alle quantità implica $C'_i(q_i^*) = \lambda$, il che significa che tutti i produttori attivi nel mercato operano a un costo marginale uguale al prezzo di equilibrio λ . I produttori inattivi avranno invece $C'_i(0) > \lambda$. Dunque, il prezzo di equilibrio è il costo marginale della tecnologia marginale, cioè l'ultima tecnologia necessaria a soddisfare la domanda complessiva. In questo schema, la variabile λ rappresenta il valore ombra dell'energia, ossia il costo di un'unità addizionale richiesta dal sistema in quell'ora. Questa logica riflette il funzionamento del mercato elettrico nel meccanismo pay-as-clear, dove il prezzo orario è fissato dall'offerta marginale, ma riconosciuto a tutti i produttori accettati.

In alternativa, un'asta *pay-as-bid* (in cui ciascun impianto riceve il prezzo offerto) incentiverebbe strategie di offerta non veritiere, come mostrato da Klemperer & Meyer (1989): nel *pay-as-clear*, invece, l'equilibrio dominante per i produttori è offrire al costo marginale reale.

Un vantaggio è che la soluzione minimizza il costo totale del sistema:

$$\sum_{i=1}^n C_i(q_i^*) \leq \sum_{i=1}^n C_i(q_i) = D \quad \forall \{q_i\} \text{ tali che } \sum q_i = D$$

Dal punto di vista del benessere collettivo, l'equilibrio così descritto massimizza il surplus sociale, cioè la somma dei surplus del consumatore e del produttore. Formalmente:

$$SS = \int_0^D P(z) dz - \sum_{i=1}^n C_i(q_i)$$

Dove $P(z)dz$ è la disponibilità a pagare (curva di domanda inversa).

(*) Le considerazioni riportate nella presente sezione si basano sul modello concorrenziale statico di breve periodo, così come applicato al contesto elettrico da Kirschen & Strbac (2004).

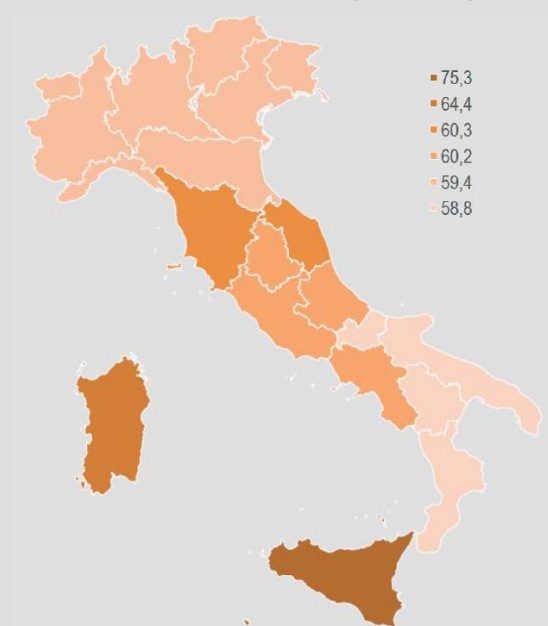
(**) Si assume che $C_i(q_i)$ sia strettamente crescente e due volte derivabile $C_i''(q_i) > 0$, quindi con costi marginali crescenti.

RIQUADRO R4

DAL PUN AI PREZZI ZONALI

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) era stato pensato per superare i divari in termini tariffari tra le diverse zone del sistema elettrico, conseguenti alle peculiarità locali in termini di produzione, consumo e capacità di trasmissione. La mappa R4.1 mostra i prezzi medi delle sei (*) zone del mercato elettrico italiano tra il 2004 e il 2020. In media, in Italia è stato osservato un range di prezzo pari a 16,4 €/MWh, con la Sicilia che ha registrato, tendenzialmente, le tariffe più elevate (75,3 €/MWh). Con un bilancio energetico storicamente negativo e una limitata capacità di interconnessione con la Penisola, la Sicilia ha sempre raggiunto livelli superiori rispetto al prezzo di riferimento (PUN), risultando di conseguenza avvantaggiata dal sistema del prezzo unico. Mediamente superiore, ma in misura ridotta, anche il prezzo pagato in Sardegna (64,4 €/MWh), contrariamente a quanto osservato nelle restanti zone del sistema, le quali hanno sperimentato un aumento dei costi. A livello nazionale, il prezzo dell'elettricità, bilanciando i picchi più elevati delle isole con le tariffe più contenute di Sud e Nord, tra il 2004 e il 2020 si è attestato a 60,9 €/MWh.

Mappa R4.1. Prezzi medi dell'energia elettrica tra il 2004 e il 2020, per zona (€/MWh)

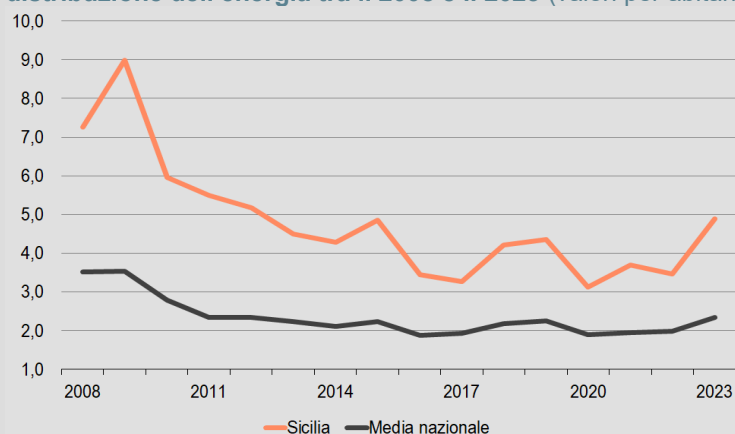


Fonte: elaborazioni CER su dati GME.

(*) La Calabria è diventata una zona autonoma a partire dal 2021; fino ad allora, faceva parte della zona di mercato "Sud" insieme a Molise, Puglia e Basilicata.

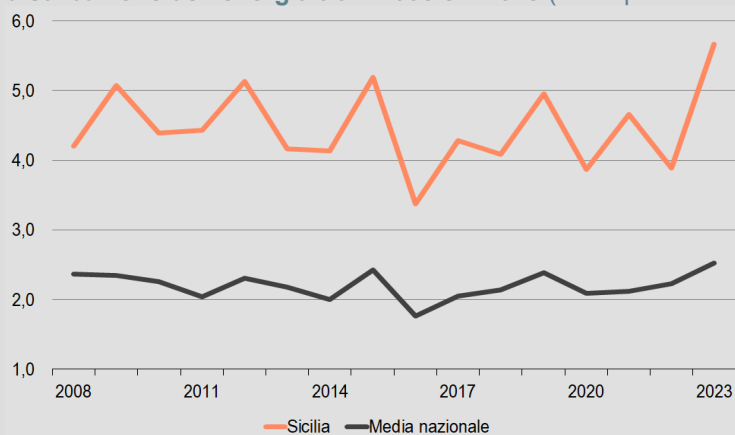
La continuità del servizio costituisce un aspetto centrale nell'analisi dell'alimentazione delle utenze, oltre ad impattare, indirettamente, sul prezzo finale dell'energia elettrica. Concentrando l'attenzione sul caso siciliano, i grafici R4.1 e R4.2 mostrano il valore medio delle interruzioni durante il processo di distribuzione di energia elettrica in Sicilia, rispettivamente di breve e di lunga durata, e lo confrontano con la media italiana. Nello specifico, vengono considerate le interruzioni medie (prima brevi e poi lunghe) senza preavviso per utente in bassa tensione tra il 2008 e il 2023. In entrambi i casi il numero medio delle interruzioni del servizio elettrico in Sicilia è stato sistematicamente superiore rispetto al valore medio nazionale. Per quanto riguarda le interruzioni di breve durata, il differenziale più significativo tra il valore siciliano e quello nazionale è stato registrato nel 2009 ed è stato pari a 5,4, mentre nel caso delle interruzioni lunghe, lo scarto maggiore è stato registrato nel 2023 (3,1). Inoltre, comparando le singole regioni della Penisola, si evince come le interruzioni di lunga durata rilevate in Sicilia siano state sempre le più elevate in assoluto.

Grafico R4.1. Numero medio di interruzioni brevi nella distribuzione dell'energia tra il 2008 e il 2023 (valori per abitante)



Fonte: elaborazioni CER su dati ARERA.

Grafico R4.2. Numero medio di interruzioni lunghe nella distribuzione dell'energia tra il 2008 e il 2023 (valori per abitante)



Fonte: elaborazioni CER su dati ARERA.

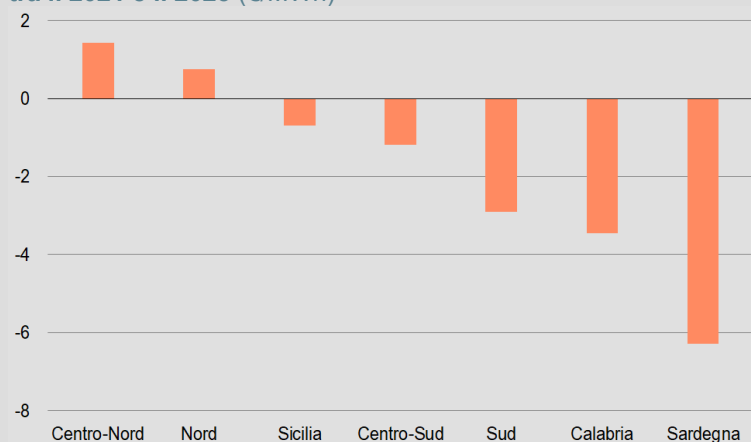
Nonostante la relazione tra efficienza nella distribuzione di energia elettrica e tariffe dell'elettricità non sia immediata, la presenza di disservizi configura una zona elettrica fragile. Questo può costituire un ostacolo alla penetrazione delle rinnovabili, alcune delle quali – energia idroelettrica, solare, da biomassa, da moto ondoso e eolica – in quanto non programmabili, richiedono una rete elettrica flessibile.

Nel corso del 2025 il mercato elettrico italiano è stato oggetto di una profonda riforma strutturale, segnando il passaggio dal Prezzo Unico Nazionale (PUN) a una configurazione basata su prezzi zonali (PUN zonale).

Questa transizione è stata intrapresa in ottemperanza alle disposizioni del Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio, emanato il 5 giugno 2019, che stabilisce norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, tra cui l'articolo 20, che impone agli Stati membri l'adozione di prezzi zonali. In risposta alle direttive europee, l'Italia ha implementato, a partire dal 1° gennaio 2025, un sistema di prezzi zonali che sostituisce il precedente meccanismo del PUN. Inoltre, conformemente al decreto 210/2021, ARERA ha stabilito un regime di transizione fino al 31 dicembre 2025, durante il quale attivare meccanismi perequativi al fine di limitare le differenze tra i prezzi zonali e il PUN. Il sistema dei prezzi zonali prevede ancora il calcolo del PUN con la stessa metodologia, ma avverrà a consuntivo e non più nell'ambito dell'algoritmo di risoluzione del mercato.

Oltre a ragioni di armonizzazione in un contesto di revisione dell'attuale configurazione del mercato elettrico europeo, il passaggio ad un mercato puramente zonale fungerebbe da impulso per la transizione energetica. Negli ultimi anni le fonti verdi hanno sperimentato un'accelerazione, passando da rappresentare il 19% del paniere energetico italiano nel 2019 al 22% nel 2024. Se per oltre quindici anni l'istituzione del PUN ha permesso di limitare l'esposizione dei consumatori, in particolare delle Isole (Sicilia e Sardegna), alla volatilità del prezzo dell'energia elettrica, tra il 2021 e il 2022 si è assistito ad un'inversione di tendenza. In media, nel periodo 2021-2025, a registrare tariffe superiori al PUN sono il Nord e il Centro-Nord (grafico R4.3). Il differenziale di prezzo per le altre zone, invece, risulta negativo, soprattutto nel caso della Sardegna (-6,3 €/MWh). In virtù dei costi marginali nulli o minimi delle rinnovabili, se queste ultime soddisfacessero interamente il fabbisogno energetico, il prezzo dell'elettricità si ridurrebbe sensibilmente. Di conseguenza, *ceteris paribus*, una zona con una più elevata penetrazione delle rinnovabili sarebbe avvantaggiata da una "discriminazione" in termini di fissazione del prezzo piuttosto che da un livellamento delle tariffe. Più in generale, il nuovo sistema mira a riflettere con maggiore precisione le condizioni locali di domanda e offerta, in termini di produzione, distribuzione e consumo di energia elettrica, migliorando l'efficienza allocativa e la gestione delle congestioni di rete e, al contempo, incentivando segnali di prezzo più accurati e promuovendo investimenti infrastrutturali mirati, al fine di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale.

Grafico R4.3. Differenziale di prezzo tra i prezzi zonali e il PUN tra il 2021 e il 2025 (€/MWh)



* Il 2025 si riferisce al periodo 1° gennaio - 28 aprile.
Fonte: elaborazioni CER su dati GME.

Tuttavia, tra le preoccupazioni manifestate, oltre alla maggiore fluttuazione dei prezzi, emerge uno sbilanciamento tra Nord e Sud. A fronte di un disequilibrio più contenuto nella produzione di rinnovabili, lo scopenso è molto più intenso in termini di consumi. La maggiore domanda di energia è, infatti, a Nord, dove il saldo energetico è significativamente negativo, rispetto ai bilanci delle regioni centrali e meridionali, più modesti e in alcuni casi positivi. Per fronteggiare tali disparità, si potrebbe ricorrere al burden sharing, nonché interventi normativi al fine di “distribuire più equamente gli oneri”, come l’obiettivo annuale per ogni regione di installazione di una quota minima di potenza rinnovabile fino al 2023 calcolata sulla base di specifici parametri.

GLI INVESTIMENTI IN ENERGIA ELETTRICA

GLI OBIETTIVI AL 2030

1

Gli obiettivi climatici a livello europeo per il 2030 impongono un profondo ridisegno del sistema energetico nazionale, concentrando sul settore elettrico gran parte della strategia. L'elettricità si configura come il vettore chiave della decarbonizzazione, sia nel processo di produzione che nei consumi finali di elettricità.

Da un lato, infatti, il mix di generazione di energia elettrica, ancora fortemente basato su fonti fossili, richiederà una progressiva sostituzione di centrali termoelettriche con impianti eolici, fotovoltaici e altre tecnologie a zero emissioni, accompagnate dallo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica, reti intelligenti (*smart grids*) e strumenti di dispacciamento avanzati.

Dall'altro, la decarbonizzazione dell'economia passerà per una maggior elettrificazione degli usi finali. Trasporti, riscaldamento e una quota crescente dei processi industriali sostituiranno i combustibili fossili con elettricità. Ciò farà aumentare in modo significativo la domanda di energia elettrica, che dovrà essere soddisfatta da una generazione sempre più *green*.

Ma questa duplice sfida – decarbonizzare l'offerta ed elettrificare la domanda – non può essere affrontata senza una profonda revisione dell'intero sistema elettrico: produzione, reti, accumulo, digitalizzazione, nuovi servizi.

Il settore elettrico diventa così la piattaforma abilitante della transizione. A spiegare questa centralità concorrono tre motivi principali. In primo luogo, l'energia rinnovabile per la generazione di elettricità – in particolare fotovoltaico ed eolico – è oggi la soluzione tecnologicamente più matura ed economicamente più competitiva per la produzione di energia a basse emissioni. Nel 2023 l'81% della nuova capacità rinnovabile installata a livello globale ha prodotto elettricità a un costo inferiore rispetto alle alternative fossili (IRENA, 2024). Il costo livellato dell'elettricità (LCOE)¹⁰ dagli impianti fotovoltaici su scala utility è sceso a 44

¹⁰ Il costo livellato dell'elettricità (Levelised Cost Of Electricity) è una misura di costo della generazione di energia elettrica che include l'ammortamento del capitale investito iniziale, il ritorno sull'investimento e i costi operativi. In altri termini, è il prezzo di break even, il prezzo con il quale l'elettricità per essere generata da un tipo di fonte rientra delle spese operative. Viene definito come: $LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$ dove I_t è la spesa per l'investimento nell'anno t , M_t sono i costi operativi e di manutenzione, F_t il costo del carburante utilizzato, E_t la generazione di elettricità, r il tasso di sconto, mentre n gli anni di vita dell'impianto.

USD/MWh, mentre quello dell'eolico on shore a 33 USD/MWh.

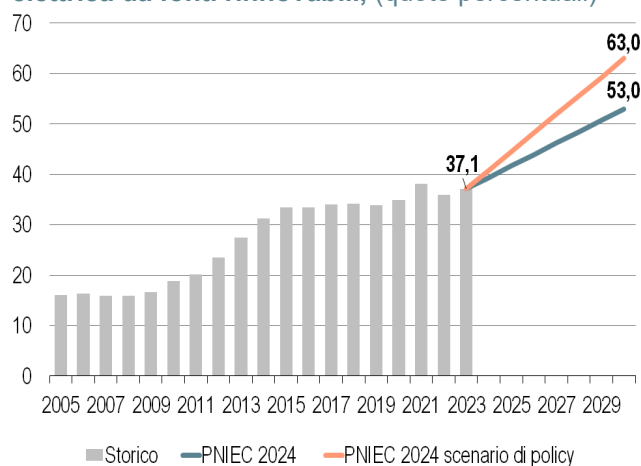
In secondo luogo, l'elettricità rappresenta il vettore energetico più efficiente per sostituire i combustibili fossili in diversi settori finali, dalla mobilità privata al riscaldamento residenziale. L'utilizzo di tecnologie elettriche, come i veicoli a batteria o le pompe di calore, consente di ridurre significativamente i consumi di energia e le perdite. L'elettrificazione diretta, se tecnicamente praticabile, è tra le opzioni più convenienti per la riduzione delle emissioni, grazie all'elevata efficienza e alla maturità tecnologica raggiunta in molti ambiti applicativi (nell'industria europea, può coprire fino al 78% della domanda energetica con tecnologie già disponibili; Madeddu et al., 2020).

Infine, l'incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili è una condizione abilitante per la produzione di vettori decarbonizzati come l'idrogeno verde. Generato tramite elettrolisi e alimentato da elettricità rinnovabile, l'idrogeno può supportare la decarbonizzazione di settori industriali *hard-to-abate* e dei trasporti a lunga distanza (Abdin et al., International Journal of Hydrogen Energy, 2023; Caramizaru, Energies, 2023).

2

Secondo lo scenario di policy del PNIEC 2024 – che include le misure in fase di attuazione e in corso di definizione a livello europeo e nazionale – la copertura dei consumi elettrici finali da fonti rinnovabili dovrebbe raggiungere il 63% al 2030, rispetto al 37,1% registrato nel 2023 (grafico 3.1).

Grafico 3.1. Copertura dei consumi finali di energia elettrica da fonti rinnovabili, (quote percentuali)



Fonte: elaborazioni CER su dati Eurostat.

Il tasso di crescita medio annuo richiesto per raggiungere tale obiettivo risulta pari a +3,7 punti percentuali, valore significativamente più alto del tasso di crescita realizzato tra il 2017 e il 2023 (+0,5 p.p. annui). Inoltre, lo scenario costruito ipotizzando il solo mantenimento delle politiche vigenti prevede un'accelerazione più lenta, +2,3

p.p. annui. Tale differenziale sottolinea l'entità dello sforzo richiesto al settore elettrico. Alla crescita della copertura dei consumi finali di energia elettrica con fonti rinnovabili, si accompagnerà un incremento della domanda di energia elettrica

dell'Italia. Lo scenario di policy del PNIEC 2024 stima il fabbisogno elettrico nazionale al 2030 in 362 TWh¹¹, in aumento di 49,7 TWh rispetto ai 312,3 TWh rilevati nel 2024. L'aumento è riconducibile a tre principali fattori, come indicato nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 di Snam e Terna.

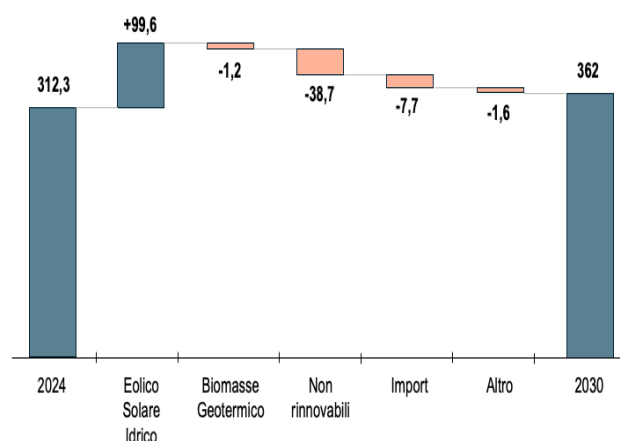
In primo luogo, la sostituzione dei combustibili fossili con energia elettrica in settori come la mobilità privata, il riscaldamento residenziale e alcuni processi industriali leggeri, comporta un incremento netto stimato in circa 33 TWh.

In secondo luogo, si prevede un contributo aggiuntivo di 10 TWh legato alla produzione di idrogeno rinnovabile tramite elettrolisi, destinata ai settori cosiddetti "hard-to-abate".

Infine, ulteriori consumi provengono dall'espansione dei data center ad alta capacità, dalla crescita delle infrastrutture di ricarica elettrica, e dall'elettificazione di impianti industriali di nuova generazione, che si concentreranno in aree già oggi caratterizzate da forti pressioni sulla rete.

Per far fronte a questa crescita, lo scenario di policy prevede un massiccio ricorso all'incremento della produzione da fonti rinnovabili. Tra il 2024 e il 2030, la produzione da FER (fonti energetiche rinnovabili) dovrebbe quasi raddoppiare, passando da 128,7 TWh a 227 TWh: +98,3 TWh. Nello specifico, come illustrato nel

Grafico 3.2. Offerta di energia elettrica in Italia, (TWh)



Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

grafico 3.2, l'incremento netto di FER includerà 99,6 TWh da eolico, solare e idrico e una riduzione di 1,2 TWh da bioenergie e geotermico.

L'incremento della produzione rinnovabile produrrà un duplice effetto. Da un lato, consentirà di ridurre significativamente la generazione termoelettrica a carbone e gas, stimando un potenziale risparmio di 38,7 TWh. Dall'altro, contribuirà a una progressiva riduzione delle importazioni nette di energia elettrica (-7,7 TWh), rafforzando così l'autosufficienza del sistema elettrico e la sua esposizione alle dinamiche dei mercati internazionali.

L'incremento atteso della produzione da FER si traduce in una richiesta di

¹¹ Terna, (2025). Piano di Sviluppo.

maggior capacità installata. Il parco nazionale di generazione da fonti rinnovabili dovrà raggiungere 131 GW al 2030, a fronte dei 74,3 GW rilevati nel 2024 (tavola 3.1). In termini assoluti, l'incremento è pari a 56,7 GW in sei anni, vale a dire con un ritmo medio di crescita di circa 9,5 GW all'anno, ben superiore alle dinamiche storiche e al recente incremento record tra il 2023 e il 2024 (+7,5 GW).

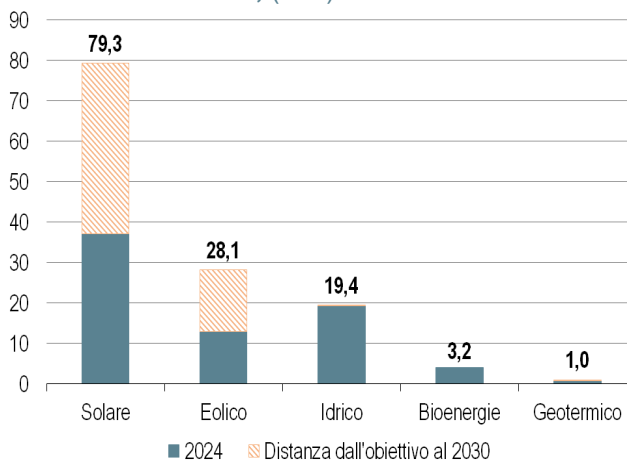
Tavola 3.1. Potenza efficiente di energia elettrica da fonti rinnovabili, (GW)

	Potenza installata				Variazioni 2024-2030	
	2022	2023	2024	2030	in GW	in %
Solare	25,1	30,3	37,1	79,3	42,1	114,0%
Eolico	11,9	12,3	13,0	28,1	15,1	116,0%
- on shore	11,9	12,3	13,0	26,0	13,0	100,0%
- off shore	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	6900,0%
Idrico	19,3	19,3	19,3	19,4	0,1	1,0%
Bioenergie	4,0	4,1	4,1	3,2	-0,8	-20,0%
Geotermico	0,8	0,8	0,8	1,0	0,2	22,0%
Totale	61,1	66,8	74,3	131,0	56,7	76,4%

Fonte: elaborazioni CER su dati PNIEC e Terna.

In termini di fonti rinnovabili, l'incremento di capacità al 2030 richiederà di potenziare quasi esclusivamente l'energia solare e quella eolica (grafico 3.3). La capacità installata di energia solare dovrà più che raddoppiare in soli sei anni, passando da 37,1 GW nel 2024 a 79,3 GW nel 2030 (+114%). Ciò

Grafico 3.3. Potenza efficiente di energia elettrica da fonti Rinnovabili, (GW)



Fonte: elaborazioni CER su dati PNIEC e Terna.

determinerà uno spostamento della capacità di produzione di energia elettrica da rinnovabili verso l'energia solare, portando quest'ultima al 60% della potenza totale da fonte rinnovabile. Anche all'eolico è richiesto un incremento di capacità notevole, inferiore a livello assoluto, e prevalentemente su terra ferma. Nel 2030, la potenza di energia elettrica da pale eoliche giungerà a 28,1 GW (+116% sul 2024), di cui 26 GW di eolico on shore. All'idrico e al geotermico è richiesto un incremento marginale, mentre per le bioenergie si prevede una riduzione di 0,8 GW.

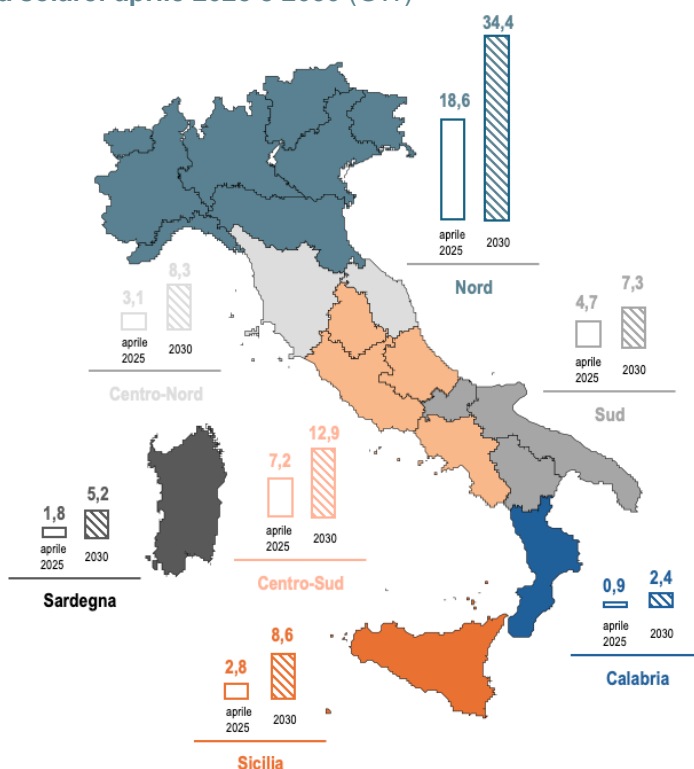
3

Date le differenti necessità di alimentazione delle fonti rinnovabili, il potenziamento di capacità installata da fonti rinnovabili dell'Italia, dovrà riflettere le caratteristiche del territorio e la localizzazione della rete di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica. In base ai dati Terna, la mappa 3.1 pone a confronto la distribuzione della capacità installata di elettricità da solare al 2030 in Italia, a livello zonale, con la potenza installata ad aprile 2025.

Nel confronto zonale, le regioni del Nord e quelle del Sud mostrano una ripartizione dell'incremento di capacità solare previsto sostanzialmente bilanciata. Nord e Centro-Nord dovranno, infatti, essere dotati al 2030 di una capacità installata di energia solare pari a 42,7 GW, il 54% della potenza nazionale. A complemento, le restanti regioni (della zona Centro-Sud, Sud e Calabria, Sicilia e Sardegna) aumenteranno la loro capacità di 19,1 GW (passando da 17,3 GW a 36,4 GW), il 46% della capacità solare dell'Italia.

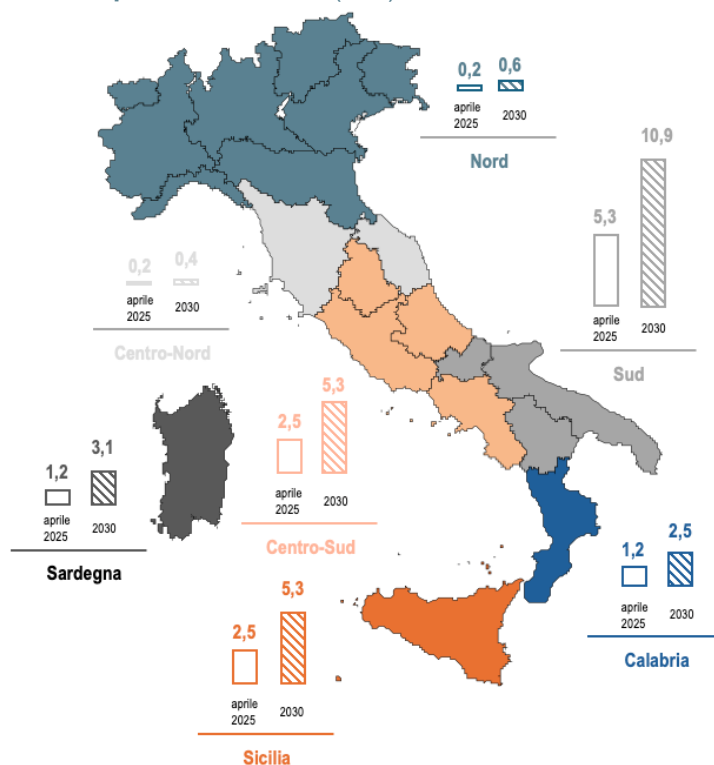
Nel dettaglio, la zona Nord incrementerà la propria potenza di energia solare di 15,8 GW (da 18,6 a 34,4 GW). Superiore a 5 GW l'aumento richiesto per le zone Centro-Nord (da 3,1 a 3,3 GW), Centro-Sud (da 7,2 a 12,9 GW) e Sicilia (da 2,8 a 8,6 GW). Minori gli incrementi richiesti per le zone della Sardegna, del Sud (Molise, Basilicata e Puglia) e della Calabria.

Mappa 3.1. Potenza efficiente di energia elettrica da solare: aprile 2025 e 2030 (GW)



Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

Mappa 3.2. Potenza efficiente di energia elettrica da eolico: aprile 2025 e 2030 (GW)



Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

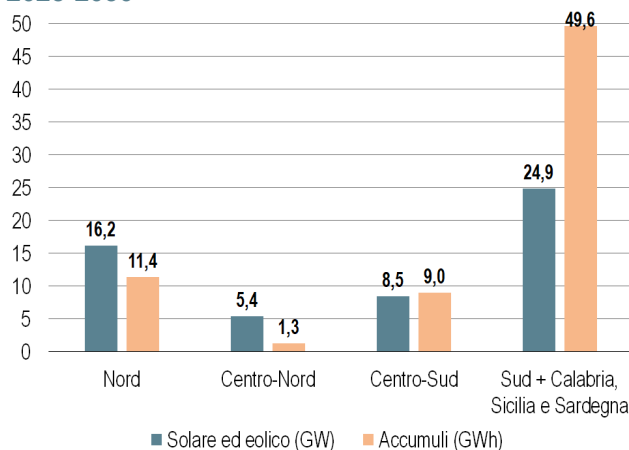
Differentemente dal solare, l'energia eolica, sia attualmente (aprile 2025) che nello scenario al 2030, si svilupperà quasi totalmente nelle regioni del Centro-Sud e Sud (mappa 3.2). La pianificazione risente, infatti, delle condizioni orografiche e anemologiche: le aree meridionali e appenniniche godono di condizioni più favorevoli, con elevata ventosità e aree maggiormente adatte agli impianti eolici. Gli incrementi più intensi saranno situati nella zona Sud (Molise, Puglia e Basilicata), con una potenza installata che passerà dagli attuali 5,3 a 10,9 GW nel 2030 (+5,6 GW). Nelle regioni del Centro-Sud (Umbria, Lazio, Abruzzo e Campania) e in Sicilia sono previsti incrementi di 2,8 GW. In Sardegna e Calabria sono previsti incrementi rispettivamente pari a 1,9 e 1,3 GW, raggiungendo una capacità di 3,1 e 2,5 GW. Per le zone del Nord e Centro-Nord l'aumento atteso risulta marginale.

4

Per valorizzare questa nuova geografia, il sistema dovrà evolvere anche in senso infrastrutturale, sia tramite il rafforzamento della rete che attraverso nuove forme di flessibilità come gli accumuli. Questi ultimi sono essenziali per garantire la stabilità del sistema in uno scenario dominato da fonti non programmabili. L'integrazione di impianti di accumulo consente infatti di compensare gli sbilanciamenti tra produzione e consumo, di gestire i picchi di domanda e di agevolare l'erogazione del servizio di energia elettrica.

Per quanto riguarda gli accumuli elettrochimici, il fabbisogno complessivo stimato nello scenario di policy del PNIEC al 2030 è pari a 122 GWh di capacità di accumulo, di cui 50 GWh di pompaggi esistenti e 71,5 GWh di nuova potenza. La nuova capacità di accumulo sarà prevalentemente localizzata nelle regioni del Centro-Sud e Sud.

Grafico 3.4. Accumuli di energia e potenza installata da solare ed eolico, per zona: incrementi attesi 2025-2030



Nota: Nord: Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna; Centro-Nord: Toscana, Marche; Centro-Sud: Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria; Sud: Molise, Puglia, Basilicata.
Fonte: elaborazioni CER su dati Terna.

Nel confronto con l'incremento richiesto al 2030 di nuova capacità installata di energia solare ed eolica, il grafico 3.4 mostra come alle zone del "Centro-Sud" e "Sud + Calabria, Sicilia e Sardegna" sia richiesto un potenziamento in termini di accumuli superiore alle altre zone dell'Italia. Dei 71,5 GWh incrementali, 49,6 GWh saranno locati nel Mezzogiorno e altri 9 GWh nelle regioni del Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania e Umbria).

FABBISOGNO DI INVESTIMENTI

5

La trasformazione del settore elettrico presuppone investimenti su larga scala. In sede di ricerca, abbiamo provato ad ipotizzare un aggiornamento del fabbisogno di investimenti, esclusivamente per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, alla luce del recente aumento di capacità installata di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.

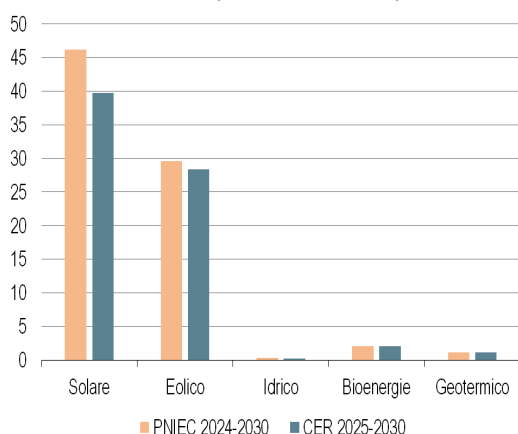
Il risultato mostra come, rispetto alla stima del PNIEC pubblicata a giugno 2024, secondo le nostre stime gli investimenti cumulati residui scenderebbero a poco più di 71,6 miliardi di euro.

Il grafico 3.5 e la tavola 3.2 mettono a confronto le due stime (pre e post aggiornamento) suddivise per tecnologia. Nel dettaglio:

- per l'energia solare, la stima del fabbisogno si è ridotta di 6,4 miliardi di euro, grazie all'accelerazione dell'installazione di nuova capacità nel 2024. Questo riflette non solo l'avanzamento dei cantieri, ma anche la riduzione del costo specifico per MW installato, favorita da economie di scala, maturità tecnologica e maggiore concorrenza di mercato;

- per l'eolico, la stima si è ridotta da 29,6 a 28,4 miliardi di euro, una variazione legata esclusivamente all'incremento di capacità installata nel 2024 dell'eolico on shore;
- per le altre fonti rinnovabili (idroelettrico, bioenergie, geotermico), le stime di investimento risultano sostanzialmente allineate a quelle precedentemente indicate nel PNIEC, dato il limitato aggiornamento della capacità pianificata e dei relativi costi.

Grafico 3.5. Fabbisogno di investimenti nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (miliardi di euro)



Fonte: elaborazioni CER su dati PNIEC e Terna.

Tavola 3.2. Fabbisogno di investimenti nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (miliardi di euro)

	2024-2030	2025-2030
Solare	46,2	39,8
Eolico	29,6	28,4
- on shore	24,1	22,9
- off shore	5,5	5,5
Idrico	0,3	0,2
Bioenergie	2,1	2,0
Geotermico	1,1	1,1
Totale	79,3	71,5

Fonte: elaborazioni CER su dati PNIEC e Terna.

I PIANI DI INVESTIMENTO

Il contributo dei maggiori players italiani

6

In questo contesto, il settore privato riveste un ruolo rilevante nella crescita degli investimenti destinati ad incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Accanto ai grandi operatori storici, capaci di mobilitare capitali su grande scala, si sta consolidando un ecosistema produttivo più articolato, che include *utilities* locali, società specializzate nella generazione distribuita e un numero crescente di utenti *prosumer*¹², in particolare nel comparto fotovoltaico. Tuttavia, la trasformazione del parco produttivo nazionale è tuttora guidata da un nucleo ristretto di gruppi industriali, che risultano responsabili per oltre il 40% della capacità installata nazionale.

A tal proposito, in sede d'analisi, si è provveduto ad individuare le prime 12 imprese

¹² Prosumer indica un soggetto che non si limita a consumare energia elettrica, ma anche a produrla, tipicamente da fonti rinnovabili, come il fotovoltaico. Si tratta di un modello di partecipazione attiva alla transizione energetica, in cui famiglie, imprese o enti locali svolgono un ruolo ibrido, sia come utenti finali sia come micro-produttori distribuiti.

per potenza installata di energia elettrica da fonte rinnovabile sul suolo italiano (tavola 3.3.). In base ai dati di bilancio, a fine 2024, Enel Green Power (EGP) si conferma il principale attore nazionale, con un totale di 676 impianti ed una capacità sul territorio italiano pari a 15,1 GW, il 20,3% della capacità presente in Italia (grafico 3.6)¹³.

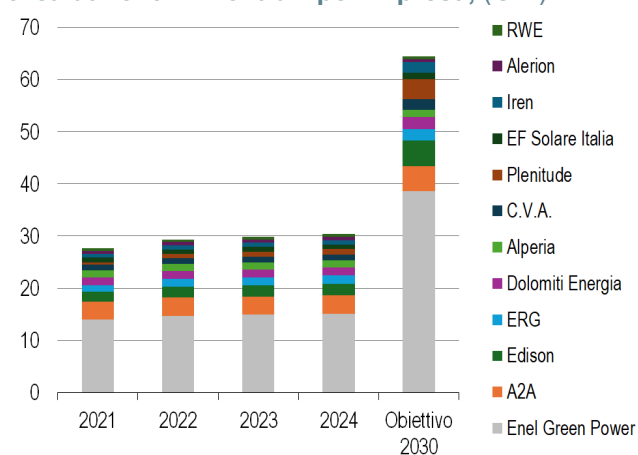
Tavola 3.3. Classifica delle imprese in Italia per potenza installata di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia, (GW e quote percentuali)

	2021	2022	2023	2024	Obiettivo 2030
1 Enel Green Power	14,0	14,7	14,9	15,1	38,6
2 A2A	3,3	3,6	3,5	3,5	4,7
3 Edison	2,0	2,1	2,1	2,2	5,0
4 ERG	1,2	1,4	1,5	1,6	2,1
5 Dolomiti Energia	1,5	1,5	1,5	1,5	2,4
6 Alperia	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
7 C.V.A.	1,1	1,1	1,1	1,1	2,0
8 Plenitude	0,5	0,8	1,0	1,0	3,8
9 EF Solare Italia	0,9	0,9	0,9	0,9	1,2
10 Iren	0,8	0,8	0,8	0,8	2,1
11 Alerion	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6
12 RWE	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Italia	58,0	61,1	66,8	74,3	131,0
Quota su Italia	47,7%	48,1%	44,7%	40,9%	49,2%

Fonte: elaborazioni CER su Bilanci d'esercizio delle imprese.

Seguono A2A con 3,5 GW e specializzata nelle bioenergie e nell'idrico ed Edison con 2,2 GW, focalizzata nell'eolico ed idrico. Sotto i 2 GW troviamo ERG, che contribuisce prevalentemente con l'energia rinnovabile da pale eoliche (1,6 GW nel 2024), poi Dolomiti Energia, specializzata invece nell'idroelettrico (1,5 GW) e Alperia con 1,4 GW di potenza elettrica da idroelettrico e bioenergie. Di poco superiore a 1 GW,

Grafico 3.6. Potenza installata di energia elettrica da fonti rinnovabili per impresa, (GW)



Fonte: elaborazioni CER su Bilanci d'esercizio delle imprese.

¹³ La capacità di energia elettrica da fonte rinnovabile del Gruppo ENEL, a livello globale, è pari a 56,6 GW e con un obiettivo al 2030 pari a 145 GW di potenza elettrica green.

invece, C.V.A. e Plenitude (Gruppo ENI).

In aggregato, le prime 12 imprese hanno incrementato la loro potenza da rinnovabili tra il 2021 e il 2024 di oltre 2,7 GW, di cui 1,1 da parte di Enel Green Power. I piani di sviluppo delle imprese prevedono una convergenza di investimenti nel settore. Al 2030, secondo le nostre elaborazioni, la capacità complessiva delle 12 imprese potrebbe incrementare di oltre 34 GW. In termini di quota, rispetto all'obiettivo nazionale di 131 GW, l'espansione delle imprese tornerebbe ad avvicinarsi al 50%.

7

Tra i maggiori players energetici globali, il Gruppo ENEL, oltre ad investire nell'ammodernamento delle centrali idroelettriche in Piemonte, Lombardia e Trentino-Alto Adige, ha avviato numerosi progetti nel Centro-Sud Italia. Attualmente in Italia EGP vanta 22 impianti in fase di costruzione ed un potenziale incremento di quasi 1 GW. Tra i vari progetti si annovera l'ampliamento della Gigafactory di Catania, specializzata nello sviluppo di moduli fotovoltaici. Lo stabilimento, con una capacità attuale di 1,8 GW l'anno, equivalenti a 3 milioni di pannelli solari, è il più grande sito in Europa e incrementerà la propria produzione fino a 3 GW annui. Recentemente, inoltre, Enel, assieme a Circet, ha inaugurato un altro sito dedito alla produzione di energia solare, vicino all'Aeroporto di Fiumicino, il più ampio in una sede aeroportuale europea.

In parallelo, Plenitude (gruppo ENI) a marzo 2025 ha messo in esercizio un impianto agrivoltaico da 37 MW a Montalto di Castro (in provincia di Viterbo) e sta sviluppando impianti fotovoltaici in Puglia, Sicilia e Lazio.

Anche A2A ed Edison sono attive con progetti nel Sud: A2A ha realizzato un parco eolico da 30 MW a Marsala e un impianto fotovoltaico da 12,6 MW a Mazara del Vallo, mentre Edison ha avviato un importante intervento di *repowering* di 4 parchi eolici, in Abruzzo, al fine di incrementare la potenza installata fino a 81 MW e triplicare la produzione.

ERG, storicamente specializzata nell'eolico *on shore*, ha completato il rinnovamento del parco di Salemi-Castelvetrano (Trapani), passando da 25,5 MW a 75,6 MW, con una produzione annua stimata di oltre 200 GWh, grazie a nuove turbine ad alta efficienza.

Sul fronte idroelettrico, prosegue il consolidamento da parte di Dolomiti Energia, Alperia e C.V.A., che stanno investendo nell'ammodernamento degli impianti storici in Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Piemonte e Lombardia. Alperia ha avviato un intervento sulla centrale di Cardano (Bolzano) e ha stretto una partnership con Alerion per entrare nel settore eolico, mentre C.V.A., oltre a potenziare la propria rete idrica, sta espandendo le proprie attività nel solare e nell'eolico anche in Basilicata, Puglia e Sicilia, tramite l'acquisizione di operatori come

Renergetica e impianti in esercizio.

EF Solare Italia sta rafforzando la presenza nel Mezzogiorno con nuovi parchi *utility scale* in Puglia e Sicilia e impianti agrivoltaici sperimentali in collaborazione con centri di ricerca, mentre Iren, attiva nel Nord, ha acquisito oltre 120 MW di fotovoltaico in provincia di Foggia e continua a investire nell'idroelettrico alpino e in piccoli impianti distribuiti.

Nel loro insieme, questi investimenti delineano una crescente convergenza strategica degli operatori verso un modello di produzione elettrica rinnovabile, con un forte orientamento territoriale al Centro-Sud, alla riqualificazione degli impianti storici e all'integrazione tra tecnologie. Una direzione chiara, che tuttavia dovrà essere affiancata da un contributo diffuso e coordinato da parte di soggetti minori, per rendere l'intero sistema elettrico più flessibile, resiliente e territorialmente equilibrato.

Il contributo pubblico

8

Nel contesto della transizione energetica, lo Stato non si limita alla regolazione del settore, ma agisce come abilitatore e architetto del sistema elettrico, attraverso l'implementazione di strumenti finanziari, di programmazione e incentivi fiscali, volti a facilitare lo sviluppo del settore.

Tra gli incentivi, il sistema dei Contratti per Differenza (CfD), introdotto a fine febbraio 2025 dal Decreto FER X transitorio, in coerenza con la riforma europea del mercato elettrico, che disciplina l'assegnazione di nuova capacità rinnovabile tramite aste competitive. Il meccanismo prevede la definizione di uno "*strike price*" per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Quando il prezzo di mercato è inferiore, lo Stato integra la differenza, quando invece è superiore l'operatore restituisce l'eccedenza. Tale schema consente di stabilizzare i ricavi degli investitori e di favorire la bancabilità dei progetti.

Il provvedimento normativo intende sviluppare nuova capacità rinnovabile in Italia per complessivi 17,65 GW, di cui 14,65 GW per progetti sopra 1 MW. La stima finanziaria della misura è pari a 9,7 miliardi di euro.

Dal lato degli investimenti, il PNRR ha allocato una dotazione di 1,1 miliardi di euro al programma di sviluppo dell'agrivoltaico, con l'obiettivo di installare almeno 900 MW di capacità fotovoltaica integrata in contesti agricoli entro il 2026. Il sostegno pubblico prevede: un contributo in conto capitale e un incentivo tariffario, quest'ultimo erogato sulla base di procedure competitive al ribasso rispetto a una tariffa di riferimento. A conclusione della procedura di gara, sono stati approvati 540 progetti, per una potenza complessiva di 1.548 MW, ben oltre l'obiettivo iniziale di 900 MW.

Sempre nell'ambito del PNRR, sono state assegnate risorse pari a 500 milioni di

euro per la realizzazione di 10 impianti di elettrolisi, per sostenere la produzione di idrogeno verde in contesti industriali dismessi.

Ulteriori risorse sono destinate alla promozione dell'autoproduzione da fonti rinnovabili, in particolare attraverso il sostegno alle comunità energetiche (CER) e agli impianti collettivi di autoconsumo. Il Decreto MASE n. 414/2023 ha definito contributi a fondo perduto fino a un massimo del 40% dei costi per impianti fotovoltaici realizzati nei comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti, con una potenza massima incentivabile di 1 MW per singolo impianto e un limite di spesa complessiva pari a 2,2 miliardi di euro.

Infine, l'agevolazione tramite il Credito d'Imposta Transizione 5.0, introdotto dalla Legge di Bilancio 2024, con una dote di 6,3 miliardi di euro, a favore delle imprese che realizzano impianti fotovoltaici per l'autoconsumo, integrati in progetti di efficientamento energetico. Le aliquote del credito variano in funzione del risparmio energetico conseguito, fino a un massimo del 45% della spesa ammissibile.

RIQUADRO R5

GLI INVESTIMENTI PNRR SULLE RETI ELETTRICHE

La necessità di aumentare il consumo e la produzione di energia da fonti rinnovabili richiede anche un potenziamento nelle reti di trasporto. Il supporto alle reti elettriche del PNRR consta di una dote finanziaria di 5,5 miliardi di euro, per 8 interventi. La (tavola R5.1). L'investimento più rilevante, in termini finanziari, è quello dedicato al rafforzamento delle smart grid, che riguarda la rete di distribuzione elettrica e al quale sono destinati 3,6 miliardi dalla Missione 2 e ulteriori 450 milioni dalla Missione 7, per un totale di oltre 4 miliardi. Le smart grids consentono di "ospitare" la generazione distribuita da FER (hosting capacity) e di aumentare la potenza consegnata per l'elettificazione dei consumi. L'obiettivo è di raggiungere 1 milione e 730 mila utenti, con un aumento di hosting capacity di 4.000 MW.

La seconda misura per dimensione finanziaria è quella per la resilienza delle reti, che grazie al contributo aggiuntivo della Missione 7 raggiunge i 563 milioni di finanziamento. Come si è detto, l'intervento non è finalizzato al conseguimento degli obiettivi di transizione, quanto al contrasto del rischio climatico. Sono interessati al progetto 4 mila km di rete elettrica.

Tavola R5.1. Misure PNRR relative al potenziamento delle reti

Codice Regis	Misure	Risorse	Tag climatico	Indicatori obiettivo	
				Unità di misura	Obiettivo
M2C2I2.1	Rafforzamento smart grid	3.610	100%	MW di capacità di rete per la distribuzione di energia rinnovabile Nr. di abitanti interessati	4.000 1.500.000
M2C2I2.2	Interventi su resilienza climatica delle reti	500	100%	Km di rete del sistema elettrico	4.000
M7C1I1.1	Scale up Rafforzamento smart grid	450	100%	Nr. di abitanti interessati	230.000
M7C1I2.1	Scale up Interventi su resilienza climatica delle reti	63	100%	Km di rete del sistema elettrico	648
M7C1I4.1	Tyrrhenian link	500	100%	Km di rete del sistema elettrico	514
M7C1I5.1	SA.CO.I.3	200	100%	Nr. di involucri che ospiteranno le stazioni di conversione in Sardegna e Toscana	n.d.
M7C1I6.1	Progetti di interconnessione elettrica transfrontaliera tra Italia e paesi confinanti	60	100%	MW di capacità nominale di interconnessione tra Italia, Slovenia e Austria	550
M7C1I7.1	Rete di trasmissione intelligente	140	100%	Installazione sistema IoT industriale su tralicci della rete elettrica	1.500

Fonte: Corte dei Conti, (2024). Relazione sullo stato di attuazione del PNRR, Sezioni riunite, dicembre.

L'investimento sul Thyrrenian link è il terzo per rilevanza (500 milioni), attiene alla rete di trasmissione ed è finalizzato a rafforzare l'interconnessione fra Sicilia e Sardegna, potenzialmente forti produttrici di energie rinnovabili, e il resto d'Italia. Il progetto inserito nel PNRR finanzia in particolare la posa di 514 km di cavi sottomarini, sui 900 complessivamente previsti.

Trecento milioni sono destinati dalla Missione 7 al progetto SA.CO.I 3, che ha per obiettivo il rinnovo e il potenziamento dell'elettrodotto che collega Sardegna, Corsica e Toscana. L'investimento è inserito nel novero dei Progetti di Interesse Comune Europei ed ha un elevato valore simbolico in quanto il collegamento, entrato in funzione alla fine degli anni Sessanta, è stato il primo al mondo ad alta tensione a 200 kV in corrente continua. La realizzazione dell'opera è determinante per completare la decarbonizzazione della rete di trasmissione della Sardegna. Sempre al lato della trasmissione è dedicata la misura che, a fronte di un finanziamento di 140 milioni, prevede interventi di digitalizzazione della rete nazionale.

Sessanta milioni sono invece riservati all'interconnessione fra Italia, Austria e Slovenia e quindi a favorire lo scambio fra la rete nazionale e quella dei paesi confinanti.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Abdin Z., Tang C., Liu Y., et al. (2023). A review of renewable hydrogen hybrid energy systems towards a sustainable energy value chain, *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Wolak, F. A. (2002). Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market, *American Economic Review*, 92(5), 1376–1405.
- Corte dei Conti. (2024). Relazione sullo Stato di Attuazione del PNRR, Sezioni Riunite, dicembre.
- Cramton, P. (2017). Electricity market design, *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 589–612.
- Green, R. (2007). Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong?, *Journal of Regulatory Economics*, 31(2), 125–149.
- Irena. (2002). Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design, *Utilities Policy*, 16(3), 159–170.
- Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*, Wiley
- Klemperer, P., Meyer, M. (1989). Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty, *Econometrica*, 57(6), 1243–1277.
- Koukoulfikis G., Schockaert H., Paci D., Filippidou F., Caramizaru A. et al. (2023). Energy communities and energy poverty – The role of energy communities in alleviating energy poverty, Publications Office of the European Union.
- Madeddu S., Ueckerdt F., Pehl M., Peterseim J., Lord M., Kumar K. A., Kruger C., Luderer G. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power to heat), *Environmental Research Letters*, Vol. 15, No. 12.
- MASE. (2024). Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.
- Nash, J. F. (1950). Equilibrium Points in n-person Games, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 36(1), 48–49.
- Snam, Terna. (2024). Documento di Descrizione degli Scenari 2024.
- Terna. (2025). Piano di Sviluppo 2025.

