



Focus Energia

n. 47 – Aprile 2025

Sommario

Approfondimenti e Posizionamenti	3
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	3
2. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale	9
3. Bilancio Energia Elettrica	12
4. Aggiornamenti sulla misura Energy Release 2.0	14
5. DL Bollette: la legge in Gazzetta	15
6. Posizionamento Confindustria su recepimento Direttive RED III e EED	18
7. Consultazione FER Termiche	22
Principali novità di settore	23
8. Commissione UE: pubblicata la Roadmap per il phase-out dell'energia russa	23
9. Bozza aggiornata atto delegato metodologia emissioni dell'idrogeno low-carbon	24
10. Consultazioni CE su EU ETS e Industrial Decarbonisation Accelerator Act	25
11. Mancata produzione FER	26
12. Consultazione MACSE per la definizione del premio massimo	26
13. Consultazione Terna per rientro in piattaforma Ue Picasso	27

Approfondimenti e Posizionamenti

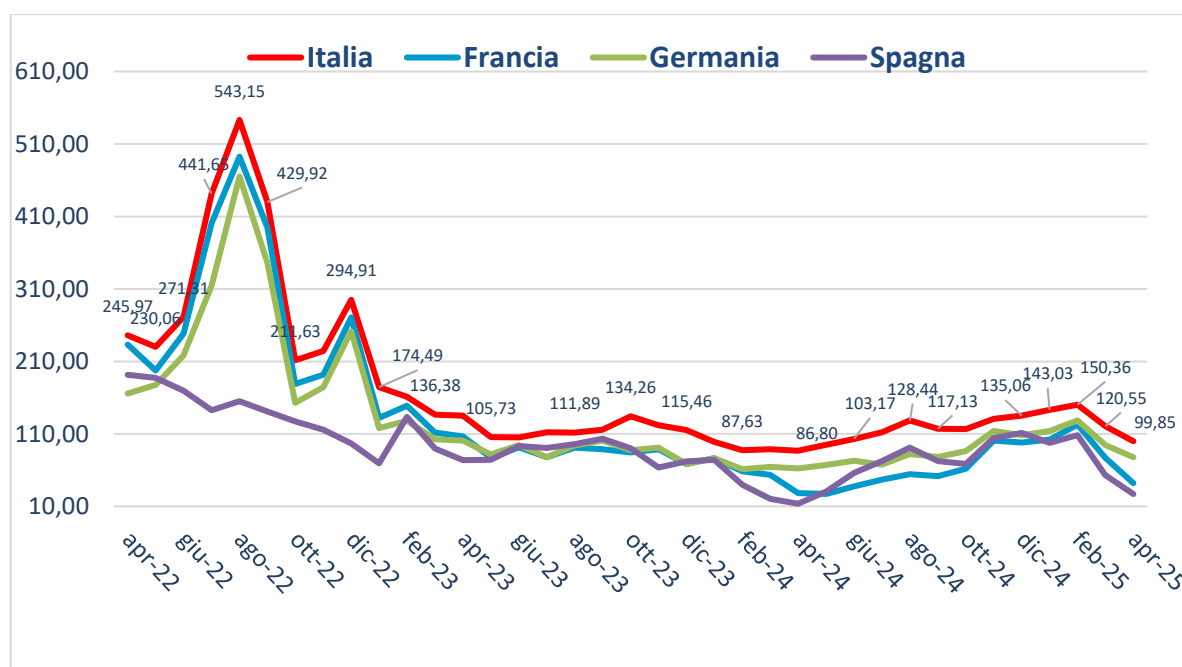
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas

di Barbara Marchetti

Prosegue la fase di ripiegamento dei prezzi energetici europei, che hanno toccato nuovi minimi dall'inizio del 2025. Questo andamento è stato favorito dalla stagionalità favorevole, dai **bassi consumi**, nonché da un'elevata **offerta di GNL**, favorita dalla **debole domanda cinese**, anche a causa delle tensioni commerciali con gli Stati Uniti.

Nel mese di aprile 2025 in Italia il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso è sceso sotto i **100 €/MWh** (precisamente a 99,85 €/MWh) registrando un calo del **17,2% rispetto a marzo**. Questo è stato reso possibile da condizioni di **alta insolazione**, da una **domanda contenuta**, e dalla significativa **flessione delle quotazioni del gas** (PSV a 37,6 €/MWh, -12,2%) e della **CO₂** (65,4 €/tonnellata, -7%).

Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, NordPool, OMIE, Powernext

Nel mese di aprile 2025 il differenziale del prezzo all'ingrosso tra l'Italia (99,85 €/MWh) e gli altri Paesi europei resta elevato: quasi quattro volte superiore al prezzo spagnolo (26,81 €/MWh), più del doppio rispetto a quello francese (42,21 €/MWh) e superiore del 28% rispetto a quello tedesco (77,94 €/MWh). I prezzi orari mostrano una forte volatilità infragiornaliera, con minimi nelle ore centrali (effetto "cannibalizzazione" del fotovoltaico) e picchi nelle ore pre-serali.

In Italia ad aprile 2025 i consumi elettrici rimangono stagnanti (-1%) in linea con il trend dei mesi precedenti. La quota di rinnovabili nel mix sale nell'ultimo mese al 49% (+13,3% a 11,5 TWh), una quota poco inferiore a quella di aprile 2024 (51%) e molto più alta che in marzo. Più nel dettaglio, tra le fonti pulite ha primeggiato il solare con quasi 4,4 TWh (+27,4% su marzo) superando l'idroelettrico (in aumento di quasi il 28% su marzo a 3,7 TWh circa). Mentre i consumi gas risultano in aumento rispetto allo scorso anno (+6%) a causa della maggiore domanda per il termoelettrico (+19%). Invece, la domanda dell'industria (-1%) e del settore civile (-2%) risulta debole.

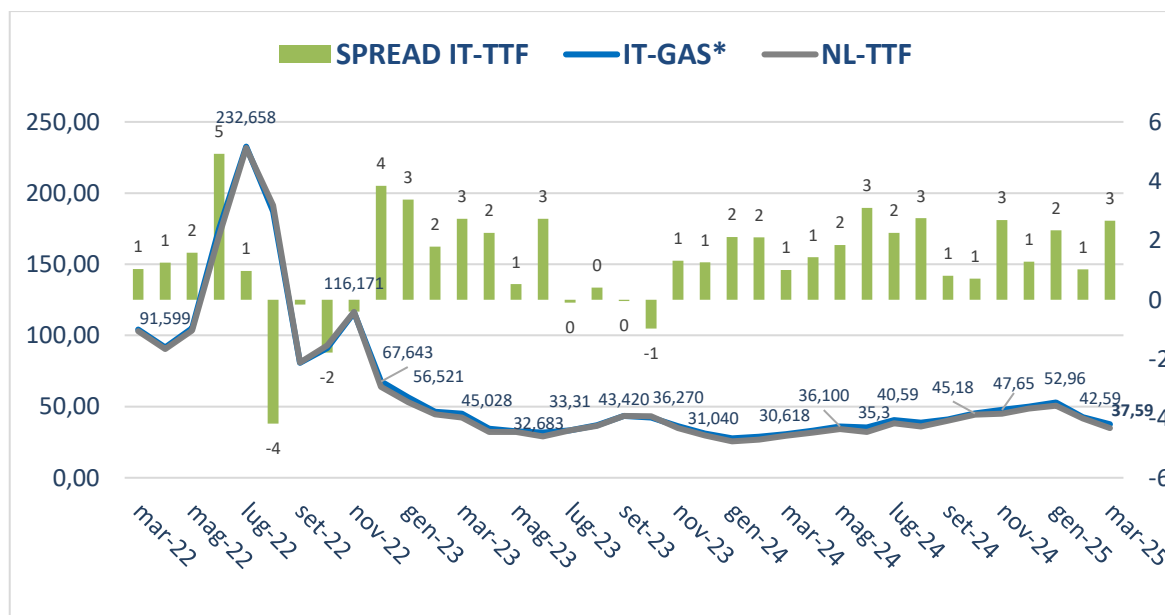
Da evidenziare la notizia più rilevante per i mercati energetici e per l'intero sistema elettrico europeo riguardante **l'improvviso blackout che nella giornata di lunedì 28/4, a partire dalle 12.33, ha lasciato senza elettricità l'intera penisola iberica (Spagna e Portogallo) e alcune zone della Francia.**

I dati tecnici del TSO spagnolo (Ree) indicano che al momento del blackout il mix di produzione in Spagna era coperto al 65% da solare ed eolico e per il resto da idroelettrico, nucleare, cicli combinati e cogenerazione: **in 5 secondi sono venuti a mancare 15 GW di potenza, equivalenti a circa il 60% della domanda del Paese.** Secondo Eurelectric, "sono state segnalate oscillazioni anomale nelle linee ad alta tensione prima del blackout, che hanno causato problemi di sincronizzazione tra i sistemi elettrici".

Per individuare le cause, sono state avviate indagini dalle autorità di Madrid, Lisbona e da quelle europee (comprese ACER ed ENTSO-E).

Risultano in flessione anche le quotazioni del gas: in Italia il prezzo medio di aprile (GME IG-Index) scende a 37,59 €/MWh (-12,2 % rispetto a marzo) mentre il prezzo del gas al TTF olandese si attesta a 34,92 €/MWh.

Confronto andamento prezzi spot IT Gas – TTF, €/MWh



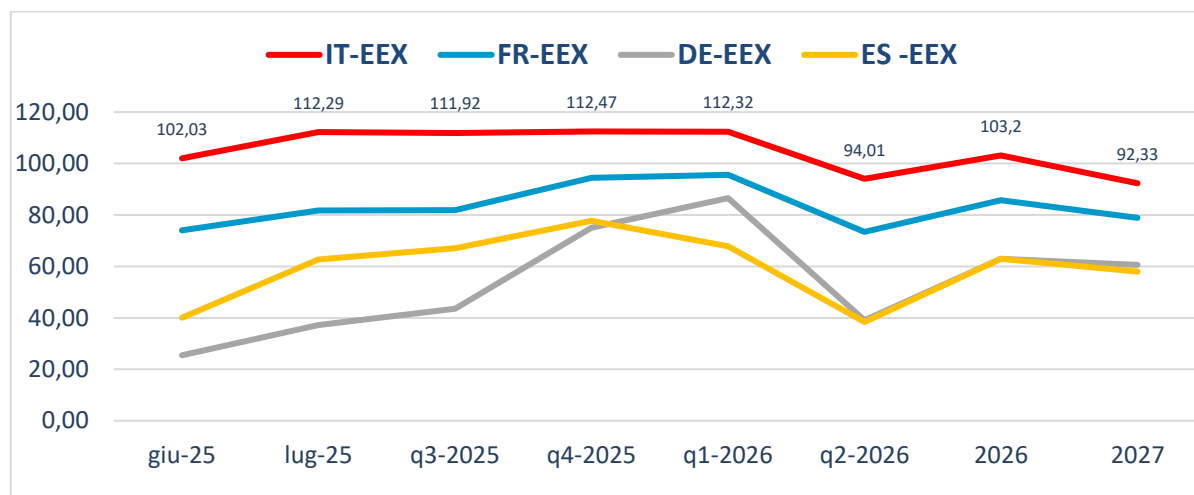
Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

Il Parlamento UE prosegue l'aggiornamento della normativa sul riempimento degli stoccaggi gas con abbassamento del target per l'inverno dal 90% al 83% e l'introduzione di nuovi elementi di flessibilità (è prevista una finestra per raggiungere il target dal 1° ottobre al 1° dicembre, con la possibilità per gli Stati membri e per la Commissione di ridurre ulteriormente il riempimento fino al 75%, in caso di condizioni di mercato sfavorevoli).

Inoltre, la Commissione europea, come previsto dal piano Repower EU, ha **pubblicato lo scorso 6 maggio la roadmap per interrompere completamente l'import di gas russo in EU entro il 2027**: prima, **entro il 2025**, lo stop alle forniture regolate da contratti spot, dopo, **entro il 2027**, lo stop a quelle regolate da contratti a termine. In base ai dati della Commissione, nel 2025 l'import di gas russo in EU arriva al 13% del totale, e consiste in 16 mld mc via tubo (TurkStream) e 20 mld mc via GNL: **verrebbero quindi a mancare dal 2027 circa 36 mld mc**, che sarebbero compensati dall'effetto congiunto della riduzione della domanda (incremento quota rinnovabili, efficientamento energetico) e dall'aumento dell'offerta GNL globale.

In linea con il mese precedente le quotazioni futures power: Ita Cal26 =103,2; lievemente in calo, invece, le quotazioni gas PSV Cal26 = 35,321 €/MWh (-1,18 €/MWh), TTF Cal26 = 33,482 €/MWh (-1,6 €/MWh).

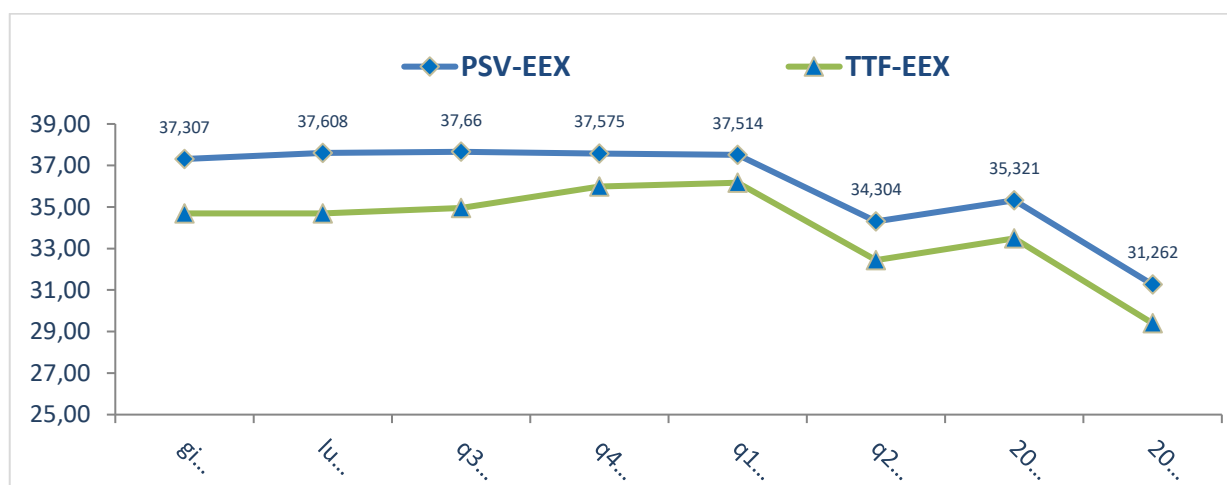
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 06.05.2025 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

In risalita le quotazioni per l'anno 2027: power Cal27 =92,3 €/MWh (+4 €/MWh, +4,5%); gas PSV Cal27 = 31,262 TTF Cal27 =31,1€/MWh (+1,7 €/MWh).

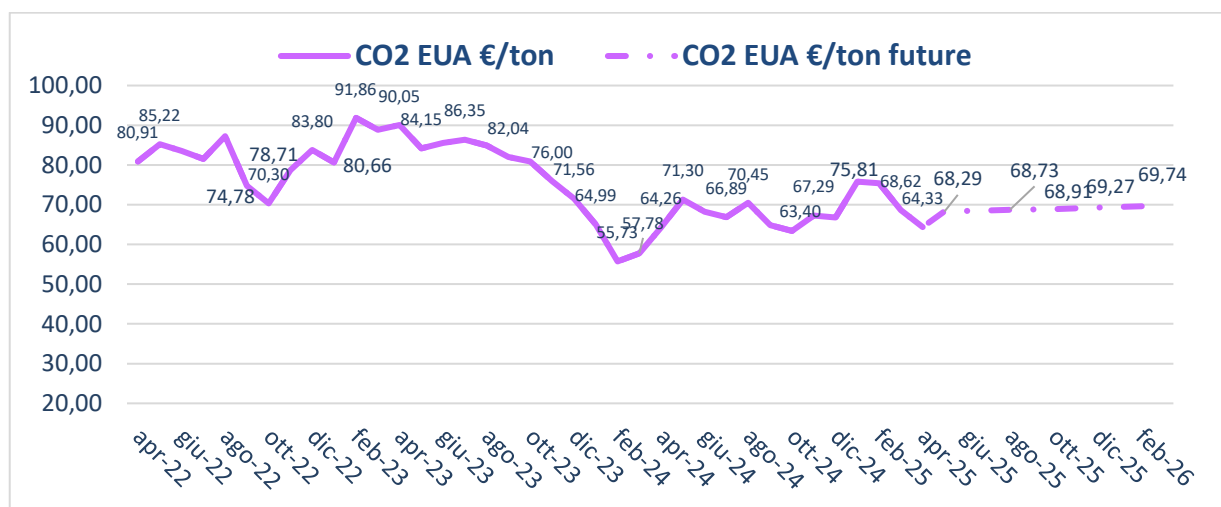
Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 06.05.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

In forte risalita le quotazioni dei permessi di emissione CO₂ (EUAs), tornati intorno a 70 €/tonnellata, in aumento rispetto ai 65,4 €/tonnellata registrati in aprile.

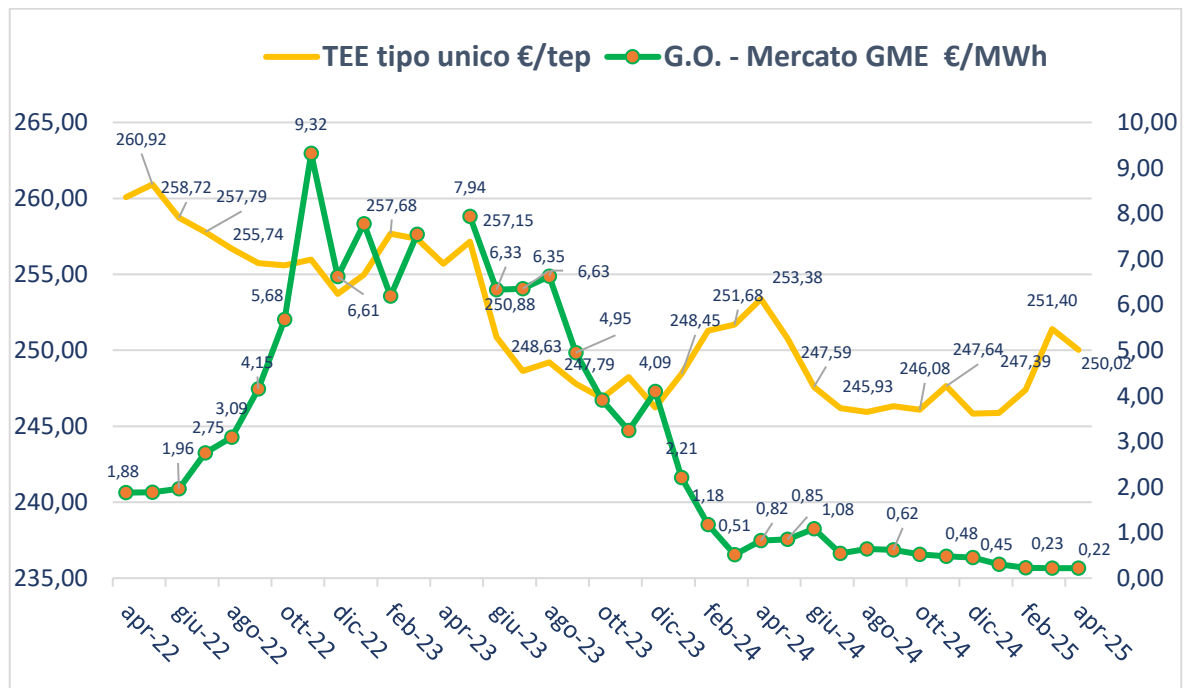
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 06.05.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Ad aprile sul Mercato organizzato dei Titoli di Efficienza Energetica (M TEE) il valore medio scende a 250,02 (- 1,38 €/tep rispetto al mese precedente) mentre il prezzo medio delle Garanzie d'Origine (MGO) rimane stazionario a 0,22 €/MWh.

Mercati ambientali: andamento TEE e GO

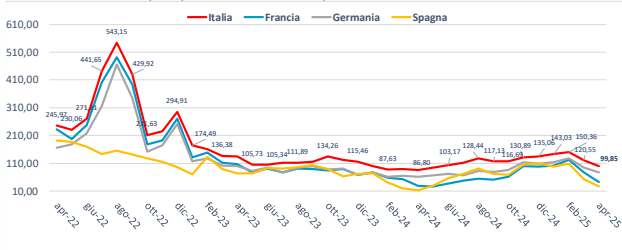


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

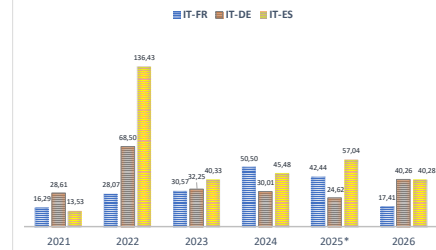
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

Prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



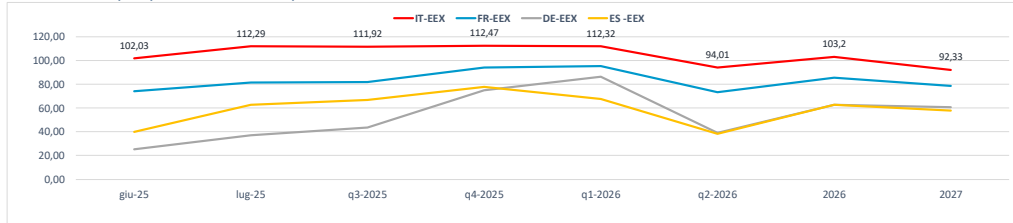
Spread Elettrico €/MWh



2025: quotazioni al consuntivo; 2026: quotazioni future del 06.05.2025

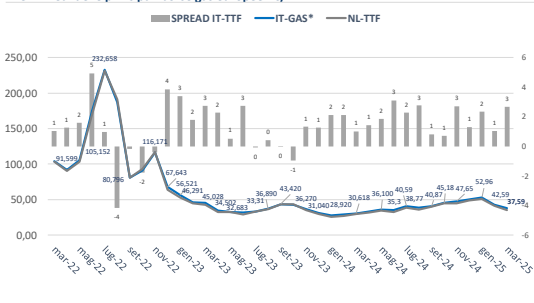
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 06.05.2025 - €/MWh

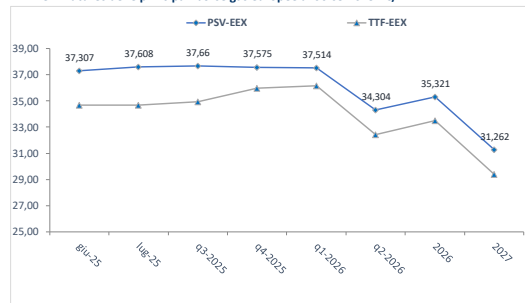


Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



Prezzi futures delle principali borse gas europee al 06.05.2025 - €/MWh

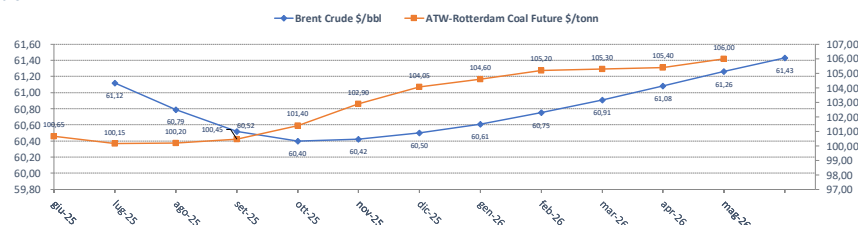


*Valori IG Index GME dal mese di agosto 2023

**Media prezzi giornalieri fino al 30.04.2025

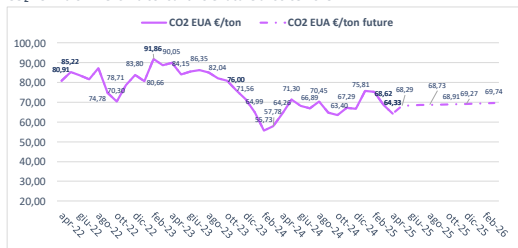
Mercato Commodities

Prezzi future al 07.05.2025

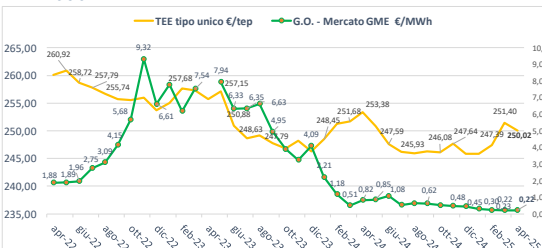


Mercati Ambientali

CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 06.05.2025



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne.

2. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale

di Alessandro Alessio

Continua il monitoraggio di Confindustria sulla sicurezza del sistema del gas naturale, con riferimento alla domanda/offerta di gas, all'approvvigionamento (flussi in entrata/uscita dal Paese) e al riempimento dei siti di stoccaggio di modulazione.

FLUSSI E BILANCIO PROVVISORIO 2025

Dall'analisi del bilancio gas (provvisorio) dei primi quattro mesi del 2025 si evince come sempre un **massiccio ricordo all'import di gas** che, come si evince dalla tabella successiva, continua a rappresentare il 74% del totale immesso nella rete e il **75%** del totale riconsegnato alla rete di trasporto, ossia il totale **dei consumi** (a meno delle perdite di sistema e del gas utilizzato per il funzionamento stesso della rete).

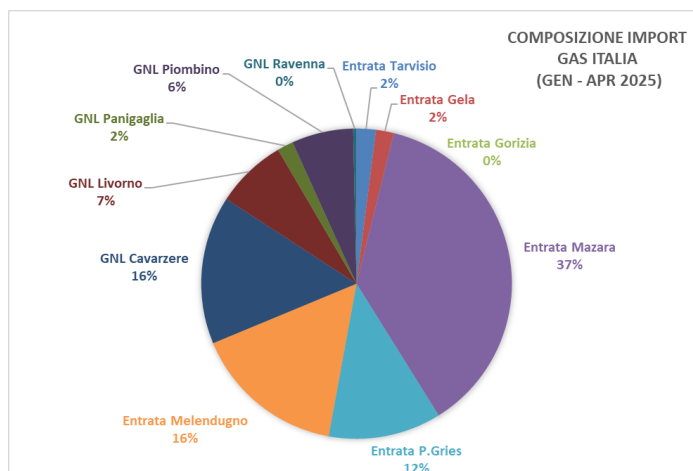
Mese	Import	Produzione Nazionale	Sistemi di stoccaggio	Totale Immesso	Export	Riconsegne Rete di trasporto
Gennaio	4,812	0,312	3,017	8,141	0,072	7,976
Febbraio	4,651	0,271	2,465	7,387	0,109	7,351
Marzo	4,797	0,308	1,388	6,493	0,323	6,239
Aprile	5,214	0,281	-1,109	4,386	0,224	4,207
TOTALE	19,474	1,172	5,760	26,407	0,728	25,774

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam – valori espressi in Mld di Smc.

Guardando alla composizione dell'import, si segnala che **le importazioni da Sud** (55% del totale) **hanno superato di 4 volte quelle da Nord** (14% del totale), con il gas algerino che oramai rappresenta stabilmente il 37% del totale del gas importato, occupando la posizione che un tempo era occupata dal gas russo (2% del totale).

In costante aumento la percentuale di gas che arriva sottoforma di GNL (31% del totale).

Mese	Entrate Nord	Entrate Sud	GNL
Gennaio	721,680	2683,146	1282,797
Febbraio	685,447	2474,673	1292,963
Marzo	363,438	2801,483	1161,010
Aprile	907,833	2747,071	1559,884
Totale	2678,397	10706,374	6089,565



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam – valori espressi in Mln di Smc.

STOCCAGGIO

Il 1° aprile 2025 è iniziata la campagna di iniezione dei siti di **stoccaggio gas di modulazione**¹ che, come specificato nella precedente edizione del Focus, con le disposizioni del [DM n. 78/2025](#) avranno una **capienza totale di a 12,64 Mld di Smc (138 TWh)**, con un incremento di 640 Mln di Smc (7,1 TWh).

A questi si aggiunge una quota pari a 4,5 Mld di Smc (49,2 TWh) di riserva strategica nazionale², per un totale di 17,14 Mld di Smc (190,4 TWh).

Come specificato nella precedente edizione del Focus, il 31 marzo 2025 i siti di stoccaggio gas di modulazione risultano pieni al 22,6% con 2,715 Mld di Smc (30 TWh) di working gas stoccato, ossia la metà del livello registrato nel 2024, quando nella stessa data gli stoccaggi erano al 43,2% con 5,184 Mld di Smc (56,7 TWh).

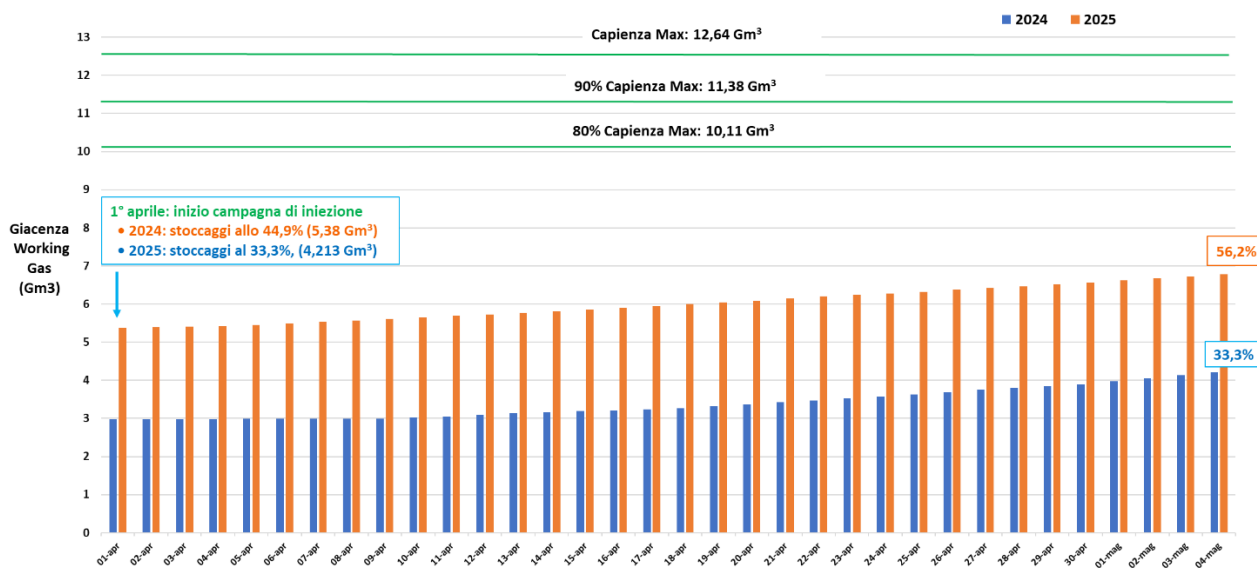
Il 4 maggio 2025 i siti di stoccaggio di modulazione risultano pieni al 33,3%, con un totale di 4,213 Mld di Smc (32,5 TWh). Nella stessa data dell'anno scorso risultavano pieni al 56,2% con 6,8 Mld di Smc (74,4 TWh).

In considerazione della riserva strategica, l'intero sistema di siti di stoccaggio risulta pieno al 50,75%, con un totale di 8,7 Mld di Smc (ca. 95,2 TWh).

¹ Stoccaggio gas "commerciale" finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

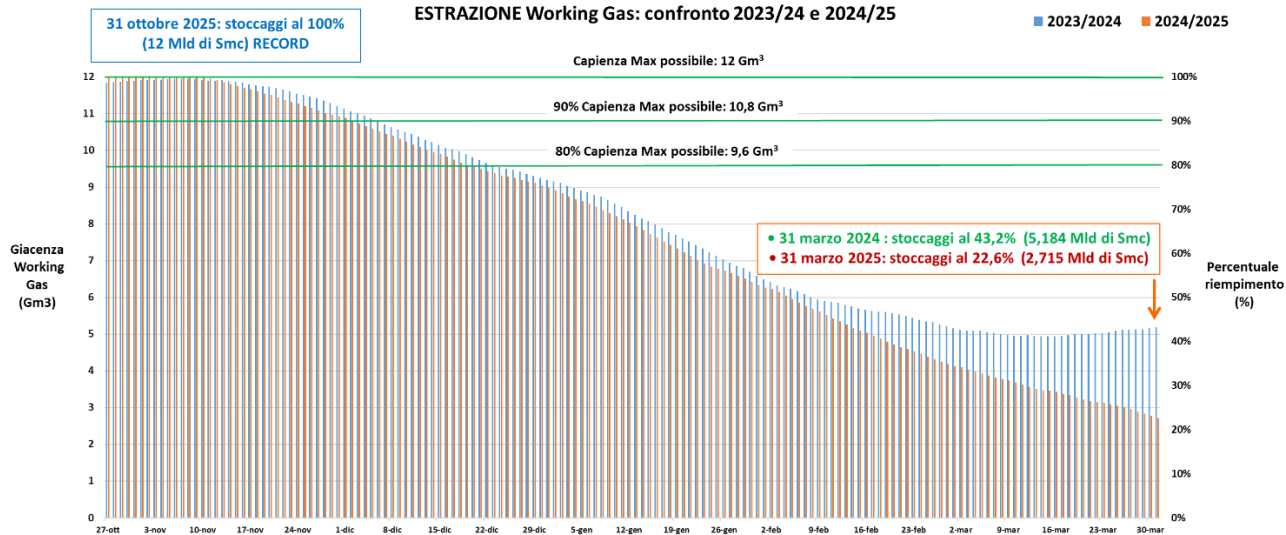
² riserva di gas di proprietà dell'operatore con un ruolo di sostegno del sistema nazionale del gas naturale, non è disponibile al mercato, ma può essere utilizzato solo su decisione del MASE in situazioni di emergenza.

STOCCAGGIO DI MODULAZIONE GAS: Confronto Giacenza Working Gas (1 apr - 4 mag) 2024 e 2025



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati SNAM

ESTRAZIONE Working Gas: confronto 2023/24 e 2024/25



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati SNAM

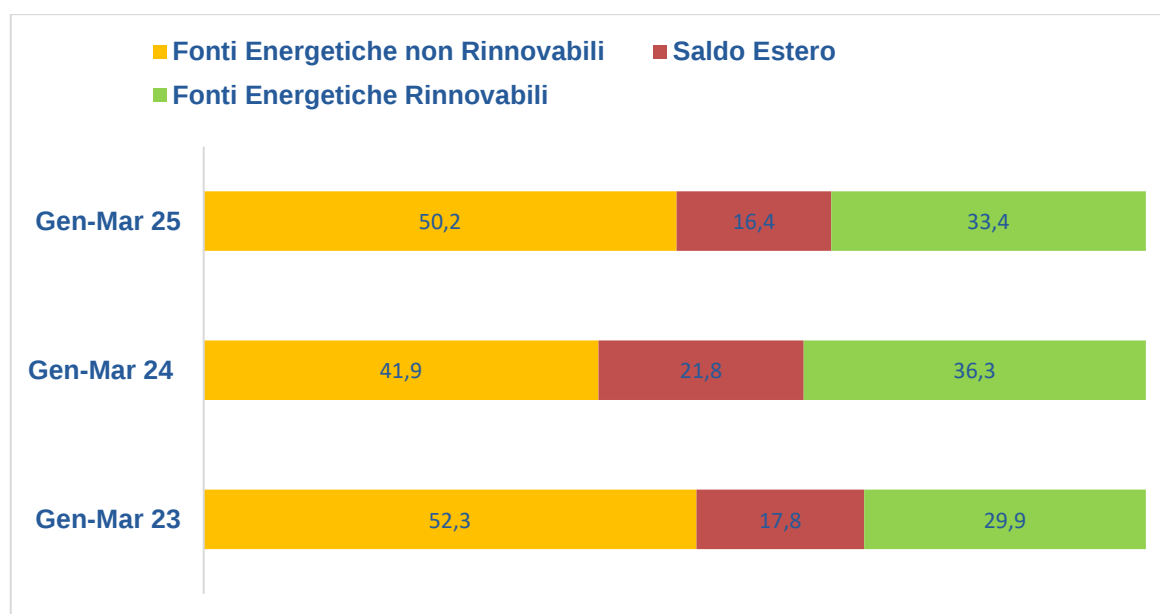
3. Bilancio Energia Elettrica

di Barbara Marchetti

Secondo quanto emerge dal Rapporto mensile di Terna del mese di marzo, **nel primo trimestre del 2025 la domanda di energia elettrica è stata di 77,4 TWh**, registrando una contrazione dello -0,7%, rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 e un aumento dello 0,9% rispetto al 2023.

Nel complesso del **primo trimestre 2025 la copertura del fabbisogno elettrico è stata soddisfatta per il 50,2%** dalla produzione **da Fonti Energetiche Non Rinnovabili** (in aumento rispetto al 41,9% del 2024), **per il 33,4% da Fonti Energetiche Rinnovabili** (in calo rispetto al 36,3%) e la restante quota **del 16,4% dal saldo estero**.

Copertura per fonte del Fabbisogno Elettrico nazionale (%)

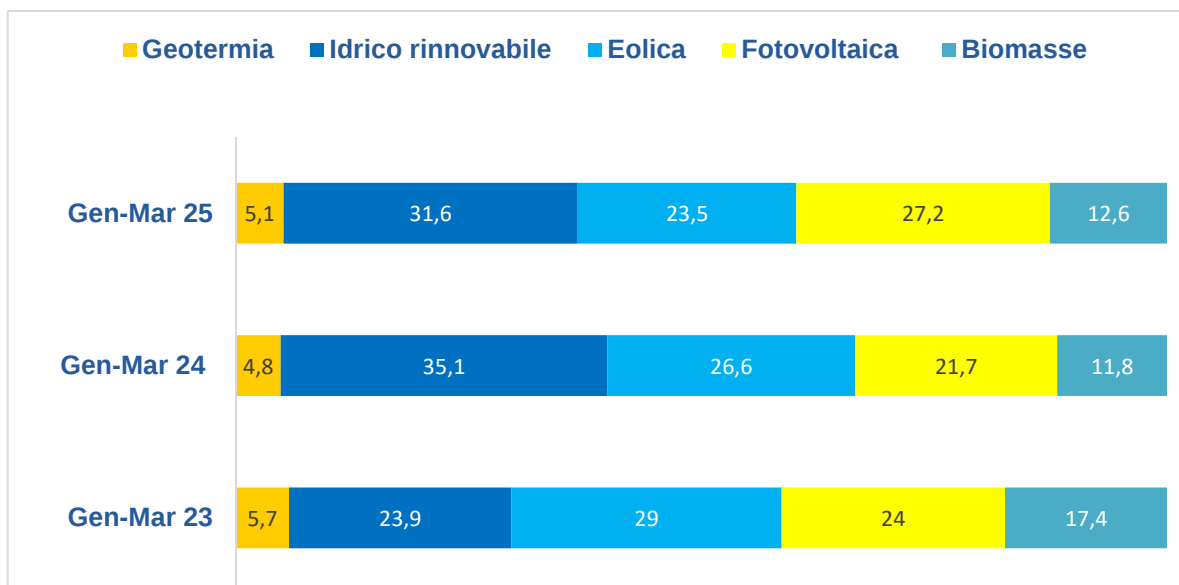


Fonte: Rapporto Mensile Terna

Nel trimestre gennaio-marzo 2025 la **produzione da FER** è calata dell'**8,6%**, attestandosi a **25,8 TWh**, rispetto ai 28,3 TWh dello stesso periodo 2024.

Nel 2025 il peso della produzione fotovoltaica, delle biomasse, e del geotermico è in aumento, mentre il contributo dell'eolico e dell'idrico rinnovabile è in diminuzione rispetto al 2024. In particolare, la **produzione fotovoltaica è aumentata di 658 GWh** grazie sia alla **maggiore capacità installata (+560 GWh)** che alla **miglior producibilità solare (+98 GWh)** mentre, la **riduzione di 174 GWh di eolico è dovuta a una significativa riduzione della ventosità solo parzialmente compensata dall'aumento della potenza installata (+135 GWh).**

Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (%)



Fonte: Rapporto Mensile Terna

Nei primi tre mesi del 2025 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 1,6 GW. In particolare, si registrano: +1,4 GW di nuova capacità FV in esercizio (-17% rispetto allo stesso periodo del 2024); +153 MW di nuova capacità eolica in esercizio (+8 % rispetto allo stesso periodo del 2024); +5 MW di idroelettrico e + 6 MW di Geotermico/Biomasse.

La regione con il maggior incremento di potenza fotovoltaica è il **Lazio** (+285 MW), seguita da **Lombardia** (+124 MW) e **Puglia** (+121 MW).

Nei primi tre mesi del 2025 la potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 315 MW (-36% rispetto al 2024). La **capacità utilizzabile** è aumentata di **635 MWh** (-41%).

Le regioni con la maggiore potenza in esercizio sono la **Lombardia** con 902 MW, il **Piemonte**: con 640 MW e il **Veneto** con 639 MW

Di seguito si riporta la tabella Terna che mostra la **variazione netta di capacità installata da gennaio 2021 a marzo 2025 per ciascuna regione, confrontata con i target progressivi stabiliti dal DM Aree Idonee** riproporzionando mensilmente la potenza aggiuntiva prevista per l'anno in corso

Variazione della capacità installata gen. 2021 - mar. 2025 e scostamento dal target regionale

Regione	Var. installato ¹ gen 21 - mar 25 [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - mar 25 [MW]	Delta Var. installato vs Target [MW]	Target Aree Idonee ² gen 21 - dic 25 [MW]
ABRUZZO	392	501	-109	640
BASILICATA	431	594	-164	748
CALABRIA	410	626	-216	857
CAMPANIA	1.141	1.006	135	1.297
EMILIA ROMAGNA	1.545	1.429	116	1.851
FRIULI VENEZIA GIULIA	711	446	265	573
LAZIO	2.190	1.036	1154	1.346
LIGURIA	184	219	-34	281
LOMBARDIA	2.677	2.151	526	2.714
MARCHE	425	513	-87	679
MOLISE	118	200	-82	273
PIEMONTE	1.533	1.209	324	1.541
PUGLIA	1.631	1.855	-225	2.405
SARDEGNA	893	1.137	-244	1.553
SICILIA	1.875	2.073	-197	2.764
TOSCANA	636	755	-119	1.019
TRENTINO ALTO ADIGE	412	305	107	381
UMBRIA	259	317	-57	429
VALLE D'AOSTA	28	32	-4	47
VENETO	1.806	1.502	304	1.889
TOTALE ITALIA	19.297	17.903	1.394	23.287

Fonte: Rapporto mensile Terna

Per maggior dettagli si rimanda alla pubblicazione “Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico”, consultabile sul sito www.terna.it

4. Aggiornamenti sulla misura Energy Release 2.0

di Barbara Marchetti

Il GSE ha chiarito, attraverso due nuove Faq pubblicate lo scorso 18 aprile, **un punto fondamentale dell’Energy Release 2.0: se il contratto di restituzione dell’energia è firmato da un soggetto terzo incaricato** – come un operatore o un aggregatore – **il cliente energivoro non ha più alcun obbligo diretto**. Questo significa che, **in caso di inadempienza del soggetto terzo, il cliente finale non rischia la sospensione o la risoluzione del contratto di anticipazione**.

Il Gestore dei Servizi Energetici precisa che l’operatore terzo è comunque tenuto a esercire e mantenere l’impianto secondo gli standard previsti, garantendo la restituzione dell’energia e la gestione delle Garanzie d’Origine.

Nel frattempo, l'Arera – con la delibera 157/2025 – ha prorogato al 15 luglio (anziché al 30 giugno) la scadenza per richiedere al GSE il contributo a copertura parziale della garanzia prevista dal DM 268/2024. Ricordiamo che questo aiuto può coprire fino al 50% del costo annuo della garanzia, per un massimo di 300.000 euro per impresa in tre anni, nel limite complessivo di 100 milioni di euro.

Il forte interesse suscitato dalla misura ne conferma l'importanza: alla chiusura del bando, lo scorso 3 marzo, sono pervenute al GSE ben 559 manifestazioni di interesse, per un totale di oltre 3.400 aziende coinvolte. La domanda complessiva ha superato i 70 TWh, a fronte di un'offerta disponibile di appena 24 TWh.

Lo stesso MASE ha confermato che l'Energy Release 2.0 è una misura sperimentale che potrà essere estesa, anche attraverso nuovi strumenti contrattuali, come i contratti per differenza, per sostenere ulteriormente la diffusione dell'energia rinnovabile incentivata.

[La prima Faq](#)

[La seconda Faq](#)

5. DL Bollette: la legge in Gazzetta

di Barbara Marchetti

Con la pubblicazione sulla **Gazzetta Ufficiale n. 98 del 29 aprile 2025**, entra ufficialmente in vigore la **Legge 24 aprile 2025, n. 60**, che converte con modificazioni il **Decreto-Legge 28 febbraio 2025, n. 19**, noto come “**DL Bollette**”. Il provvedimento, approvato in via definitiva dal Senato il 23 aprile con 99 voti favorevoli, 62 contrari e un astenuto, introduce una serie di misure **urgenti a favore delle famiglie, delle imprese e per la promozione delle energie rinnovabili**.

Di seguito si riporta una sintesi delle principali misure contenute nel DL Bollette:

COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI (CER) E AUTOCONSUMO

Con l'articolo 1-bis si estende la platea dei soggetti che possono partecipare alle **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**. Oltre a cittadini, PMI ed enti locali, potranno entrare anche **aziende pubbliche per l'edilizia residenziale, istituti di assistenza, consorzi di bonifica e aziende per i servizi alle persone**.

Le PMI, già incluse tra i membri attivi, possono ora essere partecipate da enti territoriali. Il controllo sulla corretta gestione della comunità e sulla condivisione dell'impianto resta affidato ai soggetti elencati all'art. 31, comma 1, lettera b, purché localizzati nel territorio in cui è situato l'impianto.

L'art. 1-ter stabilisce, inoltre, che un impianto può essere riconosciuto come parte di una CER anche se entrato in esercizio prima della costituzione della comunità, a patto che sia stato avviato entro 150 giorni dall'efficacia del DM MASE n. 414/2023 (7 dicembre); esista documentazione che ne attesti l'intenzione di essere incluso in una configurazione CER.

Per quanto riguarda l'**autoconsumo**, con l'art. 3-bis cade il vincolo che imponeva di rifornirsi da un solo produttore: ora sarà possibile **autoconsumare energia da più produttori indipendenti**, favorendo la concorrenza e nuove configurazioni energetiche.

CONTRATTI PER DIFFERENZA (CFD) CON IL GSE

L'art. 3-ter il GSE potrà attivare **nuovi contratti per differenza (CfD) volontari** a due vie della durata di 5 anni per impianti rinnovabili **su base volontaria**.

Il GSE in particolare gestirà: una **procedura concorsuale lato offerta** (produttori); una **procedura lato domanda** (imprese).

Un **decreto MASE** (da adottare entro 90 giorni) stabilirà le modalità operative. Il prezzo contrattuale coprirà i soli **costi residuali di esercizio** degli impianti.

Si evidenzia che questi contratti **non sono cumulabili** con altri regimi di supporto alle FER, né esistenti né futuri, per tutta la durata dell'accordo.

SISTEMI DI ACCUMULO

Con l'art. 3-quinquies, il MASE potrà affidare al GSE la gestione degli iter autorizzativi per gli accumuli abbinati a impianti FER. È previsto uno stanziamento di 750.000 euro per il 2025.

L'art. 3-sexies estende il campo d'applicazione includendo, oltre agli accumulatori elettrochimici, anche le nuove tecnologie di accumulo termomeccanico sono ora incluse nel Testo unico FER, ampliando il perimetro degli investimenti. **Sono aggiornati di conseguenza gli allegati B e C del Testo Unico FER (D.lgs. 190/2024).**

SEMPLIFICAZIONI AL TESTO UNICO FER

Con l'art. 4-bis sono introdotte modifiche importanti per **accelerare le autorizzazioni** legate a impianti rinnovabili che prevedono:

- il coinvolgimento obbligatorio delle regioni per gli **impianti offshore**;
- l'inclusione dei **pompaggi idroelettrici** tra gli interventi soggetti a conferenze di servizi;
- l'Autorizzazione **automatica per piccoli impianti idroelettrici** sotto i 500 kW su condotte esistenti;

- l'**esclusione degli agrivoltaici sotto 1 MW** dalla procedura semplificata PAS, a meno che non ne abbiano già diritto;
- l'obbligo di **verifica ambientale regionale per i repowering eolici** che superano i 30 MW nello stesso sito.

REPOWERING

Con l'art. 4-ter viene **abolita la decurtazione degli incentivi FER** per gli impianti rinnovabili che vengono **potenziati** (repowering) con un aumento della potenza di almeno il 20%. Il calcolo sarà effettuato sul **95% della nuova produzione**.

PRIORITÀ PER PROGETTI STRATEGICI NEL VIA NAZIONALE

L'art. 4-quater aggiorna l'elenco dei progetti che ricevono priorità nell'esame delle domande di VIA nazionale, purché coerenti con gli obiettivi del PNIEC. Oltre ai già previsti, vengono inclusi quelli di:

- Impianti rinnovabili e cogenerativi sopra i 300 MW;
- accumuli elettrochimici >200 MW;
- pompaggi idroelettrici;
- elettrolizzatori standalone;
- impianti geotermici pilota;
- FV galleggiante su dighe;
- potenziamenti (repowering) che portano l'impianto >300 MW complessivi.

Si ricorda infine l'emendamento sulla "**saturazione virtuale della rete**", **che avrebbe dato priorità di connessione ai progetti già autorizzati**, è stato ritirato su richiesta del Ministro dell'Ambiente, Gilberto Pichetto Fratin. Il motivo è l'intenzione di varare una riforma organica, per cui sarà avviato un tavolo tecnico con Terna, ARERA e i distributori a breve.

L'ipotesi di riforma includeva la possibilità per Terna di rilasciare soluzioni di connessione oltre la capacità disponibile, coinvolgere gli operatori in meccanismi "open season", che Terna ha già annunciato per il 2025.

6. Posizionamento Confindustria su recepimento Direttive RED III e EED

di A. Andreuzzi, E. Bruni, B. Marchetti e A. Alessio

La Commissione Politiche UE della Camera dei Deputati ha avviato l'esame in seconda lettura del **DdL Delegazione europea** che recepisce, tra le altre, la [Direttiva \(UE\) 2023/2413 \(c.d. RED III\)](#) del 18 ottobre 2023 sulle fonti rinnovabili e la [Direttiva \(UE\) 2023/1791 \(c.d. EED\)](#) del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica, entrambe emanate dal Parlamento e del Consiglio UE.

Come sappiamo, la Direttiva RED III modifica la [Direttiva \(UE\) 2018/2001](#), il [Regolamento \(UE\) 2018/1999](#) e la [Direttiva n. 98/70/CE](#) per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la [Direttiva \(UE\) 2015/652](#) del Consiglio, mentre la Direttiva EED modifica il [Regolamento \(UE\) 2023/955](#) (rifusione).

Confindustria ha elaborato un [posizionamento di sistema](#) contenente le proposte per il recepimento delle due Direttive, effettuando anche un [focus](#) per quanto riguarda l'idrogeno. I due documenti sono stati consegnati al MASE.

Di seguito una sintesi dei due posizionamenti.

1) Direttiva (UE) 2023/2413 – RED III: Fonti Rinnovabili

- **Valutazione generale e principi guida**

Confindustria ritiene che il recepimento della Direttiva RED III rappresenti un'opportunità strategica per rafforzare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, attraverso un'azione normativa coerente, strutturale e soprattutto attuabile sul piano industriale. La promozione delle rinnovabili viene vista come strumento imprescindibile per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per la crescita del sistema energetico nazionale.

- **Semplificazione e accelerazione del permitting**

Confindustria sottolinea la centralità di una riforma efficace dei processi autorizzativi per gli impianti FER, chiedendo tempi certi (massimo 12 mesi per impianti onshore e 24 per quelli offshore) e l'adozione di piattaforme digitali per la gestione end-to-end delle autorizzazioni. È essenziale che i progetti siano considerati opere di interesse pubblico prevalente, con una chiara gerarchizzazione normativa che consenta alle imprese di operare in un contesto certo e coordinato.

- **Zone di accelerazione e mappatura aree idonee**

Confindustria apprezza l'approccio basato sulla mappatura delle aree adatte e sulla definizione delle cosiddette "zone di accelerazione". Ritiene fondamentale che tali processi siano partecipati e condivisi con gli operatori, includendo strumenti come la

Piattaforma Aree Idonee (PAI). L'associazione sottolinea l'urgenza di evitare approcci regionali frammentati e auspica un'impostazione nazionale armonizzata.

- **Target nei trasporti, teleriscaldamento e settore residenziale**

Per il settore trasporti, Confindustria sostiene una struttura degli obblighi che tenga conto delle specificità dei diversi comparti (avio, marittimo, stradale) evitando sovrapposizioni normative e garantendo la neutralità tecnologica. La stessa logica viene ribadita per il teleriscaldamento e l'uso residenziale, con una forte spinta alla promozione dei gas rinnovabili (biometano, bioGPL, DME), delle pompe di calore e della valorizzazione del calore di scarto. Confindustria esprime forti riserve sulle disposizioni dell'art. 20a relative alla condivisione dei dati dei veicoli elettrici, ritenendole in contrasto con il Data Act e potenzialmente dannose per la concorrenza, se non accompagnate da regole eque e sostenibili.

FOCUS IDROGENO (Direttiva RED III)

Confindustria riconosce il potenziale dell'idrogeno (rinnovabile, low-carbon e derivato da carbonio riciclato - RCF) e chiede obiettivi di sviluppo coerenti con le tempistiche industriali, sottolineando la necessità di flessibilità nel raggiungimento dei target e l'importanza di incentivare la produzione, anche attraverso misure come i contratti per differenza. Invita inoltre a evitare obblighi di domanda diretta per le imprese, ritenendo che il raggiungimento dei target debba restare in capo allo Stato membro.

La competitività dell'idrogeno verde è fortemente compromessa da costi di produzione che in Italia superano i 12 €/kg, contro meno di 3 €/kg per l'idrogeno grigio. Tale divario rischia di vanificare gli investimenti già avviati nel quadro del PNRR, che pur rappresenta uno degli strumenti più significativi di sostegno al settore.

- **Target al 2030: flessibilità e neutralità tecnologica**

Confindustria auspica che i target al 2030, pari al 42% di idrogeno rinnovabile per l'industria e all'1% per i trasporti (con moltiplicatori), siano recepiti tenendo conto delle difficoltà concrete del mercato. In particolare, si chiede di:

- evitare meccanismi di “gold plating” che aggravino la competitività industriale;
- mantenere la responsabilità del raggiungimento dei target in capo allo Stato e non alle imprese;
- garantire una traiettoria flessibile e modulazione delle sanzioni per gli operatori;
- valorizzare le forme di supporto diretto alla produzione, meno distorsive degli obblighi normativi.

Confindustria respinge inoltre l'ipotesi di introdurre sistemi di domanda vincolata per l'industria, proponendo invece incentivi diretti (ad es. premi in conto capitale per impianti

hydrogen ready) e meccanismi di garanzie d'origine estesi anche all'idrogeno in blending.

- **Settore trasporti: gradualità, valorizzazione RCF e sinergia con incentivi**

Per quanto concerne i trasporti, Confindustria sottolinea che il settore è ancora in fase embrionale. Ritiene necessario:

- evitare target obbligatori rigidi e anticipati, privilegiando un avvicinamento graduale al 2030;
- valorizzare gli RFNBO anche usati come intermedi nei processi di raffinazione;
- escludere dal campo di applicazione gli obblighi per il settore marittimo, in quanto incompatibili con le logiche internazionali del bunkeraggio;
- riconoscere il ruolo dei RCF (carburanti da rifiuti non riciclabili), fondamentali per decarbonizzare trasporti e ridurre lo smaltimento in discarica;
- affiancare al sistema d'obbligo incentivi alla produzione, come i contratti per differenza, in coerenza con gli altri settori.

- **Aree dedicate e semplificazione amministrativa**

In linea con il recital 46 e l'art. 15e della RED III, Confindustria propone un modello in tre fasi per l'individuazione delle *“grid and storage dedicated areas”*: pianificazione da parte dei TSO, consultazione stakeholder e consolidamento. Ritiene fondamentale anche considerare l'impatto paesaggistico e proporre incentivi addizionali per i progetti localizzati in tali aree.

- **Fattori abilitanti per la filiera idrogeno**

Confindustria evidenzia diverse leve fondamentali per lo sviluppo dell'idrogeno:

- **qualificazione dell'idrogeno RFNBO**: i criteri stabiliti dagli atti delegati europei (es. 2023/1184) sono eccessivamente restrittivi e minano la bancabilità dei progetti. Confindustria chiede che tali criteri siano adattati al contesto operativo italiano e non rappresentino barriere all'avvio della filiera;
- **impiego diretto nei trasporti**: è prioritario incentivare l'intera filiera, includendo la produzione, le stazioni di rifornimento e l'acquisto dei veicoli a idrogeno, anche non pienamente rinnovabile, seguendo il modello di altri Paesi europei.
- **incentivi e importazione**: è urgente garantire la cumulabilità tra incentivi CapEx e OpEx, nonché posticipare la scadenza del giugno 2026 prevista dal PNRR, ormai incompatibile con i tempi di sviluppo industriale;
- **sviluppo infrastrutturale**: è necessario sviluppare reti per il trasporto di idrogeno e sfruttare sinergie con infrastrutture esistenti per ridurre costi e aumentare la sicurezza;

- **semplificazione autorizzativa:** occorre un processo autorizzativo più rapido ed efficiente per sbloccare progetti in fase avanzata;
- **blending e power-to-gas:** l'idrogeno in miscela con il metano può rappresentare una soluzione chiave per la decarbonizzazione dei settori civile e industriale. Il blending fino al 10% (compatibile con l'infrastruttura esistente) dovrebbe essere pienamente abilitato, così come lo sviluppo di impianti Power-to-Gas per immagazzinare energia da FER in eccesso.

2) Direttiva (UE) 2023/1791 – EED: Efficienza Energetica

- **Neutralità tecnologica e revisione dei criteri di efficienza**

Confindustria ritiene imprescindibile mantenere un approccio inclusivo alla definizione di efficienza energetica, rigettando l'esclusione di soluzioni tecnologiche alimentate da combustibili fossili, se altamente efficienti. È il caso delle caldaie a condensazione alimentabili con gas rinnovabili, che possono offrire importanti benefici in termini di riduzione dei consumi ed emissioni.

- **Cogenerazione ad alto rendimento**

Confindustria sottolinea la centralità della cogenerazione per il sistema energetico nazionale, ma rileva con preoccupazione l'introduzione di limiti emissivi (270 gCO₂/kWh) che, se non accompagnati da flessibilità regolatorie (es. principio dell'"impianto virtuale"), rischiano di compromettere gravemente la sostenibilità economica e tecnica di questa tecnologia. Confindustria auspica un recepimento che mantenga e valorizzi l'efficienza acquisita, anche attraverso l'uso di biometano e gas verdi.

- **Diagnosi energetiche e sistemi di gestione**

Confindustria accoglie positivamente l'obbligo di sistemi di gestione dell'energia certificati per le imprese con consumi superiori a 85 TJ, ma chiede che il recepimento nazionale riconosca pienamente l'equivalenza (e superiorità) gestionale di questi sistemi rispetto alla diagnosi energetica, evitando duplicazioni burocratiche.

- **Qualificazione operatori e interventi nel settore edilizio**

La direttiva introduce importanti obblighi di qualificazione per gli operatori delle ristrutturazioni energetiche. Confindustria ritiene essenziale che questi obblighi siano applicati rigorosamente a livello nazionale, per garantire qualità, affidabilità e sicurezza degli interventi, evitando il ripetersi di distorsioni emerse nel periodo del Superbonus.

- **Conversioni energetiche e armonizzazione normativa**

Confindustria sottolinea l'importanza di definire coerentemente i fattori di energia primaria per i diversi vettori (inclusi quelli gassosi) e armonizzare le normative tra

elettrivori e gasivori, per eliminare incertezze e facilitare il rispetto delle green conditionalities.

7. Consultazione FER Termiche

di Elena Bruni

Confindustria ha presentato le proprie osservazioni [Risposta Consultazione FER Termiche](#) alla Consultazione pubblica per la disciplina del meccanismo di incentivazione degli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni, attraverso procedure di accesso competitive, ai sensi dell'articolo 10 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, per il perseguimento degli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

Principali novità di settore

8. Commissione UE: pubblicata la Roadmap per il phase-out dell'energia russa

di Stefano Terzaghi

Il 6 maggio 2025, la Commissione europea [ha adottato una comunicazione](#) contenente una **Roadmap per il completamento dell'uscita dell'UE dalle importazioni energetiche dalla Russia**, inclusi gas, petrolio e materiali nucleari. Il documento si inserisce nel quadro strategico definito da [REPowerEU](#), [Clean Industrial Deal](#) e [Competitiveness Compass](#), e mira a rafforzare la sicurezza energetica e geopolitica dell'Unione, in parallelo alla decarbonizzazione.

Secondo i dati 2024 riportati nella comunicazione, la dipendenza residua da Mosca rimane significativa. Le importazioni di gas russo (pipeline e GNL) ammontano a circa **52 bcm**, pari al **19%** del fabbisogno UE, con un incremento rispetto al 2023. Le forniture di petrolio sono ancora rilevanti in **Slovacchia** e **Ungheria**, mentre sul fronte nucleare persiste la dipendenza da **combustibile russo per reattori VVER**, diffusi in diversi Stati membri dell'Europa orientale.

La Roadmap si articola in **nove azioni operative**, con misure di diversa natura e orizzonte temporale:

- **Gas:** divieto di firmare nuovi contratti (spot e long-term) entro fine 2025, e cessazione di tutti i contratti esistenti entro il 2027. È inoltre prevista una **strategia di tracciabilità**, con obblighi di comunicazione e monitoraggio dei flussi, e il rafforzamento di **AggregateEU**. La Commissione stima una riduzione della domanda UE di gas pari a 40-50 bcm entro il 2027 e un aumento globale della disponibilità di GNL tra i 200 e i 250 bcm entro il 2028.
- **Nucleare:** sono previste misure per bloccare nuovi contratti co-firmati con fornitori russi da parte della **Euratom Supply Agency**, limitare l'uso di uranio arricchito russo e sostenere processi di qualifica per fornitori alternativi. Gli Stati membri con reattori VVER dovranno predisporre **piani nazionali di sostituzione del combustibile**, accompagnati da misure di riconversione tecnica e stoccaggio.
- **Petrolio:** la Slovacchia e l'Ungheria dovranno presentare entro il 2027 **piani di abbandono del greggio russo**, prevedendo modifiche tecniche agli impianti e la diversificazione degli approvvigionamenti.
- **Altre misure:** la Roadmap include anche il lancio di una **European Radioisotopes Valley** per accrescere l'autonomia europea nella produzione di radioisotopi, azioni contro la **shadow fleet** impiegata per eludere le sanzioni petrolifere, e un rafforzamento dei meccanismi di controllo marittimo e doganale.

I primi atti legislativi attuativi sono attesi entro **giugno 2025**, con una serie di proposte riguardanti il gas, l'uranio e i controlli sulle importazioni. Gli **Stati membri dovranno presentare entro fine anno i piani nazionali di phase-out**, in linea con i principi della strategia condivisa.

Il documento sottolinea la necessità di garantire coerenza tra gli obiettivi di **decarbonizzazione, competitività e sicurezza degli approvvigionamenti**, soprattutto in un contesto globale in cui solo una parte delle emissioni è soggetta a meccanismi di carbon pricing. La riuscita del processo dipenderà dall'effettiva attuazione delle misure, dal coordinamento tra gli Stati membri e dalla disponibilità di alternative tecnologiche e infrastrutturali su scala europea.

9. Bozza aggiornata atto delegato metodologia emissioni dell'idrogeno low-carbon

di Stefano Terzaghi

Il 29 aprile 2025, la **Commissione europea** ha trasmesso agli Stati membri [una nuova bozza di atto delegato](#) relativo alla **metodologia per il calcolo delle emissioni di gas serra** associate alla produzione di **idrogeno low-carbon**, con riferimento sia all'idrogeno da fonte nucleare che a quello prodotto da combustibili fossili con cattura della CO₂ (CCS). Il testo aggiorna la versione circolata a settembre 2023 ed è accompagnato da un **allegato tecnico dettagliato**. La discussione tra esperti nazionali è programmata per il **15 maggio**.

L'iniziativa si inserisce nel pacchetto attuativo della [Direttiva \(UE\) 2024/1788](#), che stabilisce le condizioni per l'etichettatura dell'idrogeno a basse emissioni e dei combustibili derivati, e rappresenta un passaggio chiave per l'implementazione della strategia di decarbonizzazione nei settori industriali hard-to-abate.

Uno degli elementi più dibattuti resta la questione del **riconoscimento dell'idrogeno da fonte nucleare tramite contratti PPA (Power Purchase Agreement)**. La versione precedente dell'atto faceva riferimento a una futura metodologia specifica da adottare entro luglio 2028, una tempistica considerata eccessivamente dilatata da alcuni Stati membri, tra cui in particolare la Francia. La nuova bozza introduce un aggiornamento parziale: in uno dei considerando viene indicata l'intenzione di lanciare una **consultazione pubblica entro il 30 giugno 2026** per valutare tale metodologia, ma **nessuna previsione vincolante** è stata inserita nel corpo normativo.

Sul piano metodologico, il documento conferma le **tre opzioni** precedentemente proposte per il calcolo delle emissioni da elettrolisi (approccio marginale, temporale e media nazionale annua), e introduce una **quarta opzione** su richiesta della Germania: la possibilità di calcolare le emissioni in base alla **media oraria del mix elettrico nazionale al momento della produzione**. Viene inoltre aggiornata la banca dati relativa all'intensità carbonica dei mix elettrici nazionali, includendo per la prima volta anche le **importazioni nette di elettricità**.

La bozza conferma il **criterio di riduzione minima del 70% delle emissioni** rispetto al combustibile fossile di riferimento, in coerenza con la normativa UE, e mantiene l'impostazione metodologica anche per gli altri vettori low-carbon, inclusi quelli prodotti tramite CCS. Sono inoltre specificate le regole per l'**attribuzione delle emissioni nei processi di co-produzione** e il trattamento delle **materie prime e dell'energia** utilizzate nei processi produttivi.

Nonostante il livello di dettaglio tecnico, il testo **non risolve i principali nodi politici**, in particolare l'assenza di una posizione chiara sul ruolo dell'idrogeno nucleare nella cornice regolatoria europea. L'incertezza sulla futura metodologia per i PPA è considerata da alcuni Stati come un elemento che potrebbe **ritardare gli investimenti** e generare un effetto di stallo nella realizzazione dei progetti in pipeline.

La Commissione ha indicato l'intenzione di finalizzare l'atto entro l'estate 2025. Tuttavia, il consenso politico rimane incerto. La discussione tecnica del **15 maggio** costituirà un passaggio rilevante per verificare l'emergere di un orientamento condiviso tra gli Stati membri o la necessità di un rinvio del dossier alla prossima presidenza per ulteriori negoziati.

10. Consultazioni CE su EU ETS e Industrial Decarbonisation Accelerator Act

di Stefano Terzaghi

Nel mese di aprile 2025, la **Commissione europea** ha avviato due consultazioni pubbliche relative a iniziative strategiche per la politica climatica e industriale dell'Unione: da un lato il [riesame del sistema EU ETS](#), dall'altro la preparazione del futuro [Industrial Decarbonisation Accelerator Act](#). Entrambe le consultazioni sono funzionali all'elaborazione di **proposte legislative attese nel 2026** e mirano a raccogliere contributi da parte di imprese, autorità pubbliche, società civile e altri stakeholder.

La prima consultazione riguarda il **riesame dell'EU ETS**, con focus su impianti fissi, aviazione, trasporto marittimo e **Market Stability Reserve (MSR)**. L'obiettivo è valutare l'efficacia del sistema di scambio delle quote alla luce della recente estensione del campo di applicazione (inclusione del settore marittimo a partire dal 2024) e delle modifiche introdotte dal pacchetto legislativo **Fit for 55**. La consultazione copre anche la possibilità di estendere il sistema a ulteriori attività emmissive, tra cui l'**incenerimento dei rifiuti** e le **navi di piccola stazza**, nonché la valutazione di meccanismi per l'integrazione degli **assorbimenti di carbonio**.

L'analisi comprende inoltre la **valutazione del rischio di rilocalizzazione delle emissioni**, l'eventuale revisione delle **soglie di inclusione per gli impianti industriali** e l'adeguatezza dei parametri attuali della **MSR** rispetto agli obiettivi al 2040 e al mantenimento della competitività industriale. La consultazione rimarrà aperta fino all'**8 luglio 2025**.

In parallelo, la Commissione ha aperto una seconda consultazione sul futuro **Industrial Decarbonisation Accelerator Act**, un'iniziativa finalizzata a **facilitare la decarbonizzazione delle industrie ad alta intensità energetica**, in particolare nei settori dell'acciaio, alluminio, cemento, chimica, ceramica, vetro e carta. L'obiettivo è la definizione di un quadro normativo che preveda **semplificazione autorizzativa, criteri comuni per identificare cluster industriali prioritari, strumenti di riduzione del rischio per gli investimenti e meccanismi di sostegno alla domanda di prodotti low-carbon**.

Tra le opzioni in fase di valutazione figurano l'introduzione di **etichettature volontarie**, l'inserimento di **criteri di sostenibilità ambientale negli appalti pubblici**, e il supporto a

tecnologie quali **cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS)**, **idrogeno low-carbon** e **biomassa industriale**. La consultazione è aperta fino al **25 giugno 2025**.

Entrambe le iniziative sono parte integrante dell'attuazione del **Clean Industrial Deal** e del disegno complessivo della Commissione per definire il **quadro normativo post-2030** in materia di clima e industria. L'esito di queste consultazioni sarà rilevante per orientare i futuri strumenti legislativi in modo coerente con gli obiettivi climatici dell'Unione, assicurando al contempo condizioni compatibili con la **competitività industriale** e la **sicurezza degli approvvigionamenti**.

11. Mancata produzione FER

di Barbara Marchetti

Con delibera 128/2025/R/efr il Regolatore **ha deciso di estendere i rimborsi dovuti ai produttori eolici** per i casi in cui il Gestore di rete deve interromperne la produzione per ragioni di sicurezza di sistema **anche alle altre fonti rinnovabili e rimuovere inoltre la franchigia, considerata la previsione di Terna che la prossima primavera i casi di curtailment aumenteranno**.

Considerato quindi il potenziale incremento dell'impiego di modulazioni straordinarie a scendere già a decorrere dalla primavera 2025, **Arera ha giudicato necessario e urgente estendere anche alle fonti rinnovabili non programmabili diverse dalla fonte eolica il diritto alla remunerazione della mancata produzione derivante dalle citate modulazioni a scopo emergenziale**.

I costi dell'estensione delle compensazioni, insieme all'eliminazione della franchigia, verranno socializzati attraverso le componenti a copertura dei costi di dispacciamento.

12. Consultazione MACSE per la definizione del premio massimo

di Barbara Marchetti

Lo scorso 15 aprile il Regolatore con il [documento 168/2025/R/eel](#) ha avviato la **consultazione pubblica per definire il premio massimo che sarà applicato nella prima asta del MACSE**, il nuovo meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, previsto dal decreto legislativo 210 del 2021. **Il meccanismo, che sarà gestito da Terna e si affiancherà ai mercati esistenti dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità, è pensato esclusivamente per valorizzare e incentivare lo sviluppo dello storage elettrico.**

Nel documento posto in consultazione, **l'ARERA propone un premio massimo pari a 32.000 euro per megawattora all'anno**. Questa soglia è stata calcolata applicando il "Cone", cioè il costo di ingresso di un nuovo operatore nel mercato, come stabilito dalla Commissione

europea nella decisione che ha approvato la compatibilità del MACSE con le norme sugli aiuti di Stato. Il parametro di riferimento per i costi deriva da uno studio aggiornato di Terna, allegato alla consultazione, che tiene conto della recente evoluzione dei prezzi delle batterie agli ioni di litio. In particolare, **l'Autorità ha scelto di basare i calcoli sul valore più basso dell'intervallo stimato per l'investimento – 191.000 euro/MWh – aumentato del 12% per tener conto del necessario sovradimensionamento degli impianti** (dovuto alla perdita di capacità con il tempo) **e di un ulteriore 9% per coprire i costi finanziari sostenuti nella fase di costruzione. Il risultato finale porta il valore d'investimento a 241.000 euro/MWh.**

Gli altri parametri considerati sono un costo operativo fisso (Opex) di **4.000 euro/MWh/anno, pari al 2% del Capex netto**, e una durata utile dell'impianto fissata a 15 anni. Il rendimento medio dei sistemi è stimato tra l'80 e il 90%, mentre il tempo di costruzione è previsto in due anni, escludendo tuttavia i tempi legati alle autorizzazioni. **Il tasso di remunerazione del capitale (Wacc)**, calcolato secondo la metodologia TIWacc adattata al MACSE, **è indicato in via preliminare all'8,1% nominale ante imposte**, aggiornato al 28 febbraio 2025. Questo tasso sarà comunque definito in modo definitivo almeno sessanta giorni prima dell'asta.

Si segnala, inoltre, che **Terna ha pubblicato il calendario delle scadenze per partecipare alla prima asta del MACSE**: entro il 2 giugno 2025 dovranno essere presentate le richieste di ammissione, seguite dal caricamento dei progetti qualificati il 17 luglio e dalla presentazione delle garanzie pre-gara entro il 21 agosto. La documentazione autorizzativa andrà presentata entro il 26 agosto. L'asta vera e propria si svolgerà il 30 settembre.

Il fabbisogno di capacità da coprire per il 2028 è di 10 GWh, ma la quota realmente assegnabile dipenderà dalla capacità effettivamente qualificata: secondo il regolamento, non potrà superare l'80% di quest'ultima. Al momento, **al 28 febbraio 2025, risultano 9,1 GWh potenzialmente candidabili, il che significherebbe una capacità massima assegnabile pari a 7 GWh**, salvo ulteriori progetti autorizzati entro l'estate. Secondo Terna, questo limite potrebbe essere superato grazie anche agli impianti distribuiti non ancora censiti, ma comunque rilevanti in termini di volumi.

La consultazione resterà aperta fino al 16 maggio 2025.

13. Consultazione Terna per rientro in piattaforma Ue Picasso

di Barbara Marchetti

Terna ha avviato una nuova consultazione pubblica per aggiornare il Codice di Rete, con l'obiettivo di rientrare nella piattaforma europea **Picasso**, da cui l'Italia era uscita all'inizio del 2024. Questa piattaforma è dedicata allo scambio di energia di bilanciamento per la regolazione automatica della frequenza (aFRR), un meccanismo essenziale per garantire la stabilità del sistema elettrico.

La proposta presentata da **Terna introduce alcune novità rilevanti**. Tra queste, la possibilità di rendere disponibili su Picasso anche risorse che non sono state precedentemente riservate nei mercati di bilanciamento italiani (le cosiddette “free-bids”), e di inviare richieste di bilanciamento con un certo grado di flessibilità rispetto al prezzo. Inoltre, viene stabilito che il **valore minimo delle semibande di riserva aFRR sarà di 1 MW**, e si prevede un **aggiornamento nelle modalità di qualifica per l’accesso al servizio**.

Il termine per l’invio delle osservazioni è fissato all’**8 giugno 2025**.

Terna ha, inoltre, annunciato un **webinar informativo** che si terrà il **16 maggio 2025**, durante il quale **verranno presentate le azioni avviate per ottimizzare il dispacciamento e contenere i costi del sistema, nell’ambito dei meccanismi di incentivazione introdotti da ARERA negli ultimi anni**. Per partecipare al seminario è necessario iscriversi entro il 15 maggio tramite il modulo disponibile online sul sito Terna