



Focus Energia

n. 51 – Settembre 2025

Sommario

Approfondimenti e Posizionamenti	3
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	3
2. Bilancio Energia Elettrica	9
3. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale	12
4. Aggiornamento Energy Release 2.0	16
Principali novità di settore	17
5. CBAM – semplificazione approvata: misura utile, ma non risolutiva	17
6. Decarbonizzazione industriale: la proposta trilaterale al Consiglio Competitività 18	
7. Consultazione UE sul nuovo Quadro di sicurezza energetica	19
8. Consultazione UE sul futuro Piano d'azione per l'elettrificazione	19
9. Pubblicazione Studio MASE sulla CCUS	20
10. Obbligo installazione CCI - Delibera 385/2025/R/EEL	29
11. Servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire per l'anno 2026	31
12. Conto Termico 3.0: il decreto è in Gazzetta Ufficiale	32
13. DM Titoli Efficienza Energetica pubblicato in G.U.	33

Approfondimenti e Posizionamenti

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

di Barbara Marchetti

Nel mese di settembre 2025 i mercati energetici europei non hanno registrato variazioni di rilievo: i prezzi dell'elettricità e del gas sono rimasti pressoché stabili, oscillando solo entro margini limitati senza mostrare tendenze nette al rialzo o al ribasso.

L'incertezza geopolitica resta però elevata e continua a rappresentare un fattore di rischio:

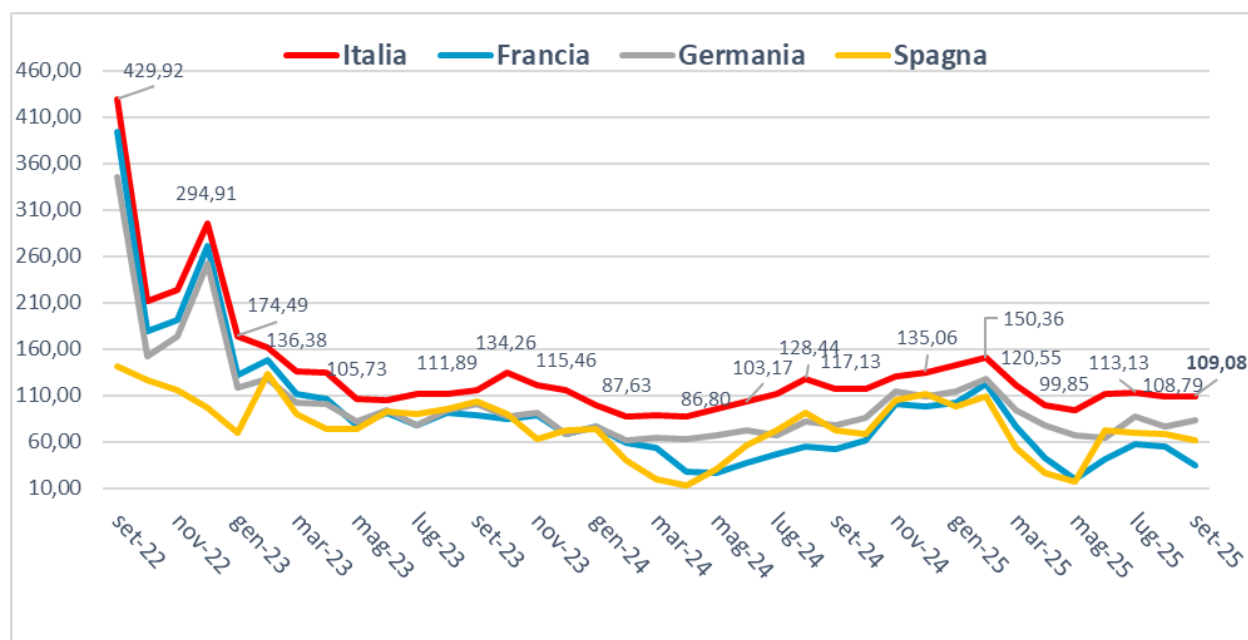
- sul fronte orientale, la guerra in Ucraina si è intensificata con massicci attacchi russi di missili e droni, alcuni dei quali intercettati lungo le rotte verso la Polonia. Questo ha alimentato le preoccupazioni di un possibile allargamento della minaccia aerea agli Stati NATO confinanti, con conseguente rafforzamento delle misure di sorveglianza dell'Alleanza;
- sul fronte mediorientale, Israele ha proseguito le operazioni militari su Gaza City, mentre la Commissione europea ha proposto un nuovo pacchetto di sanzioni contro membri del governo israeliano, coloni violenti e Hamas. L'adozione resta tuttavia incerta a causa dei veti e delle divisioni interne ai 27 Stati membri, rinviando un via libera che avrebbe potenziali ricadute anche commerciali;
- nei confronti della Russia, la Commissione UE ha presentato il 19° pacchetto di sanzioni che include la proposta di anticipare al 2027 – rispetto al 2028 – il divieto di importazione di GNL russo. La misura è ancora in fase di discussione e non ha ricevuto approvazione definitiva, ma si inserisce in una strategia di lungo periodo volta all'azzeramento dei flussi via mare e via Turkstream.

Questi sviluppi hanno accresciuto l'incertezza di scenario ma, grazie alla stagionalità favorevole (domanda in calo dopo l'estate mite), agli stoccaggi pieni (Italia oltre il 90% del target ottimale, Europa all'82% con proiezione oltre l'85% entro ottobre) e alla ampia offerta di GNL che compensa le riduzioni temporanee dei flussi via tubo da Norvegia e Algeria per manutenzioni stagionali, i prezzi spot europei di gas ed elettricità non hanno registrato rialzi significativi.

La produzione rinnovabile e l'annuncio di EDF di una forte disponibilità nucleare per i prossimi due trimestri hanno rafforzato l'offerta, con un livello di indisponibilità programmata ai minimi dal 2018. Questo ha consentito alla Francia di aumentare le esportazioni e di contenere i prezzi a livello continentale.

I prezzi medi spot dell'energia elettrica di settembre si confermano pressoché in linea con agosto: **Italia = 109,09 €/MWh, Germania = 83,51 €/MWh, Francia = 34,81 €/MWh, grazie all'elevata disponibilità nucleare e Spagna = 61,61 €/MWh.**

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



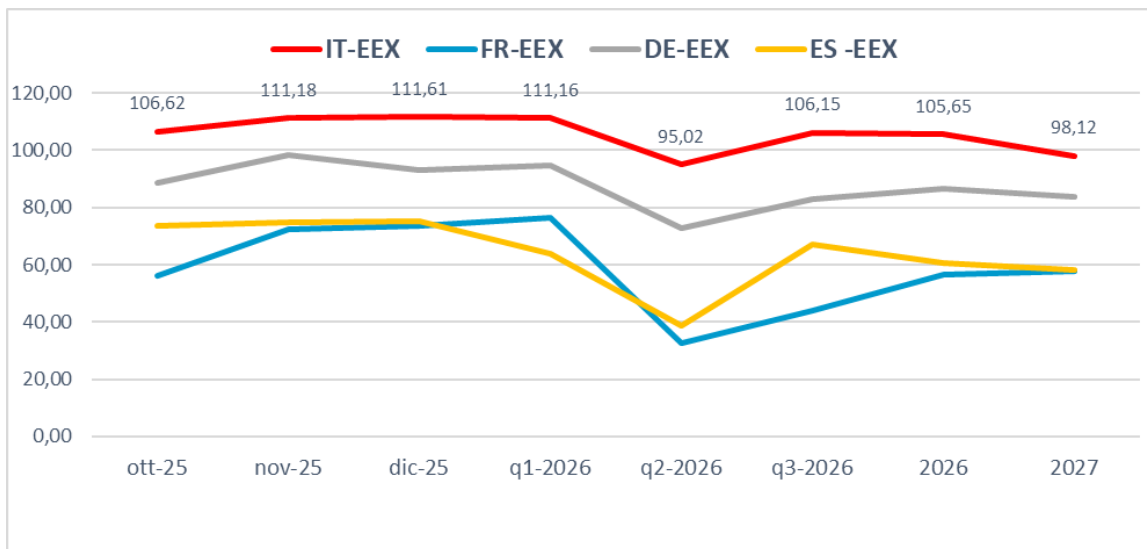
Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, NordPool, OMIE, Powernext

Come già in primavera, in Francia e Spagna nelle ore centrali della giornata si osservano frequentemente prezzi a zero, mentre in Italia il PUN nelle stesse fasce orarie resta sopra i 100 €/MWh.

La stagnazione della domanda elettrica ha favorito la crescita della quota rinnovabile nel mix e contenuto la domanda di gas nel termoelettrico.

Le quotazioni futures, al 29 settembre, riflettono stabilità: **power Italia Cal26 105,65 €/MWh, Cal27 98,12 €/MWh.**

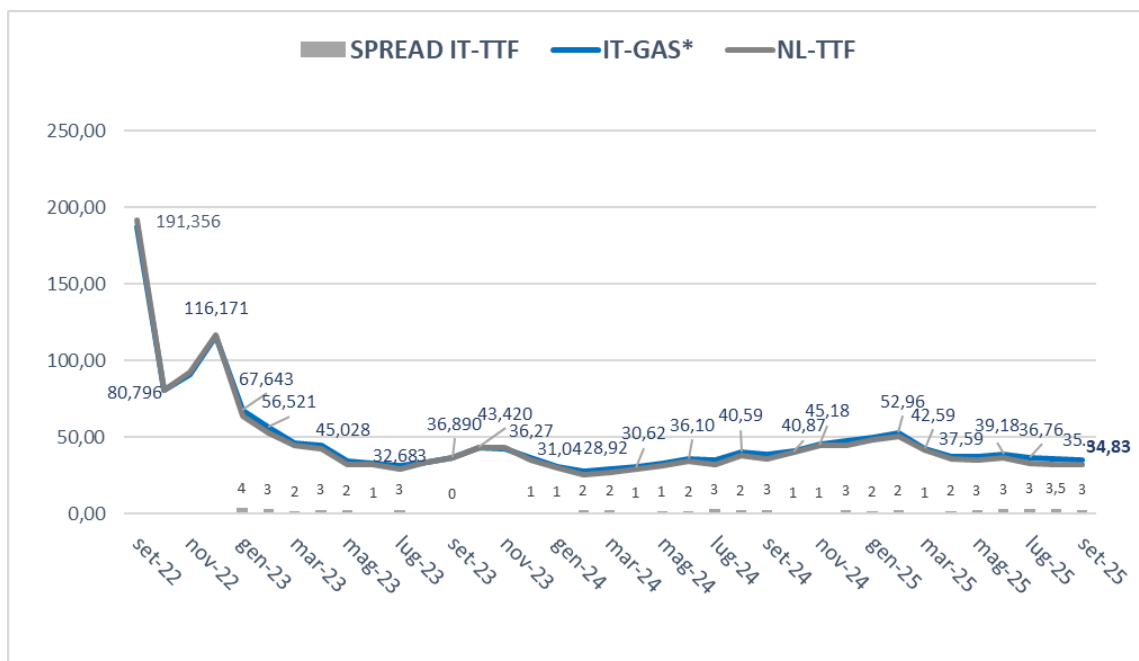
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 29.09.2025 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Lo spread PSV-TTF si riduce a circa 3 €/MWh, rimanendo però superiore ai livelli centroeuropei. Le dichiarazioni del Segretario all'Energia USA Wright sul raddoppio dell'export di GNL nei prossimi 4–5 anni rafforzano l'aspettativa di un mercato più bilanciato lato offerta, anche se persistono rischi legati alle tensioni geopolitiche e alla sicurezza delle rotte di approvvigionamento.

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

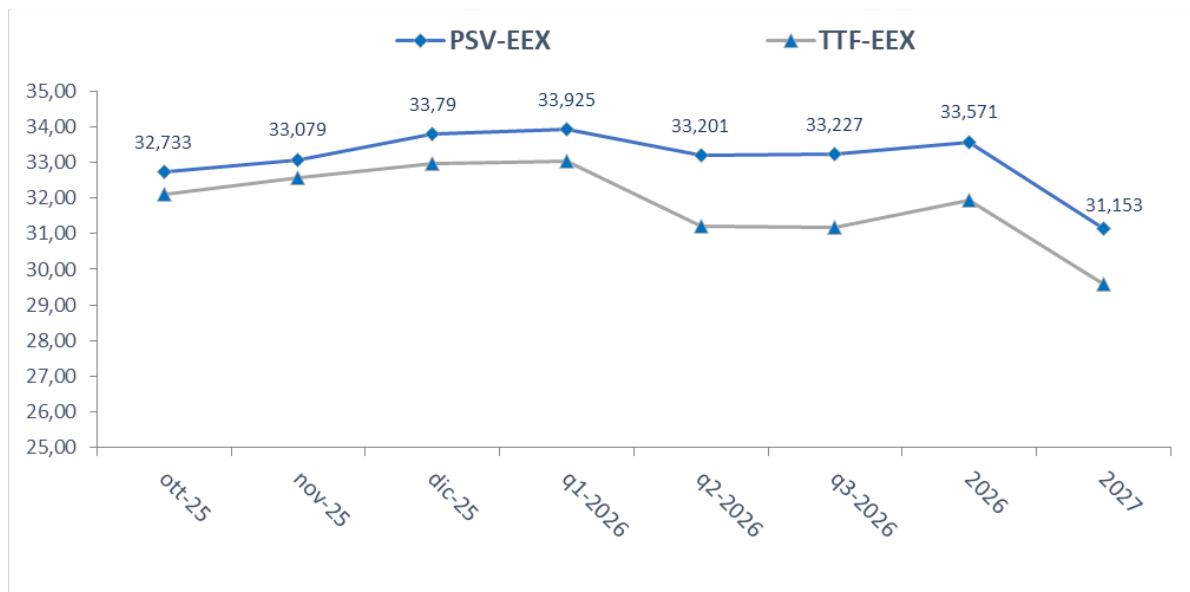


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

L'annuncio del Segretario all'Energia USA Wright di voler raddoppiare l'export di GNL nei prossimi 4–5 anni conferma l'attesa di un mercato globale più "lungo" lato offerta, con minore pressione sui prezzi europei nel medio-lungo termine.

Le **quotazioni futures gas**, al 29 settembre 2025, proseguono in un range ristretto: **PSV Cal26 33,571 €/MWh, TTF Cal26 31,947 €/MWh; PSV Cal27 31,153 €/MWh TTF Cal27 29,58 €/MWh.**

Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 29.09.2025

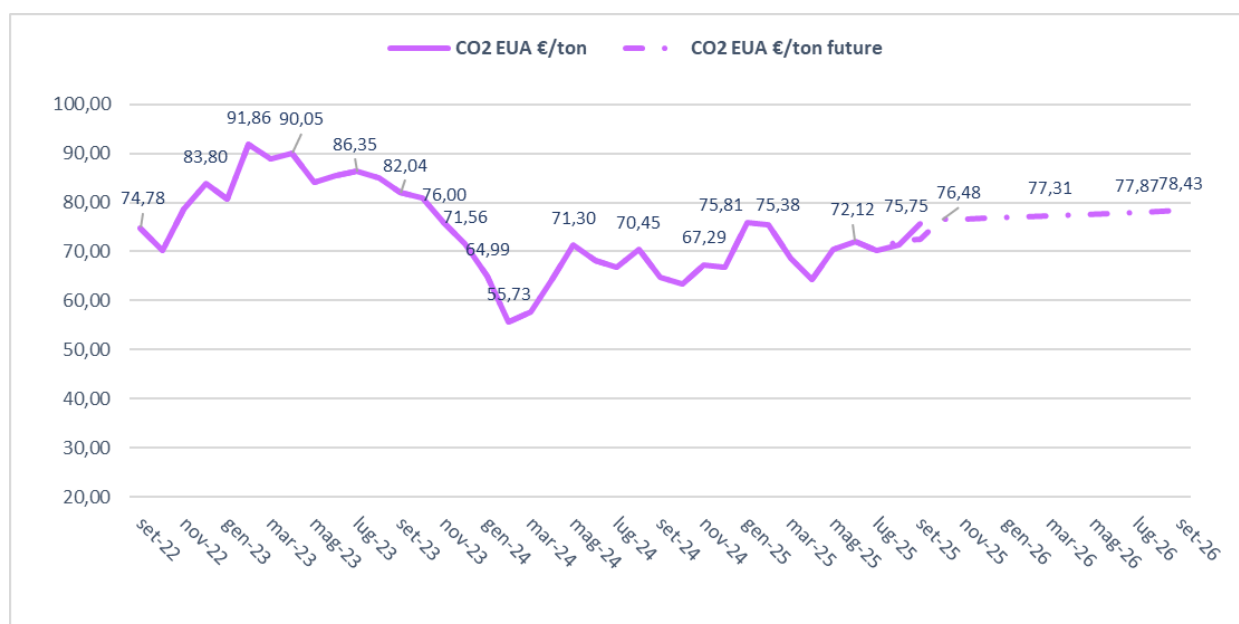


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

In Italia, il Governo sta preparando il nuovo **Decreto-legge Energia**, ancora in bozza, per affrontare nodi infrastrutturali e regolatori. In parallelo procede l'attuazione del regolamento **Energy Release 2.0**: se le misure su saturazione virtuale e differenziale PSV–TTF saranno confermate, l'Italia potrà attenuare la storica penalizzazione rispetto ai prezzi centroeuropei.

Sul fronte ambientale, Le quotazioni dei permessi di emissione EU ETS si sono stabilizzate intorno a 76 €/tonn, sui massimi di periodo.

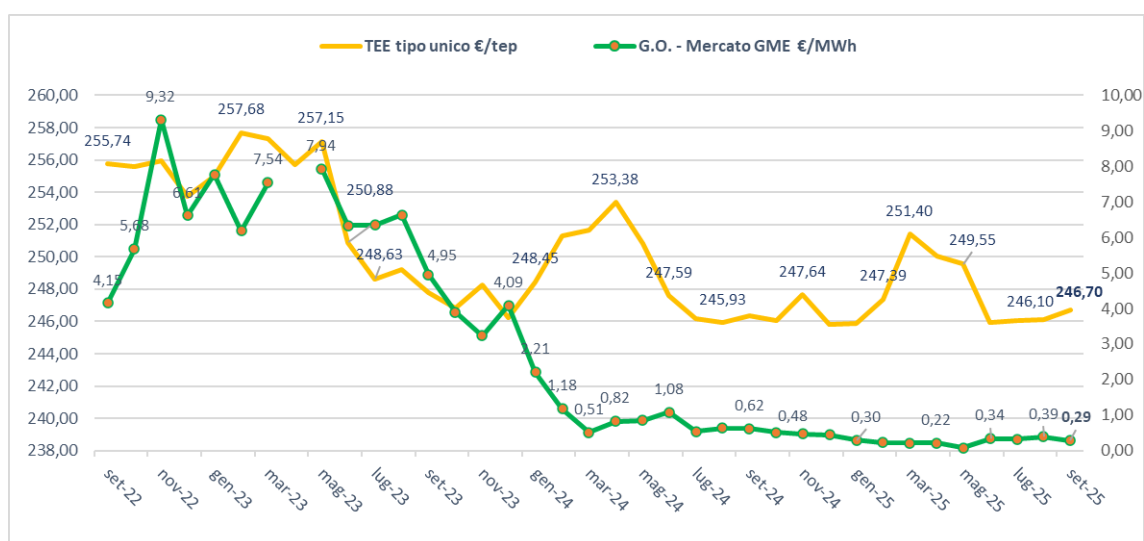
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 29.09.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

I **Titoli di Efficienza Energetica (TEE)** restano stabili a circa **247 €/tep**, mentre le **Garanzie d'Origine (GO)** hanno oscillato in settembre tra **0,26 e 0,39 €/MWh**.

Mercati ambientali: andamento TEE e GO

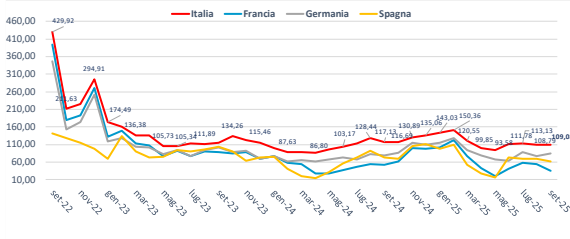


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

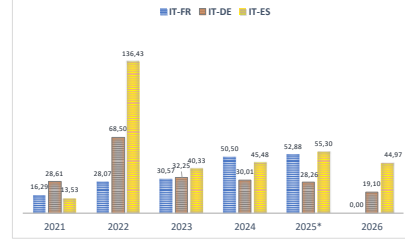
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

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



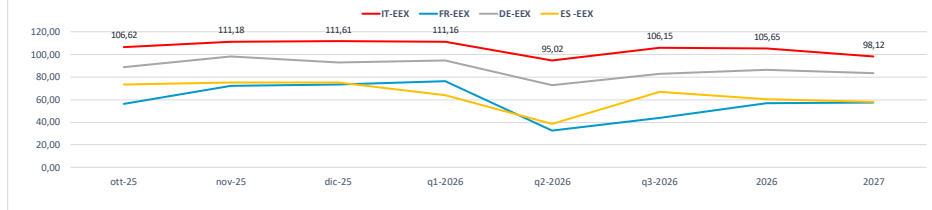
Spread Elettrico €/MWh



2025: quotazioni al consuntivo; 2026: quotazioni future del 29.09.2025

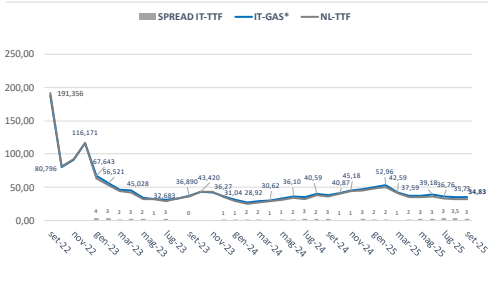
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 29.09.2025 - €/MWh



Mercato Gas

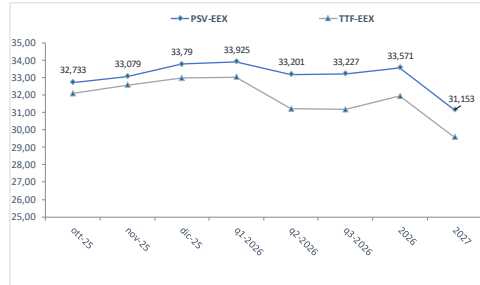
Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



*Valori IG Index GME dal mese di agosto 2023

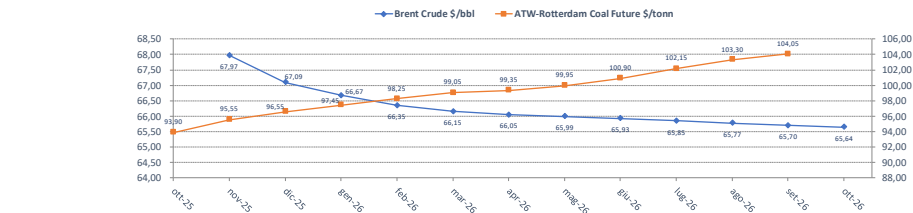
**Media prezzi giornalieri fino al 30.09.2025

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 30.07.2025 - €/MWh



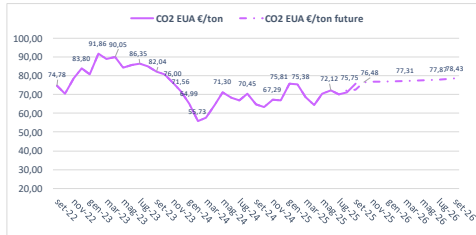
Mercato Commodities

Prezzi future al 29.07.2025

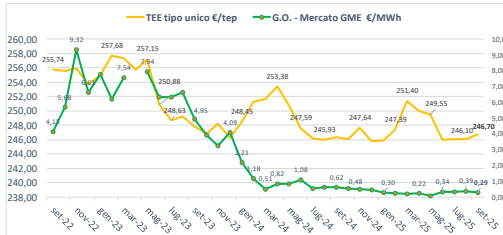


Mercati Ambientali

CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 29.09.2025



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. Bilancio Energia Elettrica

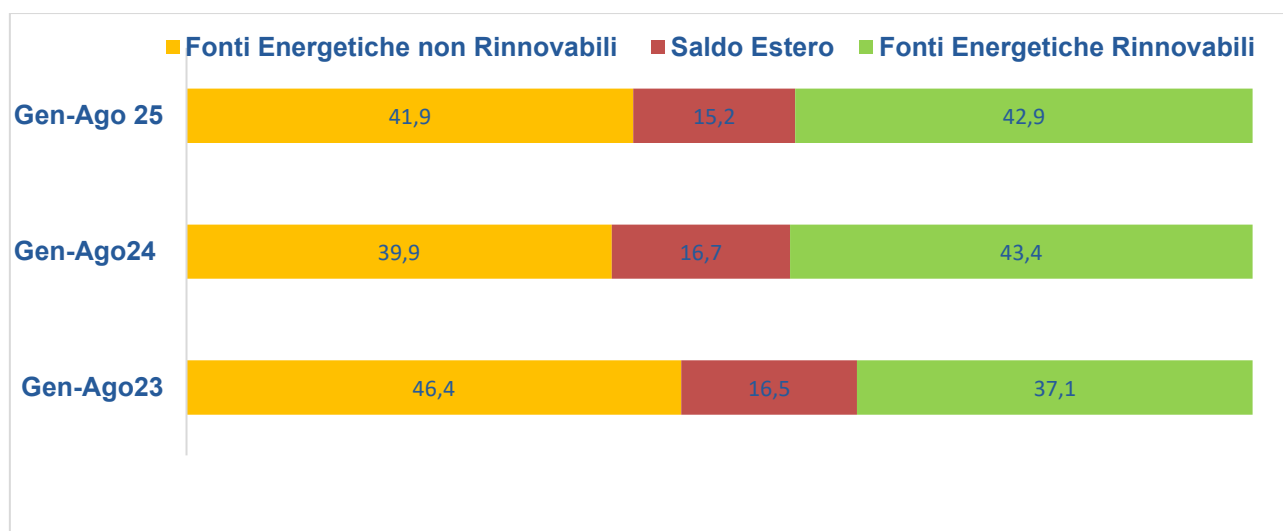
di Barbara Marchetti

Dal *Rapporto mensile di Terna* di agosto emerge che nel **2025** la richiesta di energia elettrica è stata pari a **207 TWh** (207.295 GWh), in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2024 (-1,4%) ma in aumento rispetto al 2023 (+1,5%).

COPERTURA PER FONTE DEL FABBISOGNO ELETTRICO NAZIONALE (%)

Nel **2025** la domanda è stata soddisfatta per il **41,9%** dalla produzione da **fonti energetiche non rinnovabili**, per il **42,9%** da **fonti energetiche rinnovabili** e per la quota restante dal **saldo estero**.

Copertura per fonte del Fabbisogno Elettrico nazionale (%)



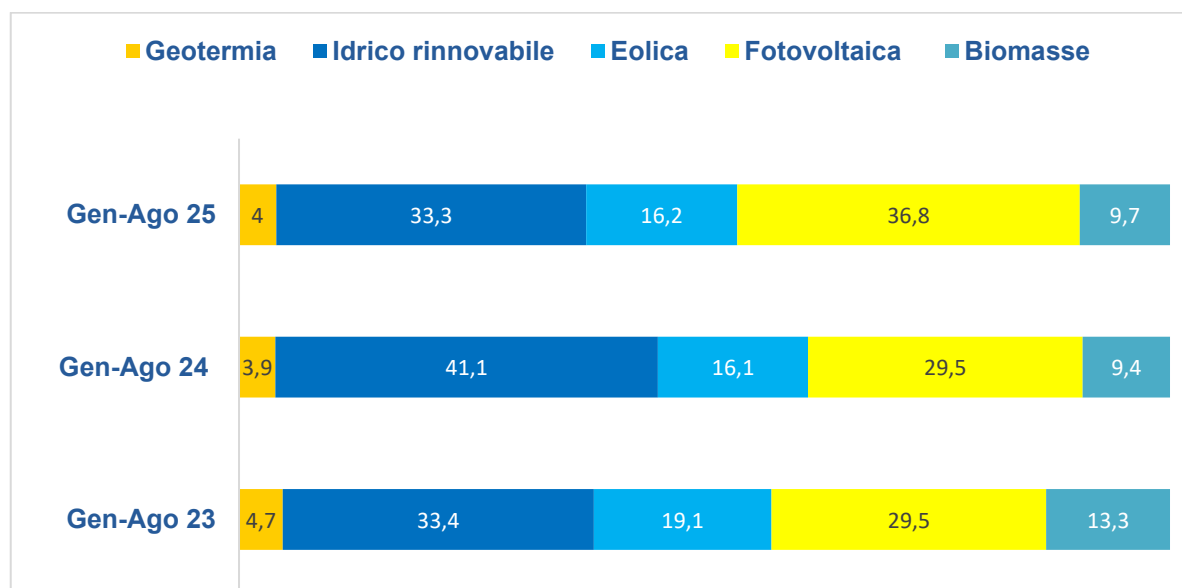
Fonte: Rapporto Mensile Terna

La copertura del fabbisogno delle fonti non rinnovabili è in aumento dal 39,9% del 2024 al 41,9% del 2025.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE (%)

Nel 2025 la **produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 89,0 TWh in riduzione rispetto al 2024 (-2,6%)** soprattutto per il forte calo dell'idroelettrico (-21%) e la minore ventosità che ha frenato l'eolico (-1,9%). La crescita del fotovoltaico (+21,5%) non è stata sufficiente a compensare queste flessioni.

Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (%)



Fonte: Rapporto Mensile Terna

NUOVA CAPACITÀ FER E ACCUMULI

Nei **primi otto mesi del 2025** la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di **4,04 GW**, (-5,7%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Più nel dettaglio: la capacità del fotovoltaico in esercizio è aumentata di 3,68 GW (-15,4 rispetto al primo semestre 2024); la capacità eolica in esercizio è aumentata di 337 MW (-30,5 rispetto allo stesso periodo 2024%).

La potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 1,46 GW, -1,9% rispetto al 2024. **La capacità utilizzabile massima degli accumuli in esercizio è aumentata di 4.24 GWh**, +3,7% rispetto al 2024. **Si registrano circa 837.000 sistemi di accumulo in esercizio.**

BURDEN SHARING REGIONALE

Segue la tabella con la variazione netta di capacità installata **gennaio 2021 – agosto 2025** suddivisa per regione e il relativo **target progressivo ad agosto 2025**.

Il target è calcolato sulla base della ripartizione regionale prevista nel **DM Aree Idonee**, riproporzionando mensilmente la potenza aggiuntiva prevista per l'anno in corso

Variazione della capacità installata gen. 2021 – ago. 2025 e scostamento dal target regionale

Regione	Delta installato gen 21 - ago 25 [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - ago 25 [MW]	Delta [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - dic 25 [MW]
ABRUZZO	472	578	-106	640
BASILICATA	513	680	-166	748
CALABRIA	461	754	-293	857
CAMPANIA	1.279	1.168	111	1.297
EMILIA ROMAGNA	1.743	1.663	80	1.851
FRIULI VENEZIA GIULIA	778	517	262	573
LAZIO	2.384	1.208	1.176	1.346
LIGURIA	215	253	-39	281
LOMBARDIA	2.982	2.464	519	2.714
MARCHE	505	605	-100	679
MOLISE	131	240	-109	273
PIEMONTE	1.748	1.393	354	1.541
PUGLIA	1.942	2.161	-219	2.405
SARDEGNA	1.060	1.368	-308	1.553
SICILIA	2.020	2.457	-436	2.764
TOSCANA	728	902	-174	1.019
TRENTINO ALTO ADIGE	449	347	102	381
UMBRIA	286	379	-93	429
VALLE D'AOSTA	33	40	-8	47
VENETO	2.012	1.717	295	1.889
Totale Italia	21.739	20.894	845	23.287

Fonte: Rapporto Mensile Terna – Agosto 2025

Il confronto tra la capacità installata (2021–agosto 2025) e i target del **DM Aree Idonee** mostra differenze territoriali rilevanti.

Regioni come **Lazio, Lombardia e Veneto** hanno già superato gli obiettivi intermedi, altre come **Sicilia, Sardegna e Calabria** risultano invece in ritardo.

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

3. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale

di Alessandro Alessio

Continua il monitoraggio di Confindustria sul mercato nazionale ed internazionale 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.

Di seguito il bilancio provvisorio 2025 insieme alla situazione attuale dei siti di stoccaggio.

FLUSSI E BILANCIO PROVVISORIO 2025

Nei primi 7 mesi del 2025 in Italia sono transitati quasi 45 Mld di Smc, di cui 43 Mld di Smc riconsegnati nella rete di trasporto e, quindi, utilizzati per i consumi civili, industriali e termoelettrici.

Il riconsegnato totale per la rete di trasporto dedicata all'industria è stato di 8,7 Mld di Smc, mentre il totale riconsegnato per quella dedicata al termoelettrico è stato di 15,7Mld di Smc.

Il riconsegnato totale per la rete di distribuzione (civile e parte del sistema industriale – principalmente PMI) è stato di 18 Mld di Smc.

Dall'analisi del bilancio gas (provvisorio) dei primi 6 mesi del 2025 si evincono come sempre tre aspetti fondamentali:

1. **export** ormai quasi azzerato (**1,3 Mld di Smc**) e rappresentante ca. il 3% del totale immesso nella rete e riconsegnato;
2. **produzione nazionale** in linea con gli ultimi anni (**2,47 Mld di Smc**), ossia limitata e capace di soddisfare **quasi il 6% dei consumi nazionali totali**;
3. un **massiccio ricorso all'import di gas (45,2 Mld di Smc)** che continua a rappresentare quasi il 100% del totale immesso nella rete e il **96%** del totale riconsegnato nella rete di trasporto, ossia il totale **dei consumi**.

Mese	Import	Produzione Nazionale	Export	Totale Immeso	Riconsegne Reti di Trasporto
Gennaio	4,812	0,312	0,072	8,141	7,976
Febbraio	4,651	0,271	0,109	7,387	7,351
Marzo	4,797	0,308	0,323	6,493	6,239
Aprile	5,214	0,281	0,224	4,386	4,207
Maggio	5,584	0,276	0,162	3,458	3,406
Giugno	5,677	0,264	0,164	3,729	3,462
Luglio	5,639	0,266	0,266	4,152	3,967
Agosto	4,625	0,262	0,262	3,194	3,162
Settembre	4,179	0,236	0,236	3,765	3,620
TOTALE	45,179	2,476	1,818	44,704	43,391
% tot riconsegnato	104,1%	5,7%	4,2%		
% tot immesso	101,1%	5,5%	4,1%		

Valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm3 - kWh at 25°C combustion

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

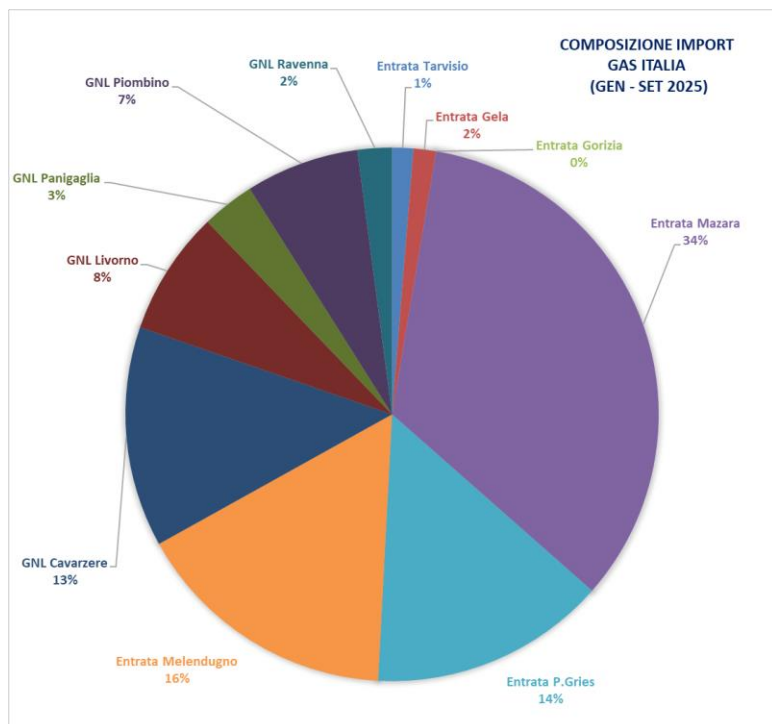
Come si può osservare dalla tabella successiva, le importazioni da Sud (51% del totale, in aumento rispetto a giugno) superano di 3 volte quelle da Nord (15% del totale), con il gas algerino che oramai rappresenta stabilmente il 35% del totale del gas importato (15 Mld di Smc), occupando la posizione che un tempo era occupata dal gas russo (ora 1% del totale, comunque in rialzo rispetto a giugno).

In costante aumento la percentuale di gas che arriva sottoforma di **GNL (33% del totale, +7 punti percentuali rispetto a giugno)**.

Mese	Entrate Nord	Entrate Sud	GNL
Gennaio	0,722	2,683	1,407
Febbraio	0,685	2,475	1,491
Marzo	0,363	2,801	1,632
Aprile	0,908	2,747	1,559
Maggio	0,869	2,759	1,957
Giugno	0,960	2,742	1,974
Luglio	1,151	2,478	2,009
Agosto	0,837	2,652	1,135
Settembre	0,560	1,843	1,776
Totale	7,057	23,181	14,941
% tot import	15,6%	51,3%	33,1%
% tot riconsegnato	16,26%	53,42%	34,43%

Valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm3 - kWh at 25°C combustion

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam



Composizione Import	
Entrata Tarvisio	0,58
Entrata Gela	0,62
Entrata Gorizia	0,00
Entrata Mazara	15,29
Entrata P.Gries	6,48
Entrata Melendugno	7,27
GNL Cavarzere	6,04
GNL Livorno	3,41
GNL Panigaglia	1,45
GNL Piombino	3,11
GNL Ravenna	0,94
Totale	45,20

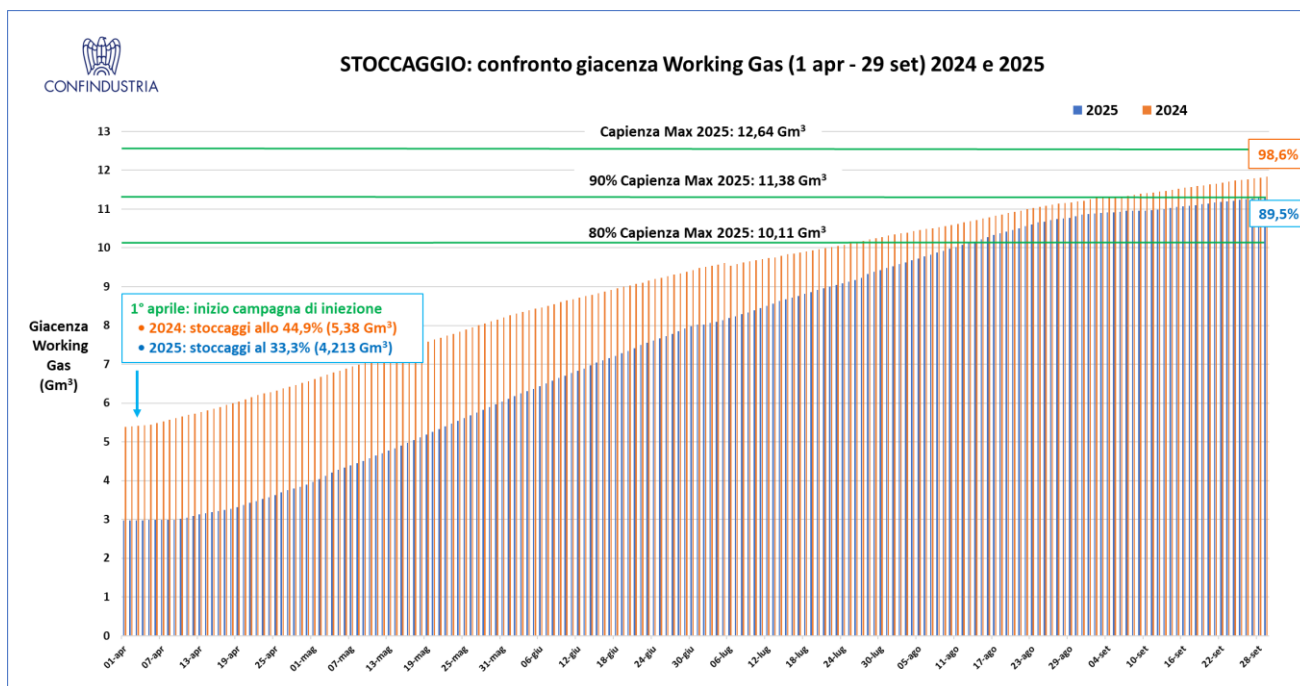
Valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm3 - kWh at 25°C combustion

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

STOCCAGGIO

Il 29 settembre 2025 i siti di stoccaggio di modulazione¹ risultavano pieni all'89,5%, con un totale di 11,3 Mld di Smc (123 TWh). Nella stessa data dell'anno scorso risultavano pieni all'97%² con 11,8 Mld di Smc (129 TWh).

In considerazione della quota di stoccaggio strategico³, il livello totale di stoccaggio sale a 15,8 Mld di Smc (173 TWh), ossia quasi l'92% del totale⁴.



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam.

Si specifica che la percentuale di riempimento del 2024 è calcolata rispetto alla vecchia capacità massima di riempimento, ossia 12 Mld di Smc. La percentuale 2025 è invece calcolata rispetto all'attuale capacità, pari a 12,64 Mld di Smc.

¹ Stoccaggio gas "commerciale" con **capienza totale massima di 12,64 Mld di Smc** (138 TWh) finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

² Si specifica che la percentuale di riempimento del 2024 è calcolata rispetto alla vecchia capacità massima di riempimento, ossia 12 Mld di Smc. La percentuale 2025 è invece calcolata rispetto all'attuale capacità, pari a 12,64 Mld di Smc.

³ riserva di gas pari a **4,5 Mld di Smc (49,2 TWh)** 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.

⁴ **17,14 Mld di Smc (190,4 TWh).**

4. Aggiornamento Energy Release 2.0

di Barbara Marchetti

Confindustria sta sollecitando il Dipartimento Energia del MASE sulla necessità di attuare la misura **entro la fine dell'anno** visto l'effetto retroattivo dal **1° gennaio 2025**.

Nel confronto è emerso il seguente stato dell'arte:

- Il decreto che modifica il meccanismo *Energy Release 2.0*, predisposto sulla base della *comfort letter* della Commissione europea del **27 giugno**, per garantirne la conformità alle norme UE sugli aiuti di Stato, è stato **firmato il 29 luglio** dal Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.
- Il provvedimento è **in registrazione presso la Corte dei Conti**; la conclusione è attesa entro **settembre**.
- Dopo la pubblicazione in **Gazzetta Ufficiale**, il testo sarà disponibile sul sito del Ministero.
- Il **GSE** sta già predisponendo le **regole operative** per l'attuazione del nuovo decreto nelle quali è anche atteso un **addendum contrattuale** che permetta ai soggetti **energivori** di **indicare in anticipo** - prima della firma del contratto di restituzione e dell'entrata in esercizio degli impianti - l'eventuale **terzo delegato** alla realizzazione degli impianti rinnovabili. Con l'individuazione del terzo delegato, le imprese energivore potranno **collocare a bilancio l'anticipazione, sul tema l'OIC** ha ricontattato il MASE per organizzare un nuovo incontro tecnico dedicato alla **corretta contabilizzazione** dei proventi dell'anticipazione, così da consentire alle imprese aderenti di iscriverli a bilancio.
- Una volta pubblicato il Decreto sarà organizzato un **webinar congiunto con il Mase e il Gse** per illustrare le novità introdotte.

Principali novità di settore

5. CBAM – semplificazione approvata: misura utile, ma non risolutiva

di Stefano Terzaghi

Il 29 settembre il [Consiglio dell'UE ha adottato](#) in via definitiva le modifiche al regolamento CBAM contenute nel pacchetto “Omnibus I”, chiudendo così l'iter legislativo avviato dalla Commissione a febbraio. Il testo sarà pubblicato nei prossimi giorni sulla Gazzetta ufficiale dell'UE. L'approvazione segue il voto favorevole del Parlamento europeo del 10 settembre.

La principale novità è l'introduzione di una soglia di esenzione annuale pari a **50 tonnellate per importatore**, volta ad alleggerire gli oneri amministrativi per PMI e operatori a basso volume. Secondo le stime della Commissione, circa il 90% degli importatori rientrerà nell'esenzione, pur mantenendo una copertura climatica sostanzialmente invariata (99% delle emissioni incorporate nei beni importati). Il regolamento introduce inoltre semplificazioni procedurali in materia di autorizzazioni, dichiarazioni e verifiche, accompagnate **da clausole anti-elusione** per prevenire abusi.

Queste modifiche rappresentano un intervento tecnico di rilievo, utile per ridurre la complessità operativa del sistema senza comprometterne l'efficacia ambientale. Tuttavia, rimane chiaro che si tratta di un aggiustamento limitato, che non affronta i nodi più rilevanti per la competitività dell'industria europea.

Tra questi, il tema dell'**export** rimane prioritario. La Commissione ha annunciato l'intenzione di proporre entro fine anno una misura di sostegno, finanziata con i proventi del CBAM, per mitigare l'impatto sui produttori europei che esportano verso mercati privi di un prezzo della CO₂. L'ipotesi di rimborsi parziali, condizionati a impegni di decarbonizzazione e soggetti a revisione nel 2027, appare però incerta, complessa e poco accessibile, soprattutto per le imprese maggiormente esposte alla concorrenza internazionale. Una soluzione più efficace resterebbe il **mantenimento delle quote gratuite per le esportazioni**, almeno fino a quando il CBAM non sarà pienamente operativo.

Altro punto strategico riguarda l'**estensione del CBAM ai prodotti trasformati**, prevista per fine 2025. L'obiettivo è evitare che il rischio di carbon leakage si sposti lungo la catena del valore, penalizzando la manifattura europea. Si tratta però di un passaggio delicato, che dovrà essere accompagnato da un'analisi di impatto dettagliata, in grado di valutare con realismo la struttura delle filiere, il rischio di delocalizzazione e la capacità delle imprese di trasferire i costi.

6. Decarbonizzazione industriale: la proposta trilaterale al Consiglio Competitività

di Stefano Terzaghi

Nel Consiglio Competitività del 29 e 30 settembre, Italia, Francia e Germania hanno presentato un [non-paper congiunto](#) per orientare la futura proposta sull'**Industrial Decarbonisation Accelerator Act (IDAA)**. Il documento colloca la decarbonizzazione industriale dentro una visione di competitività e sicurezza economica, con cinque aree prioritarie di intervento.

Il primo pilastro riguarda gli **incentivi agli investimenti**, con la richiesta di rafforzare l'Innovation Fund, diffondere i carbon contracts for difference (CCfD) e introdurre contratti tripartiti con Stati membri e BEI per dare stabilità di lungo termine agli investimenti nei settori hard-to-abate. Questo approccio va nella direzione di una maggiore prevedibilità e di strumenti comuni europei, condizione essenziale per non lasciare la transizione industriale alle sole capacità di bilancio nazionali.

Il secondo punto è lo sviluppo della **domanda di materiali low-carbon**. Il non-paper propone un'etichettatura armonizzata e un uso sistematico del green public procurement, accompagnati da incentivi fiscali e accesso preferenziale agli appalti pubblici. L'intento è creare mercati di sbocco per acciaio, cemento e altri materiali decarbonizzati. È un obiettivo condivisibile, ma dovrà essere costruito con realismo per non tradursi in standard troppo rigidi che rischierebbero di penalizzare le PMI o rallentare la competitività delle catene manifatturiere.

La terza area riguarda la **protezione dal carbon leakage**. La proposta dei tre Paesi punta a una riforma del CBAM con estensione progressiva ai prodotti trasformati, compensazioni per le esportazioni e misure anti-elusione più severe, da coordinare con il phase-out delle quote gratuite ETS. Questo passaggio è cruciale: senza strumenti certi e semplici per l'export, il rischio di perdita di quote di mercato internazionali rimane elevato.

Il quarto pilastro è quello dei **prezzi energetici competitivi**, indicato come nodo centrale per ridurre i differenziali intra-UE e il divario con i concorrenti globali. Si chiede di estendere i meccanismi di compensazione dei costi indiretti ETS a tutti i settori energivori, rafforzare strumenti di stabilizzazione dei prezzi della CO₂, sostenere PPA e CfD con garanzie europee e accelerare il permitting per rinnovabili e reti. Qui emerge con chiarezza un allineamento con le priorità di Confindustria: senza energia a prezzi accessibili, ogni piano di decarbonizzazione rischia di restare sulla carta.

Infine, il tema del **level playing field globale**: difesa commerciale rafforzata, requisiti di cybersecurity lungo le catene del valore e screening sugli investimenti esteri nei settori strategici. L'IDAA viene quindi concepito non solo come atto "verde", ma anche come strumento di protezione della base industriale e attrazione di investimenti.

La Commissione ha accolto positivamente il contributo, indicando che la proposta IDAA sarà presentata nel quadro del **Clean Industrial Deal** a fine 2025. Per l'industria italiana sarà decisivo che il nuovo strumento resti ancorato a tre principi chiave: **finanziamenti europei reali e non solo nazionali**, **neutralità tecnologica** (includendo rinnovabili, nucleare, CCUS

e combustibili low-carbon) e **meccanismi di sostegno concreti per gli energivori e per l'export**.

7. Consultazione UE sul nuovo Quadro di sicurezza energetica

di Barbara Marchetti

La **Commissione europea** ha avviato il **15 settembre scorso** una consultazione pubblica, ai sensi dell'art. 194, par. 2, TFUE, per definire entro il **primo trimestre 2026** un nuovo "*Quadro di sicurezza energetica dell'UE*". L'iniziativa nasce dall'esigenza di affrontare in modo integrato le sfide energetiche, climatiche e geopolitiche, considerando anche le minacce fisiche e informatiche ai sistemi.

Il lavoro muove dalle analisi contenute nei rapporti **Draghi** e **Letta** e ha evidenziato tre principali criticità: scarsa interazione tra le norme su sicurezza gas ed elettricità, limitata preparazione del sistema alla transizione verso le rinnovabili e insufficiente collaborazione transfrontaliera.

Sulla base di questo scenario, la Commissione propone quattro possibili opzioni strategiche:

- razionalizzare il quadro normativo eliminando le disposizioni ridondanti;
- rafforzare la legislazione con interventi mirati;
- creare un regolamento unico che integri elettricità, gas, idrogeno e altri vettori;
- rafforzare il ruolo dell'UE con maggiore centralizzazione di governance e monitoraggio.

Al fine di elaborare una posizione condivisa da presentare a Bruxelles, invitiamo a far pervenire, all'indirizzo e-mail: energia@confindustria.it, entro l'**8 ottobre 2025** eventuali commenti, osservazioni e proposte operative riguardo a:

- le criticità riscontrate nella normativa vigente,
- gli aspetti da semplificare o rafforzare,
- i possibili vantaggi di un quadro unico per tutti i vettori energetici,
- le modalità di governance e monitoraggio più efficaci.

Questa la [scheda informativa](#) predisposta dalla Commissione.

8. Consultazione UE sul futuro Piano d'azione per l'elettrificazione

di Barbara Marchetti

La **Commissione europea** ha avviato lo scorso **28 agosto** una consultazione pubblica sul futuro *Piano d'azione per l'elettrificazione*, la cui adozione è prevista nel **primo trimestre 2026**.

Il Piano mira a sostenere il percorso verso gli obiettivi 2030 individuando e rimuovendo gli ostacoli allo sviluppo dell'elettrificazione, intervenendo sia sul lato della **generazione e dello stoccaggio**, sia su quello delle **infrastrutture e dei costi di trasporto**. In particolare, l'iniziativa punta a:

- definire strumenti di incentivazione efficaci;
- creare condizioni adeguate per aumentare la produzione e la capacità di accumulo;
- ridurre i costi di trasmissione verso i centri di consumo;
- rafforzare l'affidabilità e l'adeguatezza del sistema elettrico;
- proporre misure mirate per i vari settori e sottosettori, calibrate sul loro potenziale di elettrificazione e sugli ostacoli esistenti.

Per elaborare la posizione di **Confindustria** nell'ambito della consultazione, si invitano le associazioni e le imprese interessate a trasmettere, a energia@confindustria.it, le proprie osservazioni entro il **10 novembre 2025**.

È inoltre disponibile in allegato la [Scheda tecnica predisposta dalla Commissione europea](#) con il dettaglio dei contenuti della consultazione.

9. Pubblicazione Studio MASE sulla CCUS

di Alessandro Alessio

L'08 agosto 2025 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha pubblicato lo [Studio](#) condotto nel 2024 sulla **CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage – Cattura, Stoccaggio ed Utilizzo della CO₂)**, con l'intento di fornire una base tecnica necessaria per definire nei prossimi anni un quadro normativo che abiliti lo sviluppo della filiera CCUS in Italia al fine di traghettare gli obiettivi di decarbonizzazione italiani ed europei.

Come anticipato nelle precedenti edizioni del Focus, **Confindustria ha partecipato allo studio fornendo dati, valutazioni tecnico-economiche, suggerimenti e commenti generali** in relazione ai quattro macro-filoni dello studio: clustering delle emissioni, analisi dei costi / modello economico, normativa / regolazione e meccanismi di supporto (i.e. incentivi).

Al seguente link è possibile scaricare la [sintesi dello studio](#)⁵ elaborata da Confindustria.

Di seguito le [principali risultanze](#).

⁵ (scaricabile dalla *Community Energia* del sito)

QUADRO NORMATIVO

La CCUS è stata anche inclusa nel PNIEC 2025 come principale leva di decarbonizzazione nei settori industriali Hard to Abate (acciaio, cemento, chimica, raffinazione, ecc.), settori dove le **emissioni di CO₂ sono strettamente connesse ai cicli produttivi** e particolarmente complesse da abbattere. Altri ambiti di applicazione della CCUS contemplati sono gli inceneritori Waste to Energy (WtE), l'idrogeno low carbon, il settore termoelettrico, quello delle bioenergie (BECCS - BioEnergy with Carbon Capture and and Storage) e la cattura diretta della CO₂ dall'aria (**DACCS** - Direct Air Carbon Capture and Sequestration).

Nel PNIEC 2025 viene, inoltre, fissato un obiettivo non vincolante di cattura e stoccaggio al 2030 pari a 4 MtCO₂/anno da emettitori nazionali dislocati nella Pianura Padana e nei principali siti industriali costieri del Paese.

A livello nazionale il quadro normativo in materia di CCUS è sostanzialmente incentrato sullo stoccaggio geologico della CO₂ ed è disciplinato dal [Decreto legislativo del 14 settembre 2011, n. 162](#), il quale ha permesso di recepire la Direttiva 2009/31/CE, lasciando comunque numerosi gap e questioni aperte da colmare (da qui la necessità dello studio).

Tenuto conto delle molteplici attività economiche coinvolte nella catena del valore CCUS, emerge la **necessità di:**

1. **disciplinare la governance della filiera**, individuando, inoltre, il regime giuridico a cui sottoporre le attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio;
2. **regolare i servizi T&S** (regolando *unbundling*, accesso di terzi, modello remunerazione e tariffe, passaggi di titolarità della CO₂, piani di sviluppo ecc.);
3. **introdurre gli strumenti di supporto** (incentivi alla cattura, meccanismi di garanzia) e fonti di finanziamento.

Ricordando prima di tutto che le **attività di trasporto tramite rete e stoccaggio (T&S) della CO₂ presentano caratteristiche di monopolio naturale**, appare opportuno disciplinare tali attività **come servizi regolati separati dall'attività di cattura**, di trasporto diverso da rete (nave, treno ecc.) e di utilizzo della CO₂, le quali possano essere svolte come attività economicamente libere. Questo appare necessario al fine di garantire condizioni di accesso non discriminatorie, trasparenti e a costi competitivi.

Altri due importanti aspetti che meritano di essere affrontati nell'ambito della definizione della disciplina della filiera CCUS sono: la **titolarità della CO₂ catturata nelle fasi Cattura e T&S** e gli **incentivi**.

A livello di trasporto sarà necessario predisporre la **Regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto della CO₂**.

EMISSIONI

Le emissioni di gas serra prodotte a livello nazionale nel 2022 ammontano a **412 MtCO₂eq**⁶, di cui:

- **246 MtCO₂** (il 60%) sono riconducibili al settore trasporti e alle piccole sorgenti di emissioni di CO₂ (quali settore civile, agricoltura, altro) e agli altri gas serra (CH₄, N₂O) e non si prestano ad essere applicati alla CCUS⁷;
- **166 MtCO₂** (il 40%) sono riconducibili ai settori industriale, termoelettrico e incenerimento e si **prestano ad essere applicati alla CCUS** come segue:
 - circa **70 MtCO₂** delle 90 MtCO₂ emesse nel settore industriale nel 2022, sono riconducibili ai **settori Hard to Abate** (Chimica, Raffineria, Siderurgia, Cemento, Ceramica, Vetro, Carta), ossia i principali destinatari della CCUS⁸, con focus su quella porzione di emissioni residue difficilmente riducibili (i.e. **emissioni di processo**⁹);
 - circa **56 MtCO₂** delle 89 MtCO₂ connesse alla produzione termoelettrica nel 2021, sono riconducibili agli **impianti di termovalorizzazione e turbogas**¹⁰;
 - **7,5 MtCO₂** sono riconducibili ai circa 50 **impianti di incenerimento e co-incenerimento** in esercizio in Italia: di questi, 2 MtCO₂ derivano dalla parte biogenica dei rifiuti e circa 0,3 MtCO₂ derivano da inceneritori di rifiuti industriali/ospedalieri senza recupero energetico.

⁶ Non includono le emissioni di CO₂ da bioenergie (oltre **40 MtCO₂**) e degli assorbimenti forestali

⁷ Ad eccezione di qualche applicazione ancora in fase di studio nel trasporto navale

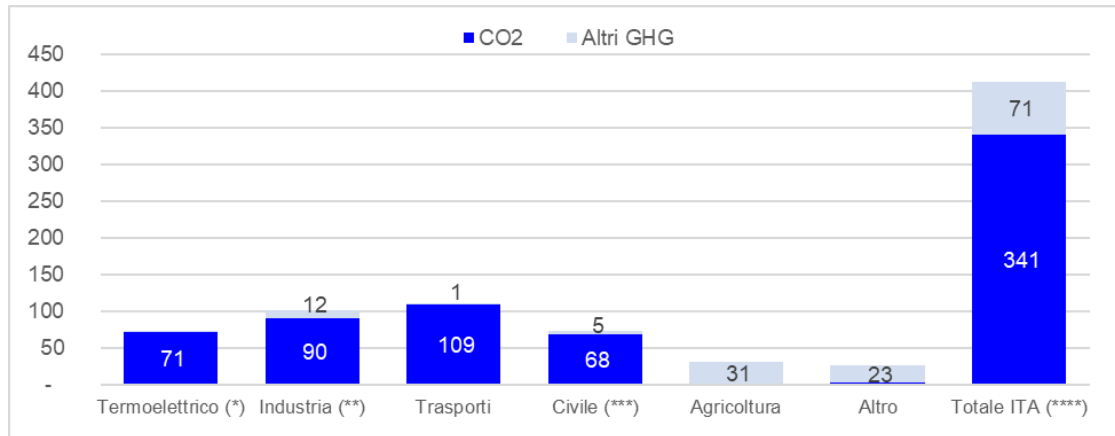
⁸ Si precisa che non è da escludersi che i settori industriali considerati non Hard to Abate (Alimentare, Tessile, Meccanico, Legno, ecc.), possano optare per la CCUS aggregandosi in cluster

⁹ Emissioni legate in maniera preponderante alle trasformazioni chimico fisiche che avvengono nel processo stesso, per cui quasi nessuna tecnologia è in grado oggi di ridurle in modo significativo, potendo quindi solo essere intercettate prima che raggiungano l'atmosfera.

¹⁰ La CCUS associata ad alcuni degli impianti termoelettrici strategici per la sicurezza del sistema elettrico consentirebbe il **bilanciamento delle reti elettriche**, preservando una quota di produzione di energia elettrica decarbonizzata, programmabile e flessibile.

Nell'ambito dello studio sono stati mappati oltre **800 impianti per circa 140 MtCO₂** catturabili.

Emissioni nazionali GHG 2022 (MtCO₂eq)



(*) Termoelettrico: include emissioni da produzione elettrica e calore ricadente nel settore IPCC "*Public electricity and heat production*" ovvero di tipo utilities. Sono escluse in questo perimetro le emissioni relative ad impianti termoelettrici Integrati negli impianti produttivi e gli inceneritori conteggiati nel settore civile.

(**) Industria: include emissioni da combustione e di processo di industrie manifatturiere e della trasformazione (raffinerie, cokerie) comprese emissioni di termoelettrici integrati nei poli produttivi.

(***) include emissioni da inceneritori dei rifiuti.

(****) totale gas serra nazionali esclusi assorbimenti LULUCF.

Per valutare la priorità dell'opzione tecnologica CCUS nei diversi settori è stato elaborato un **"Indice di rilevanza CCUS"**, così da stabilire un "ordine di merito" in base alla caratterizzazione delle emissioni, alla loro portata e alla quantità di CO₂ evitata mediante la CCS stessa.

Indice di rilevanza CCUS dei settori oggetto di applicabilità del processo di cattura della CO₂

Indice rilevanza CCUS	Settore	Range Conc CO ₂ (vol %)	Range volumi per impianto Min-Max (ktCO ₂)	Volumi medi per impianto (ktCO ₂)	Tipologia emissioni CO ₂	Configurazione Cattura	Considerazioni
1a	Cemento, Calce	15 – 30	10 - 900	271	Processo: 65% Combustione: 35%	Retrofit	Assenza di altre opzioni per la decarbonizzazione delle consistenti emissioni di processo (>50%).
	Waste to Energy	8 – 12	5 - 850	141	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Assenza di altre opzioni per la decarbonizzazione. Limiti incertezza normativa ETS. Contributo target ESR.
1b	Raffinazione, chimica, H2 blu	10 – 26	2 - 6.000	266	Processo: 15 % Combustione: 85 %	Nuovo Retrofit	Leva competitiva sia per emissioni di processo che di combustione. Leva abilitante per l'idrogeno blu/verde. Contiguità nelle attività know how.
	DRI (Acciaio)	10 – 25	1.000 – 2.000	1500	Processo: 20+40 % Combustione: 60+80 %	Nuovo	Taglie rilevanti ed economie di scala, nuovi impianti che potrebbero essere già progettati in un'ottica CCUS, leva competitiva per il mercato (CBAM, rottami etc.).
2	Vetro	8	1 - 200	42	Processo: 25+35 % Combustione: 65+75 %	Retrofit	Emissioni processo e livelli di concentrazione CO ₂ adatte a CCUS. Applicabilità di interesse, da valutare caso per caso sulla base di taglia e localizzazione.
	Acciaio secondario, metalli, fonderie	2 – 26	5 - 5.000	127	Processo: 15% Combustione: 85%	Retrofit	Applicabilità di interesse, in competizione altre opzioni decarbonizzazione, da valutare sulla base di taglia e localizzazione.
3	Termoelettrici Utility (CCGT)	3 - 5	900 – 2.000	1500	Processo: 0% Combustione: 100%	Nuovo Retrofit	Taglie grosse ed economie di scala. Disponibilità potenziale di energia termica di recupero. Incertezza fattore di utilizzo e opzioni di decarbonizzazione concorrenti.
	CHP (*)	3 - 5	10 – 2.000	374	Processo: 0% Combustione: 100%	Nuovo Retrofit	Applicabilità di interesse. Competitività da valutare sulla base di taglia e disponibilità di calore per cattura. Presenza di opzioni concorrenti di decarbonizzazione.
	Ceramica	5	1 - 200	42	Processo: 15+25 % Combustione: 75+85 %	Retrofit	Applicabilità di interesse. Basse concentrazioni. Taglie limitate, valutare potenzialità distretti hub.
	Carta	3 - 5	2 - 200	38	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse. Basse concentrazioni. Taglie piccole, assenza emissioni di processo.
4	Altra industria		1 - 200	21	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse limitato.
	BECCS		1 - 200	21	Processo: 0% Combustione: 100%	Retrofit	Applicabilità di interesse. Limitata dal contesto normativo attuale da rivalutare.

(*) L'indice di rilevanza CHP potrebbe crescere in funzione della produzione di calore da cogenerazione. Gli impianti CHP accoppiati a impianti di cattura, sottoforma di impianti accessori e ausiliari, fanno riferimento all'indice di rilevanza del settore a cui è applicata la CCUS.

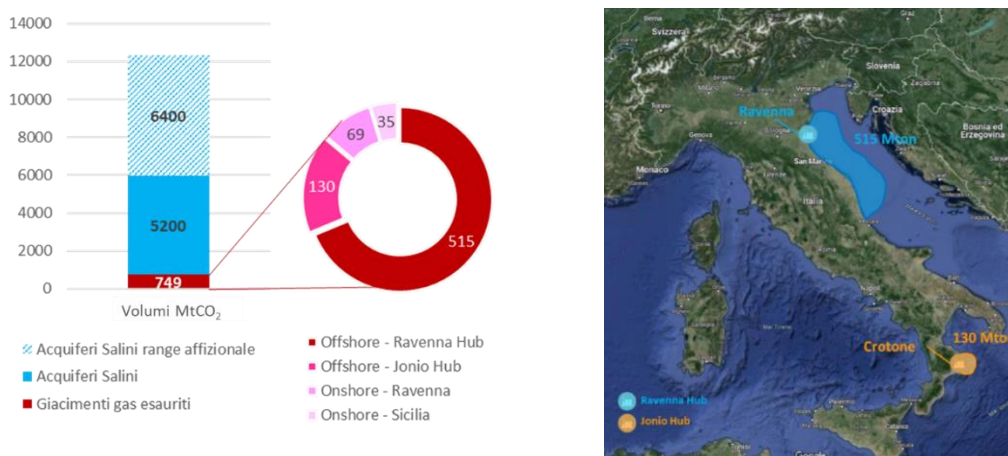
STOCCAGGIO

In merito alla capacità / potenzialità di stoccaggio, le stime di Eni (riportate anche nel PNIEC 2024) mostrano una **potenziale capacità di stoccaggio di quasi 12.200 MtCO₂**, così suddivise:

- 750 MtCO₂ derivanti dai giacimenti *oil&gas* esauriti o in fase di esaurimento, così suddivise: 515 MtCO₂ derivanti dal Ravenna Hub; 130 MtCO₂ derivanti dal Jonio Hub; 100 MtCO₂ derivanti dai due giacimenti *onshore* nella zona di Ravenna e in Sicilia.
- un range tra 5.200 e 11.600 MtCO₂ derivante dagli acquiferi salini.

Sulla base di quanto preso in esame (giacimenti di gas offshore esauriti o con produzione marginale, vicinanza degli stessi a diversi cluster di emettitori dislocati nella Pianura Padana, presenza di un'area logistica e portuale adatta al ricevimento di CO₂) **l'Hub di Ravenna (750 MtCO₂)** si configura come il principale sito di stoccaggio di CO₂ sfruttabile in Italia per i prossimi anni, con una capacità di iniezione di **4 MtCO₂/anno da raggiungere entro il 2030, 12 MtCO₂/anno intorno al 2035 e 16 MtCO₂/anno nel periodo 2040-50**.

Potenziale nazionale della capacità di stoccaggio geologico di CO₂ e mappa degli stoccaggi offshore

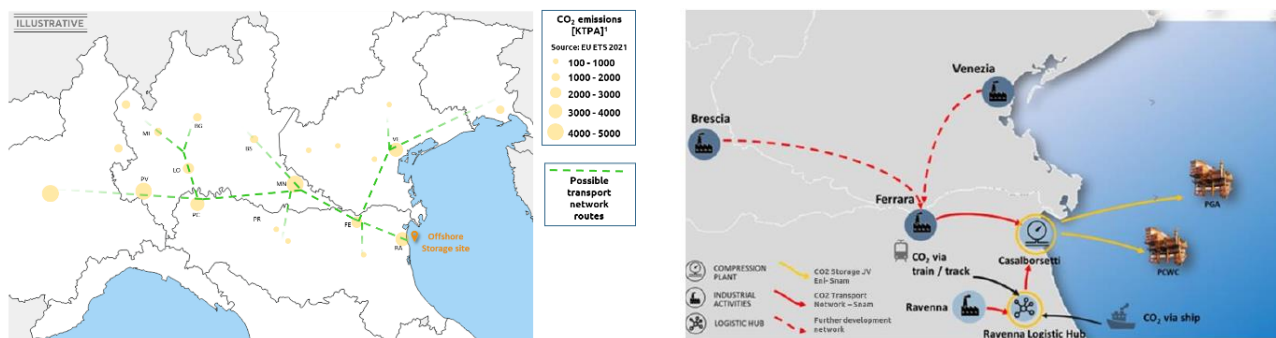


PROGETTO RAVENNA HUB

Al fine di collegare i cluster di emettitori della pianura padana al sito di stoccaggio di Ravenna è fondamentale **sviluppare una rete di trasporto dedicata alla CO₂**, che preveda una rete di gasdotti in grado di collegare i distretti industriali con l'infrastruttura di raccolta e stoccaggio di Ravenna. La progettazione e costruzione della rete saranno gestite da Snam e, laddove possibile, il tracciato della nuova rete di trasporto della CO₂ seguirà quello dei gasdotti esistenti, minimizzando dunque l'impatto ed i vincoli sul territorio. La rete di trasporto dedicata alla CO₂ del **progetto Ravenna CCS**¹¹ collegherà, quindi, i principali distretti industriali della Pianura Padana (Mantova/Brescia/Bergamo, Venezia/Marghera/Padova e Ferrara/Ravenna) con i siti di stoccaggio presenti nell'Adriatico. Come si osserva dall'immagine, la rete di trasporto onshore convoglierà anche la CO₂ trasportata via nave (ma potenzialmente anche via treno e gomma) in forma liquida, consegnata e rigassificata in corrispondenza del polo logistico Ravenna Hub e da lì trasportata via tubo a Casalborsetti da cui partiranno le tubature offshore verso i giacimenti di stoccaggio dell'Adriatico.

¹¹ Il **progetto Ravenna CCS** presenta una notevole rilevanza anche da un punto di vista europeo, in quanto, è parte integrante del progetto CALLISTO ("Carbon Liquefaction, Transportation and Storage") - Mediterranean CO₂ Network, rientrato nella 1° Lista dell'Unione dei Progetti di Interesse Comune (PCI) e dei Progetti di Mutuo Interesse (PMI), secondo il nuovo Regolamento TEN-E.

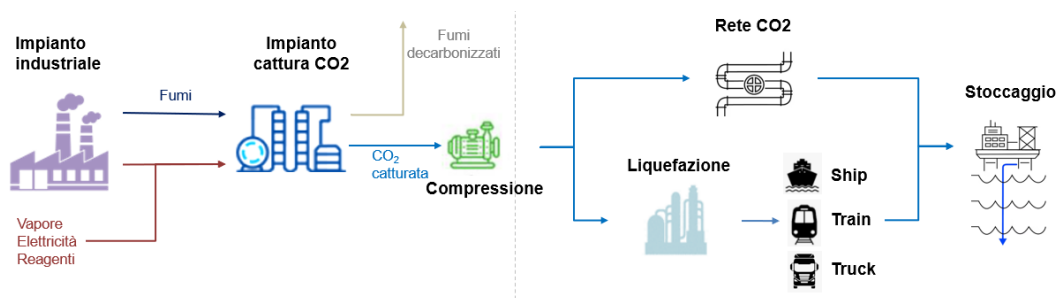
Schematizzazione della rete di trasporto dedicata alla CO₂ del progetto Ravenna HUB



ANALISI ECONOMICHE

L'analisi è stata condotta costruendo un **modello tecnico-economico** sviluppato a partire dal generico diagramma rappresentato nella seguente figura che ripercorre le principali fasi della filiera CCUS nella sua declinazione tecnologica più matura¹².

Diagramma filiera CCUS nel caso di cattura CO₂ in post-combustione



Gli **indicatori economici** chiave utilizzati come output nel modello sono¹³:

- **LCOC – Levelized Cost of Capture**

¹² Il diagramma rappresenta la filiera nel caso di cattura della CO₂ mediante post-combustione, altri processi di cattura quali quelli in pre-combustione ed ossi-combustione presentano flussi tra impianto di cattura e impianto industriale differenti, sia in termini tecnici che economici.

¹³ Tutti e tre gli indicatori descritti possono riferirsi ai soli costi della fase di cattura oppure includere anche i costi di trasporto e stoccaggio.

$$LCOC \left(\frac{\text{€}}{t_{CO2}} \right) = \frac{\text{costo a vita intera, attualizzato}}{\text{quantità di } CO2 \text{ catturata a vita intera, attualizzata}} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{CC_t}{(1+r)^t}}$$

- **LCCA – Levelized Cost of Carbon Avoided**

$$LCCA \left(\frac{\text{€}}{t_{CO2}} \right) = \frac{\text{costo a vita intera, attualizzato}}{\text{quantità di } CO2 \text{ evitata a vita intera, attualizzata}} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{CA_t}{(1+r)^t}}$$

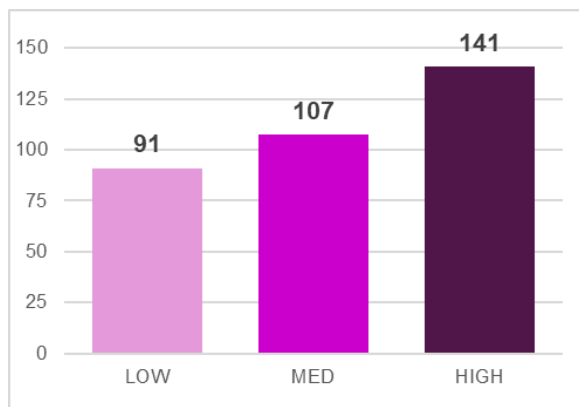
- **Δcosto – impatto sul costo del prodotto**

$$\begin{aligned} \Delta \text{costo} \left(\frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) &= \text{Costo del prodotto con CCUS} \left(\frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) - \text{costo base} \left(\frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) \\ &= \text{costo base} \left(\frac{\text{€}}{\text{unità}} \right) + LCOC * \frac{CO2 \text{ catturata } (t_{CO2})}{\text{quantità di prodotto (unità)}} \end{aligned}$$

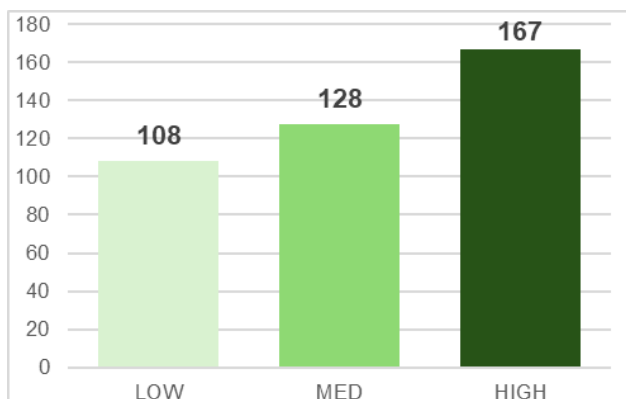
Con **CAPEX** = costi di investimento, **OPEX** = costi di esercizio (OPEX fissi = relativi a esercizio impianto, personale, amministrazione, manutenzione; OPEX variabili = funzionamento dell'impianto, fabbisogni energetici, altre utilities, solventi chimici, rifiuti, ecc.).

COSTI DI CATTURA

Valori medi LCOC per i range di costo individuati (€/tCO₂)



Valori medi LCCA per i range di costo individuati (€/tCO₂)



COSTI DI TRASPORTO (VIA TUBO E NAVE) E DI STOCCAGGIO

I costi specifici a parità di volume (4 Mtpa) aumentano in maniera più che lineare con le distanze. Prendendo come riferimento le distanze di 80 km (Ferrara), 160 km (Venezia o Mantova) e 230 km (Brescia) si ottengono i seguenti scenari di costo:

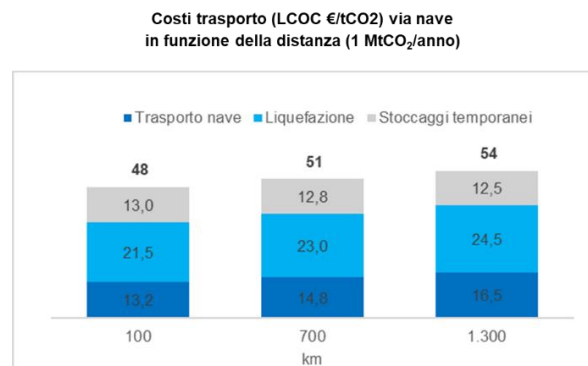
- **Low = 3,8 €/tCO₂**, per 80 km e costi min (4 Mtpa, WACC 6%, vita utile 40 anni);
- **Medium = 10,4 €/tCO₂**, per 160 km e costi med (4 Mtpa, WACC 7%, vita utile 30 anni);

- **High = 18,3 €/tCO₂**, per 230 km e costi max (4 Mtpa, WACC 8%, vita utile 25 anni).

Il **costo del trasporto via nave** dipende da diversi fattori: sono da considerare ulteriori attività necessarie al trasporto via nave (quali le fasi di liquefazione, stoccaggio e rigassificazione), la capacità delle navi e il relativo riempimento lungo il tragitto, le distanze da percorrere. Nello studio i costi dell'attività di rigassificazione sono stati inclusi nei costi di stoccaggio.

Prendendo come riferimento le distanze di 100, 700 e 1.300 km, e ipotizzando eventuali ottimizzazioni logistiche nel caso di costi bassi, si ottengono i seguenti scenari di costo:

- **Low = 40,6 €/tCO₂** per 1 Mtpa, 100 km, -15% costi da ottimizzazione logistica, WACC 8%, vita utile 25 anni;
- **Medium = 50,6 €/tCO₂**, per 1 Mtpa, 700 km, no ottimizzazione logistica, WACC 8%, vita utile 25 anni;
- **High = 53,5 €/tCO₂**, per 1 Mtpa, 1.300 km, no ottimizzazione logistica, WACC 8%, vita utile 25 anni.

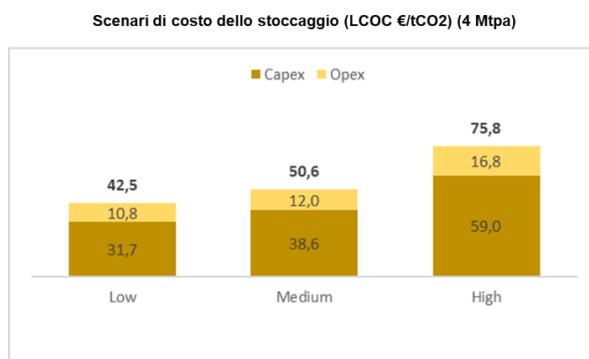


CAPEX nave indicativi € 80 – 90 Mln per cargo da 20.000 m³; OPEX fissi 4,7 M€/a + variabili (attracchi/carburante) € 1,9 – 4,4 Mln/a.

Il **costo dello stoccaggio** dipende principalmente dai lavori da intraprendere nel giacimento (es. Plug&Abandonment dei pozzi esistenti, realizzazione pozzi di iniezione, realizzazione di piattaforme e centrale di compressione onshore, tubature offshore per raggiungere il sito di stoccaggio, sistemi di monitoraggio, ecc.) e dai lavori da effettuare polo logistico per ricezione CO₂ liquida. Il costo di investimento previsto per lo stoccaggio di Ravenna, nella sua fase di sviluppo iniziale per raggiungere gli obiettivi di iniezione al 2030 (4 Mtpa), è stimato da Eni in € 1,8 miliardi, con OPEX complessivi stimati in € 48 milioni/anno (range di confidenza dal -10% al +40%).

Gli scenari di costo identificati sono i seguenti:

- **Low = 42,5 €/tCO₂**, per 4 Mtpa, costi min (-10%), WACC 6% (rendimento riconosciuto per alcune infrastrutture energetiche già oggetto di regolazione), vita utile 25 anni;
- **Medium = 50,6 €/tCO₂**, per 4 Mtpa, costi med, WACC 7% (scenario intermedio), vita utile 25 anni;
- **High = 75,8 €/tCO₂**, per 4 Mtpa, costi max (+40%), WACC 8% (allineato alle assunzioni utilizzate nella fase di cattura), vita utile 25 anni.



ANALISI MECCANISMI DI SUPPORTO

Gli investimenti complessivi necessari per realizzare gli impianti e le infrastrutture della filiera nazionale CCUS nella sua prima fase di sviluppo (stoccaggio di 4 MtCO₂/anno al 2030) sono stimati nell'intervallo dei € 3,5 ÷ 6 miliardi. L'incentivo dovrà consentire una congrua remunerazione degli investimenti (**IRR ≥ 8%**) e la sua durata dell'incentivo potrebbe essere individuata nell'intervallo di **10-20 anni** (le tecnologie CCS hanno una vita tecnica stimabile in circa 25 anni) con eventuali possibilità di proroghe. L'incentivo sarà riconosciuto sulla base delle quantità di **CO₂ catturata rispetto delle emissioni totali** connesse al processo stesso di cattura (una proxy quindi della CO₂ "evitata"). Il contributo delle emissioni riconducibili alle attività T&S sarà valorizzato in maniera da promuovere l'efficienza all'interno delle tariffe regolate T&S.

10. Obbligo installazione CCI - Delibera 385/2025/R/EEL

di Barbara Marchetti

La deliberazione [ARERA 385/2025/R/EEL](#), approvata il 5 agosto 2025, interviene sul Codice di rete di Terna aggiornando l'Allegato A.72 che disciplina la procedura RiGeDi (Riduzione della Generazione Distribuita) per garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

Il provvedimento nasce dall'esigenza di superare l'obsolescenza e l'inaffidabilità dell'attuale architettura di teledistacco basata su tecnologia GSM/GPRS e di rendere più efficace e tempestiva la modulazione o il distacco degli impianti di generazione distribuita in situazioni critiche di esercizio.

La delibera conferma **l'applicazione della procedura RiGeDi agli impianti eolici e fotovoltaici con potenza pari o superiore a 100 kW connessi alle reti di media tensione,**

elimina la vecchia categoria GDPRO (caratterizzata da tempi di attivazione troppo lunghi) e mantiene la distinzione fra impianti GDTel e GDRM.

Introduce però una nuova architettura di riduzione, fondata sull'utilizzo obbligatorio del Controllore Centrale d'Impianto (CCI) con funzionalità PF2 ("Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO"), fino ad oggi prevista come opzionale.

Per gli impianti tra 100 e 500 kW è ammesso un CCI "semplificato" e, in deroga all'Allegato O della Norma CEI 0-16, è accettabile un errore di misura superiore al 2,2% se si utilizzano i segnali provenienti dai TA/TV del sistema di protezione di interfaccia. La vecchia tecnologia GSM/GPRS deve comunque rimanere operativa fino a quando il distributore non comunica l'integrazione della nuova modalità.

Il provvedimento definisce puntualmente obblighi e scadenze.

Per gli impianti nuovi il CCI con PF2 deve essere installato e attivato al momento dell'entrata in esercizio, pena la sospensione della connessione.

Per gli impianti esistenti sono previste tre tempistiche:

- entro il 28 febbraio 2026 per gli impianti di potenza pari o superiore a 1 MW,
- entro il 28 febbraio 2027 per quelli da 500 kW a 1 MW e
- entro il 31 marzo 2027 per quelli da 100 a 500 kW.

I produttori sono responsabili dell'installazione e manutenzione dei dispositivi, dell'attivazione della funzionalità PF2 e della comunicazione di avvenuto adeguamento al distributore, allegando il regolamento di esercizio aggiornato e una dichiarazione di un tecnico abilitato non dipendente.

Le imprese distributrici, da parte loro, devono adeguare le proprie infrastrutture di comunicazione entro il 28 febbraio 2026, informare i produttori entro il 30 settembre 2025 e verificare da remoto e con sopralluoghi a campione il corretto adempimento entro due mesi dal ricevimento della comunicazione.

Per favorire l'adeguamento rapido degli impianti esistenti, **la delibera prevede contributi forfetari decrescenti nel tempo** che si riduce progressivamente in base alla data di invio della comunicazione di avvenuto adeguamento: un valore base di 10.000 euro per gli impianti da 500 kW a 1 MW e di 7.500 euro per quelli da 100 a 500 kW.

È riconosciuto alle imprese distributrici anche un corrispettivo di 200 euro per ciascun sopralluogo effettuato.

I contributi e i corrispettivi sono posti a carico del Fondo TIPPI (eventi eccezionali, resilienza e progetti speciali) tramite CSEA, mentre i costi infrastrutturali dei distributori sono coperti in tariffa.

I valori base dei contributi sono minimi provvisori: l'Autorità definirà quelli definitivi con un successivo provvedimento anche sulla base delle informazioni e dei dati che i soggetti interessati possono trasmettere entro il 31 ottobre 2025.

La delibera disciplina infine gli effetti dell'inadempienza. Decorso il termine di adeguamento, il Gestore dei Servizi Energetici sospende l'erogazione degli incentivi e della valorizzazione dell'energia immessa in rete per gli impianti non adeguati fino alla comunicazione di regolarizzazione. Per i BRP diversi dal GSE è previsto un trattenimento temporaneo da parte di Terna della valorizzazione dell'energia immessa calcolata al prezzo MGP della zona, azzerato e conguagliato dopo l'adeguamento. Restano ferme le azioni di enforcement dell'Autorità, la possibilità di disconnessione da parte del gestore di rete e la sospensione o risoluzione delle convenzioni GSE in caso di inadempimento contrattuale.

In questo quadro, **Confindustria sta valutando l'opportunità di formulare alcune osservazioni da sottoporre all'Autorità, con l'obiettivo di contribuire a un'applicazione equilibrata della delibera**. L'attenzione si concentra in particolare sulla **definizione dei contributi forfetari e sulle tempistiche di adeguamento**, rispetto alle quali potrebbe essere utile un ulteriore approfondimento tecnico ed economico che consenta di armonizzare le esigenze di sicurezza del sistema elettrico con quelle di sostenibilità per le imprese.

11. Servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire per l'anno 2026

di Barbara Marchetti

L'autorità con la [delibera ARERA 364/2025/R/eel](#), pubblicata a 29 luglio 2025, stabilisce ,con riferimento all'[Allegato A.82 – Regolamento per l'approvvigionamento a termine del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire](#) - e all' [Allegato A.62 – Contratto tipo per la regolazione del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire](#) - al Codice di Rete (CdR), con effetto a partire dall'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire per l'anno 2026, di definire il regolamento per l'approvvigionamento di tale servizio e il relativo contratto a livello generale, in continuità con quanto già positivamente verificato dall'Autorità per l'anno 2025 con la deliberazione 483/2024/R/eel. I nuovi Allegati consentono di definire il regolamento a livello generale, senza più bisogno di aggiornamenti e approvazioni su base annuale.

La scelta di definire il regolamento per l'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire e il relativo contratto in via generale senza alcuna necessità di aggiornamenti su base annuale costituisca una efficace scelta di razionalizzazione, consentendo a Terna di poter avviare più celermente le procedure concorsuali.

Dal 2026 non cambiano le condizioni economiche già in essere, ma solo il quadro regolatorio, che diventa strutturale e non più soggetto a rinnovi annuali. Si passa quindi da un regime transitorio, rinnovato di anno in anno, a un sistema stabile fondato su un regolamento e un contratto di riferimento validi a tempo indeterminato.

Gli allegati al CdR - relativi all'erogazione del servizio di **modulazione istantanea a salire** - approvati dalla **delibere Arera 364/2025/R/ eel** ed entrati in vigore lo scorso 5 agosto

(contestualmente alla loro pubblicazione sul sito di Terna), hanno validità a decorrere dall'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire a partire dall'anno 2026.

12. Conto Termico 3.0: il decreto è in Gazzetta Ufficiale

di Elena Bruni

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 224 del 26 settembre è stato pubblicato il decreto 7 agosto 2025 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, intitolato *“Incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili”* - [Conto termico 3.0](#). Il nuovo provvedimento aggiorna e sostituisce la disciplina introdotta dal decreto del 16 febbraio 2016.

Il decreto, che entrerà in vigore il 25 dicembre 2025, si compone di 31 articoli organizzati in sei titoli: disposizioni generali (Titolo I), interventi di efficienza energetica negli edifici (Titolo II), interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili (Titolo III), disposizioni comuni (Titolo IV), disposizioni specifiche per le imprese (Titolo V) e disposizioni finali (Titolo VI). Sono inoltre allegati due documenti: l'Allegato 1 sui criteri di ammissibilità e l'Allegato 2 sulla metodologia di calcolo degli incentivi.

Entro sessanta giorni dall'entrata in vigore, il MASE approverà – su proposta del GSE – le **regole applicative necessarie per l'accesso agli incentivi**. Nello stesso termine il GSE aggiornerà la piattaforma informatica per la gestione e l'invio delle domande relative agli interventi previsti dal decreto. Il Conto Termico 3.0 sarà oggetto di aggiornamenti periodici tramite decreti del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, adottati previo accordo con la Conferenza unificata.

Secondo il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2024, l'Italia punta a un **risparmio energetico cumulativo di 73,4 Mtep nel periodo 2021-2030**, in linea con quanto stabilito dall'articolo 8, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2023/1791.

Generatori a biomassa con certificazione ambientale. Per gli impianti a biomassa installati in sostituzione di generatori più inquinanti, specialmente nelle aree con criticità legate alla qualità dell'aria, l'accesso agli incentivi sarà subordinato al possesso della certificazione ambientale prevista dal decreto 7 novembre 2017, n. 186, con classe di qualità pari almeno a 4 stelle.

Ampliamento dei soggetti ammessi e degli interventi incentivati. Il MASE ha rivisto e ampliato l'ambito di applicazione del Conto Termico, con particolare attenzione agli interventi di riqualificazione energetica e recupero edilizio nel settore terziario, sia pubblico che privato. L'obiettivo è rendere il meccanismo più efficace, includendo un ventaglio più ampio di soggetti beneficiari e tipologie di intervento.

Comuni fino a 15.000 abitanti: incentivi fino al 100%. Per sostenere i piccoli comuni, spesso penalizzati da limitate risorse economiche e competenze amministrative, il decreto prevede

che per gli enti con meno di 15.000 abitanti l'incentivo possa coprire fino al 100% delle spese ammissibili.

Domande presentate prima dell'entrata in vigore. Le richieste di incentivo inoltrate prima del 25 dicembre 2025 restano soggette al precedente decreto del 16 febbraio 2016. Quest'ultimo continuerà ad applicarsi: a) alle istanze di prenotazione delle pubbliche amministrazioni già accolte dal GSE e con lavori ancora in corso alla data di entrata in vigore del nuovo decreto; b) agli interventi della PA per la sostituzione di impianti con caldaie a condensazione, in presenza di contratti stipulati prima del 1° gennaio 2025 (sia per la prestazione energetica sia per la fornitura degli impianti), a condizione che la domanda di incentivo venga presentata entro un anno dall'entrata in vigore del decreto 7 agosto 2025.

13.DM Titoli Efficienza Energetica pubblicato in G.U.

di Elena Bruni

È stato pubblicato in G.U. il decreto del Mase, datato 21 luglio 2025, di aggiornamento della disciplina dei certificati bianchi di cui all'art. 7 del D.Lgs 115/2008 e successive modifiche.

[Decreto TEE 2025](#)

Tra le principali novità, il decreto stabilisce obiettivi quantitativi annuali di risparmio energetico per l'elettricità e il gas, incrementando i target dal 2025 al 2030. È ora possibile presentare progetti composti da più interventi, anche se riconducibili a diversi soggetti titolari, a condizione che siano raggruppati in unico progetto e che il risparmio energetico non superi una determinata soglia.

La geotermia viene inclusa tra le tecnologie ammissibili per la generazione di certificati bianchi, in particolare per gli interventi che coinvolgono fonti rinnovabili non elettriche. Importanti novità anche nella disciplina per le Esco.