



Focus Energia e Sostenibilità

n. 28 – luglio e agosto 2023

Sommario

Approfondimenti	2
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	2
2. Aggiornamento misura Crediti di imposta energia	5
3. Nuovo provvedimento in materia di energia: revisione gas release, electricity release	7
4. I dati Mase sulla situazione energetica nazionale	10
5. Sviluppo mercato dell'idrogeno e della CCS: avvio Market Test Snam - Confindustria	11
Principali novità di settore	13
6. Approvato il TIDE - Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico,	13
7. Bozza DM Aree Idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili	14
8. Nuove regole per le Garanzie di Origine	17
9. Aggiornamenti PNRR: rimodulazione e stato attuazione investimenti	18
10. Nuovo indice dei prezzi del mercato gas del GME	21
Report Mercati energetici e Ambientali	22

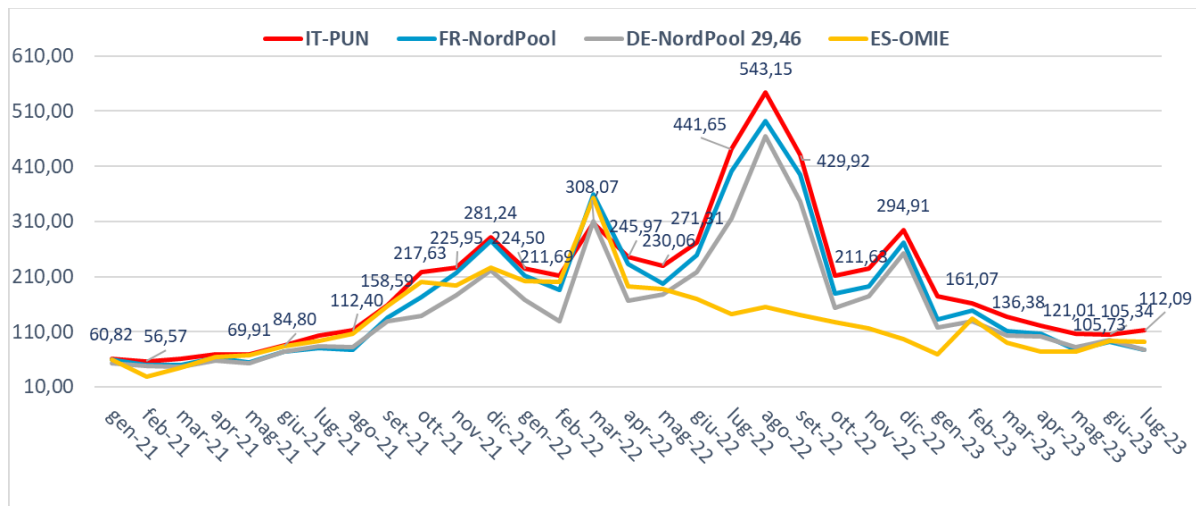
Approfondimenti

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

I mercati energetici restano in equilibrio nonostante l'ondata di caldo record che ha investito l'Italia (e gran parte del Sud Europa), portando a picchi di carico elettrico nelle ore centrali della giornata. L'aumento della tensione nei mercati power legato alla **risalita della domanda estiva è controbilanciato nei mercati gas** dalla ripresa a pieno regime dei flussi via gasdotto provenienti dalla Norvegia (che a giugno erano stati ridotti per manutenzioni).

Nel mese di **luglio**, grazie a una domanda industriale ancora stagnante, al contributo delle rinnovabili, in particolare del solare nelle ore centrali della giornata, nel mix di generazione, che non lascia spazio ai termoelettrici e agli stoccaggi gas ormai a oltre l'85% (in Italia e Germania), il PUN, arriva a **112,09 €/MWh (+ 7% rispetto al mese precedente, - 75% rispetto a luglio 2022)**, Germania EEX e Francia EEX si attestano poco sopra i 77,6 €/MWh e Spagna a 91,22 €/MWh.

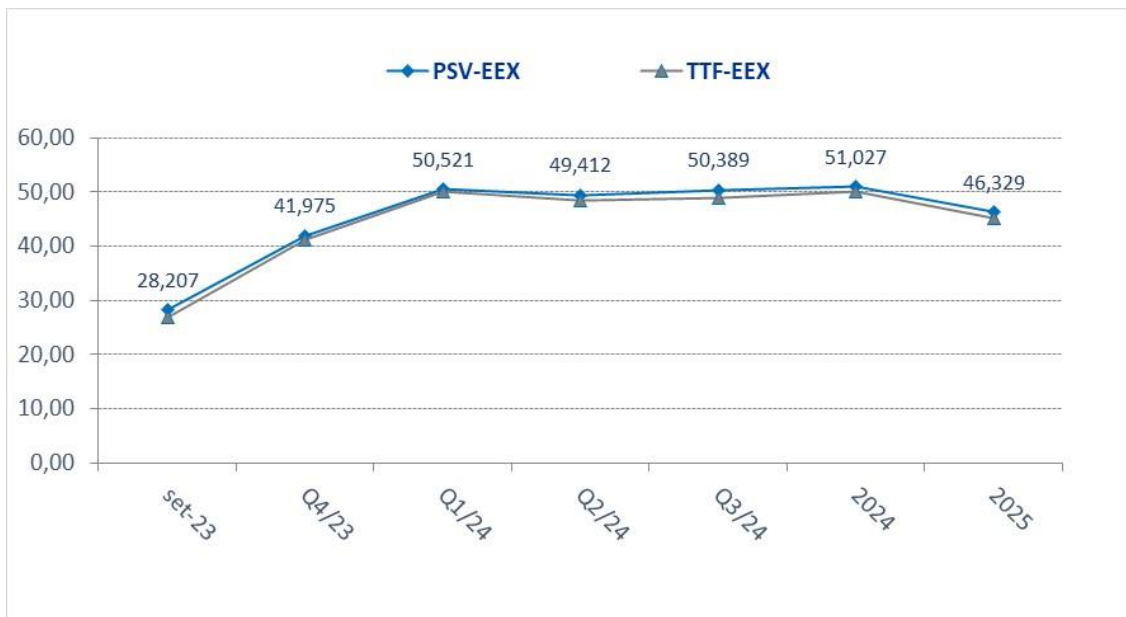
Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Fonte: GME, NordPool, OMIE, Powernext

In aumento progressivo le quotazioni sulla curva forward di medio periodo, che si confermano su livelli più alti degli spot attuali per il rischio di un mercato gas europeo corto nel prossimo inverno 23/24 derivante dalle dinamiche del GNL (che comprendono fattori quali l'aumento della domanda cinese, l'aumento dell'offerta globale di GNL, il contributo delle nuove infrastrutture di import in EU), dall'andamento della domanda, e da ogni eventuale notizia imprevista che potrebbe indicare un restringimento dell'offerta.

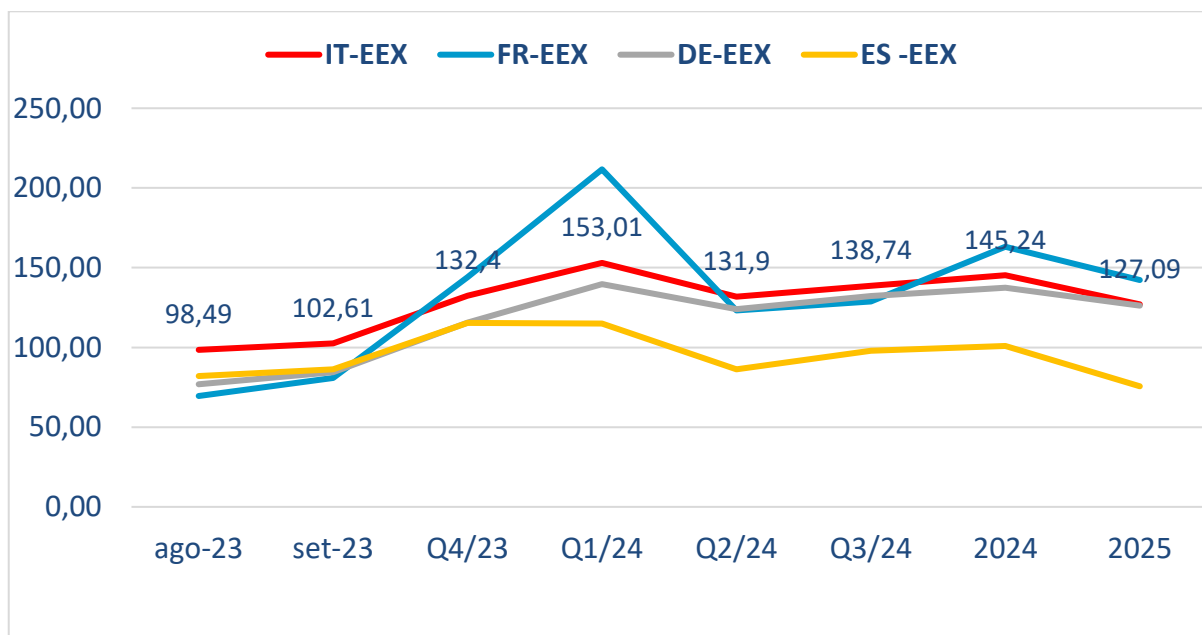
Prezzi futures delle principali borse gas europee a 28.07.2023 - €/MWh



Fonte: EEX

In diminuzione le quotazioni 2024 e 2025 rispetto al mese precedente: power Ita Cal24 =145 €/MWh, Cal25 =127 gas PSV Cal24 =51 €/MWh, Cal 25 = 46 €/MWh; TTF Cal24 =50 €/MWh, TTF Cal25 =45 €/MWh

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 28.07.2023 - €/MWh

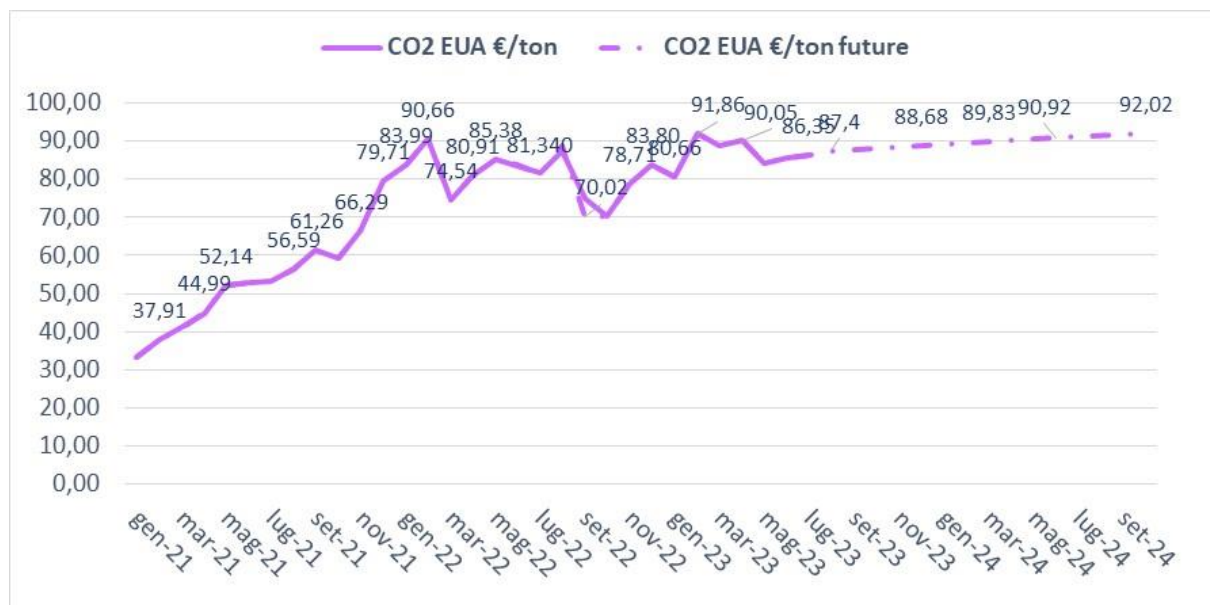


Fonte: EEX

Nel frattempo, il Parlamento UE ha trovato l'accordo sulla **Proposta di riforma dei mercati elettrici dell'UE** presentata lo scorso marzo, con lo scopo di evitare il ripetersi in futuro di una crisi energetica come nel 2022. Il **percorso della riforma è stato rallentato dalle negoziazioni tra i diversi Stati europei riguardanti in particolare il ruolo del nucleare e del carbone**. Tra i punti approvati, viene **abolito il cap ai profitti inframarginali per i produttori rinnovabili e nucleare e vengono rafforzate le misure di protezione sociale**. Dopo la pausa di agosto, **a settembre riprenderanno le negoziazioni tra gli Stati membri sotto la guida della Spagna (che ha la Presidenza di turno del Consiglio dell'EU), con l'obiettivo di arrivare al testo finale della riforma entro fine anno**.

Lato gas, la Commissione EU ha **annunciato il completamento del 2° round di acquisti gas comuni attraverso la piattaforma Aggregate EU** (EU Energy Platform): dall'abbinamento delle offerte con la domanda, **sono stati acquistati 12 mld mc, di cui 5,5 di GNL e i restanti 6,5 via gasdotti, con orizzonte di consegna di 20 mesi da agosto 2023 a marzo 2025**; considerando anche gli 11 mld Smc in esito al 1° round, **si raggiungono i 23 mld Smc di gas acquistati attraverso la piattaforma**.

CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 28.07.2023



Fonte: dati pubblici EEX

Le quotazioni CO₂ EUAs restano sotto i 90 €/tonn.

2. Aggiornamento misura Crediti di imposta energia

Considerando lo scenario sopra descritto e che il Governo francese ha predisposto misure di rilascio dell'energia elettrica a prezzi calmierati (42,6 €/MWh) per i consumatori industriali fino al 2025, mentre il Governo tedesco ha introdotto un *cap* al prezzo dell'energia elettrica di 60 €/MWh, **Confindustria ha sottolineato ai rappresentanti del Governo come fosse ragionevole prevedere, al fine di tutelare la competitività del Sistema industriale italiano, di estendere la misura del credito di imposta anche per la seconda metà del 2023.**

Confindustria ha provveduto a corredare la richiesta al Governo con una puntuale analisi numerica che dimostra la presenza di fondi residui per poter finanziare il credito di imposta anche per i trimestri successivi.

Nella tabella seguente viene stimato l'utilizzo dell'"avanzo" pari a 4.940 Mln/€ del primo trimestre 2023 rispetto alle misure previste per il secondo trimestre 2023 dagli articoli 1-4 del DL 34/2023¹. L'importo di tutte le misure elencate in tabella per il II trimestre ha comportato una stima di spesa pari a 3.573,44 Mln/€. Considerando il finanziamento a carico del bilancio CSEA (per i bonus sociali) pari a 405 Mln/€, ne deriva un finanziamento a carico della fiscalità generale pari 3.168.44 Mln/€. Sottraendo quest'ultimo importo dai residui del primo trimestre 2023 pari 4.940 Mln/€, residuano fondi pari a 1.771,56 Mln/€.

Tuttavia, questo calcolo è prudenziale in quanto tra le misure previste dal DL 34/2023 troviamo all'art. 3 ("Contributo in quota fissa in caso di prezzi elevati di gas") una misura che prevede per il IV trimestre un contributo ai clienti residenziali domestici (non percettori del "bonus sociale") quando la media dei prezzi di mercato dovesse superare il valore di 45 €/MWh. Per questa misura sono stati stanziati per il IV trimestre 1.000 Mln/€: oggettivamente si tratta di una somma fortemente sovrastimata. Infatti, considerando le quotazioni Winter 2023 del TTF gas pari a 50,57 €/MWh e ipotizzando di coprire l'intero consumo domestico del periodo stimabile in circa 92.480.556 MWh (ovvero circa 8,45 Mld/Smc inclusi i consumi domestici con Bonus Sociale) sarebbe necessario un accantonamento non superiore a 515 Mln/€. Questo significa che l'avanzo più probabile, dopo la copertura delle misure per il secondo trimestre ammonterebbe a circa 2.256 Mln/€.

¹ Fonti dati "Nota di lettura AS 714" a cura del Servizio del Bilancio

Avanzo Misure I Trim 2023 in Mln €	4.940
Misure II trim. 2023 ex DL 34/2023, in Mln €	
Elettricità Credito Imposta 20% per € 430,68 Mln (art.3, DL 30 marzo 2023, n. 34)	430,68
Elettricità Credito Imposta 10% per € 382,59 Mln (art.3, DL 30 marzo 2023, n. 34)	382,59
Gas Credito Imposta 20% per € 429,62 Mln (art.3, DL 30 marzo 2023, n. 34)	429,62
Gas Credito Imposta 20% per € 105,77 Mln (art.3, DL 30 marzo 2023, n. 34)	105,77
Azzeramento Oneri di Sistema Elettricità e riduzione di quelli gas - per € 280 Mln (art.2, DL 30 marzo 2023, n. 34)	280,00
riduzione al 5% l'aliquota IVA applicabile alle somministrazioni di gas metano+ riduzione dell'aliquota IVA dal 22% al 5% per le forniture di servizi di teleriscaldamento (art. 2, commi 1 e 2, DL 30 marzo 2023, n. 34) per €539,78 milioni	539,78
art 3 DL 34/2023 con riferimento ai mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023 nei quali la media dei prezzi giornalieri del gas naturale sul mercato all'ingrosso superi la soglia di 45 €/MWh.€ 1.000 milioni	1000,00
estensione al II trim.2023 le disposizioni di rafforzamento del bonus sociale per i clienti di energia elettrica(art. 1, commi 1 e 2, DL 30 marzo 2023, n. 34)per € 405 Mln.	405,00
Valore Totale Misure II Trim. 2023	3.573,44
Finanziamento a carico CSEA	405,00
Finanziamento a Carico Fiscalità Generale	3.168,44
Fondi Residui post misure II trimestre 2023	<u>1.771,56</u>
Valore Misure III trim. 2023 ex DL 79/2023 in Mln €	
Gas - per € 285 Mln (art.2, DL Energia 79/2023)	285,00
riduzione al 5% l'aliquota IVA applicabile alle somministrazioni di gas metano+ riduzione dell'aliquota IVA dal 22% al 5% per le forniture di servizi di teleriscaldamento (art. 2, commi 1 e 2, DL Energia 79/2023) per € 489,31 milioni	489,31
estensione al III trim.2023 bonus sociale per i clienti di energia elettrica e gas in condizioni di disagio economico(art. 1, commi 1 e 2, DL Energia 79/2023) € 110 milioni	110,00
Valore Totale Misure III Trim. 2023, DL 79/2023, in Mln €	884,31
Finanziamento a carico CSEA	110,00
Finanziamento a Carico Fiscalità Generale	774,31
Fondi Residui post misure III trimestre 2023	<u>997,25</u>
Stima fabb. per rinnovo Cdl Gas+EE 10% III trim. 2023, in Mln €	620,00
Stima fabb. per rinnovo Cdl Gas+EE 20% III trim. 2023, in Mln €	1.240,00

Nella tabella sono inoltre considerati gli importi relativi alle misure per contrastare il caro energia previsti dal DL 79/2023. Complessivamente queste misure prevedono un impegno di spesa stimata per 884,31 Mln/€, di cui 1110 Mln/€ a carico del bilancio della CSEA che comporta un fabbisogno di finanziamento in termini di fiscalità generale per 774,31. Sottraendo quest'ultimo importo dai residui del primo trimestre 2023 pari 4.940 Mln/€, residuano fondi pari a 1.771,56 Mln/€. Pertanto, considerando gli impegni effettivi di fiscalità generale per il II trim. (3.168,44 Mln/€) e III trim. (774,31 Mln/€) è possibile stimare un residuo di fondi complessivo pari a 997,25 Mln/€ (ovvero 1477,25 Mln/€, se consideriamo la sovrastima del contributo previsto dall'art 3 del DL 34/2023 "Contributo in quota fissa in caso di prezzi elevati di gas").

Questi fondi consentirebbero la copertura delle misure di rinnovo del credito di imposta per il terzo trimestre per gas ed elettricità pari a 1.240 Mln/€ (nel caso di credito di imposta al 20% ultima riga tabella) e a 620 Mln/€ (nel caso di credito di imposta al 10% penultima riga tabella).

Ad oggi, purtroppo, la nostra richiesta emendativa non è stata ripresa in nessuno dei provvedimenti varati in questo ultimo mese, ed è dunque assente la previsione di nuovi crediti di imposta energia e gas.

Sempre sulla misura dei crediti di imposta **si segnala la risposta 375/2023 dell’Agenzia delle Entrate ad un interpello sugli effetti dei contratti derivati di copertura nel calcolo dei crediti di imposta gas ed energia elettrica.** [Risposta AE 375/2023.](#)

L’istante ritiene che gli eventuali differenziali positivi derivanti dai suddetti contratti di copertura, che potrebbero in parte compensare gli aumenti del costo dell’energia, non dovrebbero avere rilevanza ai fini della determinazione dei crediti di imposta.

L’Agenzia osserva che la contabilizzazione di ricavi afferenti ai derivati di copertura non rilevano ai fini della determinazione della spesa agevolabile, mentre, viceversa, occorre tenere conto dell’impatto dei suddetti strumenti finanziari derivati ai fini del requisito di accesso al beneficio, consistente nell’incremento del costo per kWh di energia elettrica prodotta e auto consumata, da calcolare con riferimento alla variazione del prezzo unitario dei combustibili acquistati e utilizzati dall’impresa per la produzione della medesima energia elettrica. Nel caso di specie, quindi, occorrerà tenere conto dei flussi generati dagli strumenti derivati di copertura di tipo “swap”, sulla base della relativa imputazione temporale, rispetto alla variazione del prezzo unitario del gas naturale acquistato dalla società e destinato all’uso termoelettrico.

Quanto riportato dalla risposta dell’AE, sembra andare nel senso opposto a quanto riportato nella Circolare AE 20/2022 in cui si sottolineava come per la spesa per l’acquisto del gas naturale andavano considerati i costi della “componente gas” (costo della commodity), ad esclusione di ogni altro onere accessorio, diretto e/o indiretto” Non vi è alcun riferimento al fatto di dover tenere conto di proventi e/o oneri diversi da quelli indicati in fattura.

Inoltre, la stessa circolare specifica che il credito d’imposta in questione è cumulabile con altre agevolazioni e misure di favore solo fino a concorrenza del 100% del costo sostenuto per l’acquisto del gas.

Analogamente, nella circolare n. 13/E l’Agenzia indica esplicitamente che *“non concorrono al calcolo del costo medio sopra indicato, a titolo esemplificativo, ... le coperture finanziarie sugli acquisti di energia elettrica”*.

Sulla base del non chiaro tenore normativo e delle indicazioni rese nelle precedenti circolari e alla luce del tenore della suddetta risposta stiamo procedendo a tutti gli opportuni approfondimenti al fine di valutare la portata della stessa e le eventuali azioni e interlocuzioni da porre in essere.

3. Nuovo provvedimento in materia di energia: revisione gas release, electricity release

Il Governo ha annunciato, attraverso il Ministro dell’Ambiente della Sicurezza Energetica l’imminente predisposizione di un provvedimento normativo in materia di energia. Sulla base delle prime indicazioni emerse il provvedimento dovrebbe rivedere alcune misure introdotte lo scorso anno per fronteggiare il “caro energia” e trasformarle in provvedimenti strutturali.

Tra queste misure troviamo quanto era stato previsto dall'articolo 16 del DL n. 17/2022 così come convertito in legge 27 aprile 2022 n. 34, che interviene in materia di produzione nazionale di gas naturale, per contrastare l'aumento del prezzo internazionale del gas attraverso l'incentivazione della produzione nazionale di gas, cd **Gas Release**.

La misura, è stata modificata successivamente dalla Legge Aiuti quater (Legge 13 gennaio 2023, n. 6 “*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 novembre 2022*”, n. 176), prevedendo all'art. 4 misure per l'incremento della produzione di gas naturale atte a contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, attraverso l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile per un quantitativo che è stato stimato dal Governo in circa 2,2 miliardi di m³/anno (la produzione di gas incrementale viene destinata ai clienti industriali gasivori per 2/3 dei quantitativi e alle PMI per 1/3 dei quantitativi a prezzi calmierati per contrastare il caro energia).

La proposta normativa prevedeva, inoltre: A) l'applicazione anche alle concessioni di coltivazione di idrocarburi poste nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po (44° 47' N), a una distanza dalle linee di costa superiore a 9 miglia (16,7 km) e aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 500 milioni di m³; B) il rilascio di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia (22,2 km) dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette, limitatamente ai siti aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 500 milioni di m³.

Purtroppo, con la formulazione della misura, adottata con la Legge del 13 gennaio 2023 n. 6, veniva introdotto un *cap* (100 €/MWh) e un *floor* (50 €/MWh) al prezzo di cessione i quali, congiuntamente ad una sostanziale riduzione del prezzo di mercato del gas ha reso di fatto la misura inefficace.

Confindustria ha chiesto al Ministro Fratin di rimuovere il *floor* che allo stato attuale, e in prospettiva, rischierebbe di far pagare il gas più della sua quotazione sul mercato (sul PSV ad aprile era ad un prezzo ormai nell'intorno dei 40 cent€/mc). Infatti, 50 €/MWh sono un livello eccessivo, sia rispetto al prezzo di mercato attuale, sia rispetto ai costi di estrazione noti (circa 10 €/MWh). Un prezzo garantito così alto porterebbe a profitti molto elevati, e risulta inoltre non adeguato a un contratto pluriennale di un bene che ha mostrato una grande volatilità.

Ulteriore linea di intervento riguarda la misura c.d. “**Energy (Electricity) Release**” ex art. 16-bis del D.L. n. 4/2022 che prevede la cessione, a cura del GSE, di energia elettrica da fonti rinnovabili ai clienti finali a prezzi calmierati.

In particolare, il provvedimento per il 2023 mette a disposizione delle imprese considerate prioritarie – clienti industriali interrompibili, PMI e utenti delle isole – poco più di **16,2 TWh** di energia elettrica, prodotta da fonti rinnovabili e nella disponibilità del Gse, a un prezzo calmierato pari a **210 €/MWh**. Gli assegnatari sigleranno con il GSE **contratti triennali** (fino a dicembre 2025) regolati da un sistema di **cessione per differenza a due vie**; verrà infatti

calcolata, sul 70% dei volumi aggiudicati, la differenza tra il prezzo di allocazione e il prezzo medio mensile sul mercato elettrico.

Il 9 febbraio 2023, risultavano 559 contratti attivi o in fase di stipula, corrispondenti a circa 2,2 TWh. Tale risultato, non in linea con le aspettative, può essere spiegato con il fatto che il prezzo di riferimento pari 210 €/MWh è sensibilmente più elevato rispetto all'attuale prezzo del mercato all'ingrosso.

A seguito del radicale mutamento delle condizioni di mercato, che si è venuto a determinare successivamente all'adozione del Decreto, è stato modificato il Regolamento del Contratto di Assegnazione del GSE, per consentire ai soggetti firmatari di chiedere una riduzione fino ad azzerare le quantità assegnate, e l'accantonamento da parte del GSE degli **oneri amministrativi** versati dalle società partecipanti che non risultano aver sottoscritto il contratto entro il termine stabilito. In sostanza, le imprese hanno così potuto **rinunciare de facto** all'energia loro assegnata, **senza dover pagare i corrispettivi** al GSE.

Con il nuovo provvedimento il Ministero dovrà necessariamente valutare l'opportunità di intervenire in modifica del DM 341/2022 con la previsione di una riedizione della procedura di assegnazione, al fine di renderla maggiormente idonea a perseguire le finalità ispiratrici della norma primaria originaria.

Confindustria ritiene, inoltre, che la misura di "electricity release" possa rappresentare uno strumento utile a promuovere e accelerare gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori *energy intensive* a rischio delocalizzazione, in relazione agli obiettivi previsti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) al 2030 per accelerare lo sviluppo degli investimenti in produzione di energia rinnovabile e di decarbonizzazione dei settori. Per questa ragione Confindustria ha richiesto al MASE che la revisione della misura:

- 1) preveda, al fine di garantire la disponibilità dei 16,2 TWh, uno switching automatico degli impegni di consumo utilizzati nella precedente assegnazione anche sui nuovi (switching è riferito al rilascio automatico del vecchio impegno per chi sottoscrive il nuovo);
- 2) preveda per i soggetti industriali aggiudicatari il riconoscimento della priorità di utilizzo delle superfici e delle aree idonee (ex art. 20 del D.lgs n. 199/2021, cd *FER 1*) all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, ad esempio, le superficie appartenenti alla PA in una logica di sviluppo industriale;
- 3) garantisca che il prezzo di cessione - considerato l'impegno "incrementale" dei soggetti aggiudicatari di investire in capacità produttiva rinnovabile - sia determinato con riferimento ai principi di economicità previsti dal co. 3 dell'art 16-bis del D.L. n. 4 del 2022 considerando il *Levelized Cost of Energy - LCOE* o il prezzo base d'asta del GSE per le diverse tecnologie;
- 4) preveda un periodo di 4/5 anni per effettuare gli investimenti da parte dei soggetti assegnatari.

Infine, appare importante che il Governo italiano lavori e includa nel provvedimento legislativo anche le norme di recepimento delle disposizioni della Comunicazione della Commissione UE “*Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell’ambiente e dell’energia 2022*”. Ai sensi delle nuove Linee Guida gli Stati membri, infatti, dovranno adeguare entro il 31 dicembre 2023, tutte misure di agevolazione per le imprese energivore elettriche ai sensi del paragrafo 4.11 “*Aiuti sotto forma di sgravi da prelievi sull’energia elettrica per gli utenti ad alta intensità energetica*” previsti dalla Comunicazione della Commissione UE (2022/C 80/01) “*Disciplina in materia di Aiuti di Stato a favore del Clima dell’ambiente e dell’energia 2022*”.

4. I dati Mase sulla situazione energetica nazionale

Il 31 luglio 2023 il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica ha pubblicato la [Relazione annuale Situazione energetica nazionale 2023](#), con riferimento ai dati del 2022. La Relazione, a cura della Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza del Dipartimento Energia, oltre a contenere i consueti capitoli sull’evoluzione del mercato internazionale dei principali prodotti (petrolio, gas, carbone e fonti rinnovabili), sul quadro energetico nazionale (domanda e offerta di energia in Italia con un dettaglio sulle singole fonti energetiche) e sugli impieghi finali dei diversi settori, contiene anche due monografie con focus sulle “*imprese energivore*” e sulle “*principali misure di sostegno alla crisi energetica*”.

La Relazione evidenzia subito la **forte contrazione dei consumi di energia nel 2022 in Italia**, scesi a 109.307 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep), - **3,7% rispetto al 2021**, nonostante la robusta crescita del PIL (+ 3,7%). Tale diminuzione si è manifestata in modo considerevole nel **settore dell’industria (- 7,8%)** e anche negli altri settori (- 7,6%), ad eccezione di quello dei trasporti, l’unico ad aver visto un lieve aumento (+ 5,3%).

Anche la **domanda primaria di energia** (in termini di disponibilità energetica lorda) e l’**intensità energetica** hanno registrato un forte calo, con valori rispettivamente pari a 149.175 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep), - **4,5% rispetto al 2021** e 85,5 tep/milione di euro, - **7,9% rispetto al 2021** (livello più basso negli ultimi dieci anni).

La richiesta totale di energia elettrica nel 2022 è stata pari a 316,9 TWh (dati provvisori), pari a - **0,9% rispetto al 2021** e - **0,8% rispetto al 2019** (non sono stati ancora raggiunti i livelli pre-pandemia).

La composizione del **mix energetico** nazionale è stata la seguente:

- 37,6% dal gas naturale: 68,7 miliardi di m³/anno, - 10,1% rispetto al 2021;
- 35,7% da petrolio e prodotti petroliferi: 58,4 Mtep, - 0,4% rispetto al 2021;
- 18,5% da rinnovabili e bioliquidi: - 7,8% rispetto al 2021;
- 5% da combustibili solidi: + 34,1% rispetto al 2021;
- 2,5% da energia elettrica: + 0,5% rispetto al 2021.

Anche nel 2022 il **gas** è stato la **principale fonte energetica in Italia**, con l'intero settore termoelettrico tradizionale (non rinnovabile) a copertura della maggior parte del fabbisogno nazionale di energia elettrica (64,8% del totale dell'energia prodotta, + 7,9% rispetto al 2021). Nonostante tutto, le rinnovabili hanno trovato ampia diffusione nei diversi settori, producendo il 19% del totale dell'energia prodotta, in linea col 2021. Il fotovoltaico ha segnato il record storico di oltre 28 TWh di produzione, al contrario è stato registrato un minimo storico nella produzione idroelettrica, la quale è scesa del 36,6%, attestandosi a 30,1 TWh.

Nel 2022 la **produzione nazionale di fonti energetiche** è diminuita dell'8%, a eccezione di quella del gas (incluso il biometano) stabile al + 4%, ma solo per l'effetto della riduzione dei consumi: la produzione nazionale di gas nel 2022 ha, infatti, segnato un nuovo minimo storico scendendo a 3,4 miliardi di m³/anno contro i 3,5 miliardi di m³/anno del 2021.

Anche nel 2022 è stata **confermata la forte dipendenza dell'Italia dalle fonti di approvvigionamento estere**, dipendenza aumentata del 3,5%. In particolare, sono diminuite le importazioni nette relative al gas naturale (- 4,9%) e alle energie rinnovabili e bioliquidi (- 5,9%), mentre si è registrato un forte aumento nelle importazioni nette di combustibili solidi (+ 41,6%), di petrolio e prodotti petroliferi (+ 10,5%) e di energia elettrica (+ 0,5%).

La quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda (indicatore netto del grado di dipendenza del Paese dall'estero) è aumentata passando dal 73,5% del 2021 al 79,7% del 2022.

In conclusione, si può affermare che il 2022 sarà ricordato come uno degli anni peggiori per il mondo dell'energia, non solo per i record toccati dai prezzi di tutte le *commodities* (gas in primis), ma anche per tutte le perturbazioni geopolitiche e socioeconomiche (crisi economica e inflazione) da essi innescati. Nonostante tutto, il valore aggiunto complessivo dei settori produttivi è aumentato in volume del 3,9% mentre quello del settore energetico ha segnato un decremento pari all'1,3%. In termini assoluti, a prezzi correnti, **il settore energetico ha generato un valore aggiunto pari a circa € 57,7 miliardi con un contributo al PIL pari al 3,0%**.

5. Sviluppo mercato dell'idrogeno e della CCS: avvio Market Test Snam - Confindustria

Con il Trilogo dello scorso 29 marzo 2023 è ormai in dirittura d'arrivo il pacchetto **"Hydrogen and Low Carbon Gases"**, presentato dalla Commissione UE il 14 dicembre 2021 con l'obiettivo di completare la revisione dei mercati energetici unitamente al pacchetto **"Fit for 55"** per rafforzare il processo di decarbonizzazione al 2030 e raggiungere la **"climate neutrality"** al 2050.

Il pacchetto sull'idrogeno verde e i gas rinnovabili si propone due obiettivi:

- i) stabilire la base legislativa per la decarbonizzazione dei mercati del gas
- ii) istituire un mercato dell'idrogeno europeo.

Nel 2023 la Commissione UE ha anche proposto il nuovo Regolamento “*Net Zero Industry Act*” con l’obiettivo di promuovere un’adeguata capacità produttiva a livello comunitario nelle tecnologie chiave per la decarbonizzazione introducendo in modo esplicito anche le tecnologie della sequestro e cattura della CO₂ - CCS.

Per i processi industriali manifatturieri che presentano un fabbisogno importante di energia termica e limitate possibilità di elettrificazione o utilizzo di idrogeno e CCS, rappresentano le due tecnologie chiave per una significativa accelerazione del processo di decarbonizzazione.

Lo sviluppo di un mercato dell’idrogeno maturo richiede anche uno sviluppo adeguato della dotazione delle **infrastrutture energetiche**. Le infrastrutture di trasporto sono funzionali a garantire efficienza nella produzione (adeguate economie di scala) e lo sviluppo dei nuovi operatori (dimensione competitiva) accanto all’efficacia funzionale nel raggiungere i siti di consumo (off-takers).

Per questa ragione Confindustria ha accolto con grande interesse la proposta di Snam di avviare, a partire dal mese di settembre 2023, un’iniziativa comune sia per l’idrogeno che per la CCS (anche in considerazione del Progetto Ravenna CCS svolto con Eni) per verificare, attraverso un approccio bottom-up, la maturità del mercato e l’interesse degli *off-takers* funzionali a uno sviluppo efficiente della Rete infrastrutturale su scala nazionale e con riferimento alle interconnessioni con l’estero. Il *kick-off meeting* dell’iniziativa è previsto nel mese di settembre e sarà comunicato al sistema associativo a breve.

Principali novità di settore

6. Approvato il TIDE - Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico,

L'Autorità per l'Energia, dopo la consultazione chiusa a marzo 2023 alla quale ha preso parte Confindustria, ha pubblicato **la Delibera sul Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE**, che entrerà **in vigore dal 1° gennaio 2025**, ma con alcune eccezioni.

L'atteso testo integrato razionalizza in un unico documento tutte le disposizioni adottate nel corso degli anni in coerenza con le metodologie europee, incorporando nella regolazione a regime l'esperienza dei progetti pilota nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) - spiega l'ARERA in una nota - ed evidenziando che il TIDE propone un **modello di dispacciamento** (cioè il processo di controllo e gestione della produzione, della trasmissione e della distribuzione dell'energia elettrica) in cui tutte le risorse della rete possono assumere il ruolo di produrre o consumare energia e quello complementare di modificare la produzione e i consumi, su richiesta del Gestore della rete (e in futuro anche su richiesta del Distributore locale).

Un sistema costruito per far competere sullo stesso piano risorse concentrate e risorse distribuite, basato su piattaforme organizzate che assicurino che siano selezionate, in ogni momento e per ogni specifica esigenza, le risorse di flessibilità più efficienti, cioè quelle che sono in grado di modulare produzione o carico al minore costo.

Tra le novità del TIDE: "**la neutralità tecnologica**", secondo la quale **non è data una priorità ad una fonte di flessibilità rispetto ad un'altra**, ma l'unico fattore **discriminante deve essere il prezzo chiesto per l'erogazione del servizio; nessun limite di potenza minimo per la partecipazione al mercato dei servizi; istituzionalizzazione di due soggetti potenzialmente distinti** che svolgono in modo autonomo le due attività di "trader" **Responsabile della programmazione di produzione/consumo** (il BRP, Balance Responsible Party), che si occupa della commercializzazione del quantitativo di energia definito, e un **Responsabile dei servizi ancillari** (il BSP, Balancing Service Provider) che esegue le movimentazioni.

Riportiamo di seguito la Delibera 345/2023/R/eel con il TIDE, la versione con i chiarimenti integrati nel documento e l'analisi dettagliata delle risposte pervenute in consultazione

- [Delibera 345/2023/R/EEL](#)
- [Allegato A – TIDE](#)
- [Allegato 1 – TIDE – Analisi delle risposte alla consultazione](#)

7. Bozza DM Aree Idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili

Dopo oltre un anno e mezzo di attesa è uscito lo **schema di Decreto Ministeriale**, previsto dall'**articolo 20 del Dlgs n.199/2021 c.d. FER 1**, di recepimento della Direttiva c.d. Red II, sui criteri per l'individuazione delle aree idonee per l'installazione degli impianti da fonte rinnovabile. Infatti, secondo quanto stabilito dal Dlgs n. 199/2021, il **Decreto sulle aree idonee doveva essere emanato entro giugno 2022**.

Il testo è stato trasmesso alla Conferenza Unificata per l'esame da parte delle Regioni e delle Province autonome.

FINALITÀ DEL DECRETO (ART. 1)

La finalità, come riportato all'art. 1 del provvedimento, è quella di individuare gli obiettivi minimi, intermedi e finali di potenza rinnovabile per ciascuna Regione e Provincia autonoma rispetto all'**obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW al 2030 da fonti rinnovabili**, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto "Fit for 55", anche alla luce del piano REPowerEU. **Per il calcolo saranno conteggiati gli impianti entrati in esercizio dal primo gennaio 2022, i rifacimenti dalla stessa data e il 40% della potenza nominale degli impianti a fonti rinnovabili offshore di nuova costruzione** entrati in esercizio dalla stessa data le cui opere di connessione alla rete elettrica sono realizzate sul territorio della Regione o Provincia autonoma.

SUDDIVISIONE TRA REGIONI DELL'OBBIETTIVO DI NUOVA CAPACITÀ, 80 GW (ART. 2)

Il contributo più alto (come da tabella sotto riportata) arriverà dalla Sicilia con 10,3 nuovi GW previsti al 2030. Poi Lombardia (8,6 GW), Puglia (7,2 GW), Emilia-Romagna (6,2 GW) e Veneto (5,7 GW). Per la Sardegna, terza Regione più estesa d'Italia dopo Sicilia e Piemonte, si prevedono 6,2 GW. Subito sotto la soglia dei 5 GW ci sono Lazio (4,7) e Toscana (4,2).

Sardegna	768	1.111	1.955	2.587	3.287	4.065	4.934	6.203
Sicilia	1.563	2.360	3.559	4.662	5.862	7.173	8.613	10.380
Toscana	261	586	954	1.361	1.856	2.457	3.190	4.212
TrAA - Bolzano	61	116	175	246	335	448	593	804
TrAA - Trento	50	101	158	228	318	435	591	848
Umbria	120	267	409	574	773	1.014	1.309	1.735
Valle d' Aosta	14	32	55	89	138	212	327	549
Veneto	569	1.052	1.548	2.129	2.813	3.620	4.576	5.763
Totale	9.387	16.263	23.510	31.418	40.586	51.278	63.823	80.001

Regione	Anno di riferimento							
	2023 [MW]	2024 [MW]	2025 [MW]	2026 [MW]	2027 [MW]	2028 [MW]	2029 [MW]	2030 [MW]
Abruzzo	194	436	593	807	1.054	1.339	1.667	2.067
Basilicata	261	566	645	855	1.098	1.380	1.710	2.076
Calabria	265	531	792	1.096	1.461	1.902	2.439	3.128
Campania	729	1.173	1.417	1.725	2.109	2.586	3.174	3.943
Emilia Romagna	493	1.084	1.623	2.254	2.998	3.873	4.907	6.255
Friuli Venezia Giulia	290	394	562	760	994	1.272	1.602	1.940
Lazio	1.350	1.669	2.070	2.480	2.934	3.441	4.010	4.708
Liguria	106	162	231	322	443	606	831	1.191
Lombardia	772	1.435	2.145	2.996	4.019	5.257	6.761	8.687
Marche	179	443	662	905	1.182	1.497	1.855	2.313
Molise	71	158	263	366	485	624	785	995
Piemonte	582	983	1.419	1.924	2.512	3.197	3.996	4.921
Puglia	687	1.603	2.277	3.052	3.916	4.879	5.955	7.284

MODALITÀ, MONITORAGGIO E VERIFICA CONSEGUIMENTO DEGLI OBIETTIVI (ART. 3, 4, 5 E 6)

Le Regioni avranno sei mesi di tempo, dall'entrata in vigore del Decreto, **per individuare le superfici e le aree idonee all'installazione di impianti rinnovabili con Legge regionale.**

Se una Regione o Provincia autonoma avrà installato meno rinnovabili rispetto a quelle previste al 2030, dovrà “trasferire alle altre Regioni o Province autonome, in maniera proporzionale al maggior contributo da queste conseguito rispetto ai propri obiettivi, compensazioni economiche finalizzate a realizzare interventi a favore dell’ambiente, del patrimonio culturale e del paesaggio”.

Il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, con il supporto del GSE, avrà il compito di **monitorare** e verificare gli adempimenti previsti dal Decreto.

In caso di **mancata adozione della Legge regionale** (o degli atti delle Province autonome) **sulle aree idonee**, il MASE “*propone al Presidente del Consiglio dei Ministri degli **schemi di atti normativi di natura sostitutiva da adottare in Consiglio dei Ministri***”.

In caso, invece, di **mancato raggiungimento degli obiettivi intermedi al 2026** per la potenza rinnovabile installata, la **Regione o Provincia autonoma dovrà comunicare** al Ministero, entro 30 giorni, **osservazioni in merito**. Entro i due mesi successivi, il **Ministero dovrà accertare se il mancato conseguimento degli obiettivi** “*è imputabile all’inerzia delle Amministrazioni preposte ovvero all’inefficacia delle misure adottate dalla Regione o Provincia autonoma*”.

In questo frangente, il Consiglio dei Ministri assegnerà all’ente interessato un termine, non inferiore a sei mesi, per adottare i **provvedimenti necessari**. **Se la Regione o Provincia autonoma non si adeguerà**, potrà scattare l’esercizio dei **poteri sostitutivi da parte del Governo**.

CRITERI E CLASSIFICAZIONE PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE (ART. 7 E 8)

Per quanto riguarda i **criteri** per individuare le aree idonee, si stabilisce in generale che “*sono rispettati i principi della **minimizzazione degli impatti sull’ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale, sul paesaggio e sul potenziale produttivo agroalimentare**, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo*”.

Tra le **aree** che dovranno essere **individuate come idonee** troviamo:

- le aree dei siti oggetto di bonifica, cave e miniere cessate;
- i siti delle ferrovie, delle autostrade e degli aeroporti;
- le aree non sottoposte a tutela;
- le aree del demanio militare, del Ministero dell'Interno e della Giustizia;
- i beni immobili di proprietà dello Stato individuati dall'Agenzia del Demanio sentito il MEF.

Per **fotovoltaico e biometano anche le aree agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale**, compresi i **siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere**; le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti e le aree agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento; le **aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri**.

Quanto ai **terreni agricoli che non rientrano fra le aree non idonee**, per gli impianti fotovoltaici standard realizzati su suoli agricoli è **prevista una percentuale massima di utilizzo del suolo agricolo nella disponibilità del soggetto che realizza l’intervento, comunque, non inferiore al 5% e non superiore al 10%, percentuale raddoppiata per impianti agrivoltaici**; la percentuale non si applica invece agli impianti agrivoltaici “innovativi”

(articolo 65, comma 1-quater, del DL 1/2012). **Per terreni classificati come agricoli ma non concretamente utilizzabili a tali fini**, come verificabile in sede di autorizzazione secondo criteri stabiliti dalle Regioni e Province autonome, **possono essere stabilite eventuali percentuali maggiori di utilizzo**.

Per l'eolico, le Regioni e Province autonome dovranno **valutare le aree con adeguata ventosità, prendendo come riferimento analisi settoriali specifiche** oppure facendo riferimento alle mappe di vento disponibili nell'[Atlante eolico](#) aggiornato e reso disponibile dall'RSE. Può essere considerata adeguata una ventosità tale da garantire una producibilità maggiore di 2.250 ore equivalenti a 100 metri di altezza. Dovranno essere **escluse le superfici e le aree ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela** e, in caso di **beni di peculiare pregio**, si potranno introdurre fasce di rispetto fino a 7 km, a condizione che le **aree idonee complessivamente individuate** sul territorio regionale o provinciale **abbiano una superficie pari almeno all'80% di quella individuabile applicando i limiti di 3 km**.

Si resta **ancora in attesa, invece, del provvedimento** che regolerà le modalità di funzionamento della **piattaforma digitale per aree idonee**, realizzata da GSE (come previsto dall'art. 21 D.lgs. 199/2021).

8. Nuove regole per le Garanzie di Origine

Il ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, lo scorso 17 luglio, ha pubblicato il [Decreto n. 224 del 14 luglio 2023](#) "Attuazione dell'articolo 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 in materia di garanzie di origine" che **recepisce la Direttiva c.d. RED II**. Il provvedimento arriva a valle di una consultazione avviata lo scorso marzo alla quale Confindustria ha preso parte.

Il provvedimento disciplina le modalità di emissione, trasferimento, **riconoscimento e annullamento delle Garanzie di Origine - GO - della produzione di energia da fonti rinnovabili** riferite ai seguenti vettori energetici: **energia elettrica, gas (incluso il biometano), idrogeno ed energia termica e/o frigorifera**.

Il decreto disciplina, inoltre, le modalità di utilizzo delle GO da parte dei fornitori di energia, le verifiche sulla precisione, l'affidabilità e l'autenticità delle garanzie emesse da altri Stati Membri, l'utilizzo dei proventi da parte del GSE e le informazioni che vanno date ai clienti finali sulla composizione del mix energetico.

Il Decreto, tra l'altro, istituisce presso il GSE il **Registro nazionale delle Garanzie di Origine**, con cui saranno gestite la qualifica degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili ai fini dell'emissione dei titoli, le funzionalità relative ai conti proprietà degli operatori economici che vendono e acquistano le GO in ambito nazionale e internazionale e le operazioni di

emissione, trasferimento e annullamento delle GO nonché della registrazione sui conti proprietà delle operazioni di trasferimento delle GO.

Le GO riferite all'energia da fonti rinnovabili prodotta e immessa in rete potranno essere negoziate nelle sedi di contrattazione appositamente predisposte dal GME, mentre per gli scambi bilaterali dovranno essere registrate quantità e prezzi sulle piattaforme GME.

Il GME realizzerà una **bacheca informatica**, con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti a lungo termine delle GO.

9. Aggiornamenti PNRR: rimodulazione e stato attuazione investimenti

Il 27 luglio 2023 il Governo ha avanzato la proposta di **rimodulazione del PNRR**, così da:

- modificare 144 dei 349 obiettivi totali;
- eliminare dal Piano 9 Misure, dal valore totale di € 15,89 miliardi;
- introdurre un nuovo capitolo dedicato al REPowerEU, per un totale di circa € 19 miliardi.

La proposta di revisione, presentata il 1° agosto 2023 in Parlamento, sarà poi inviata alla Commissione UE, così da far partire il negoziato formale. L'obiettivo è di evitare che Bruxelles possa revocare i finanziamenti di fronte a interventi non ammissibili o che non possano essere completati entro i tempi concordati.

CAPITOLO REPOWEREU

Il capitolo dedicato al REPowerEU potrà contare su una dotazione finanziaria di **€ 19,2 miliardi**, di cui € 15,8 miliardi derivanti dalle 9 Misure cancellate e € 2,7 miliardi derivanti sia da nuove sovvenzioni del Dispositivo di Ripresa e Resilienza, sia da una riprogrammazione dei Fondi strutturali e di investimenti europei per il ciclo 2021-2027. Questi fondi potranno essere spesi più agevolmente, essendo la metà di essi *sgravi fiscali*, ossia l'unica tipologia di intervento che sta rispettando in pieno i cronoprogrammi PNRR.

Il nuovo capitolo si comporrà di **3 Missioni** e **6 riforme** da realizzare entro il 2026, così strutturati:

- Missioni / Capitoli di investimento
 - 1) Reti elettriche e del gas - € 2,3 miliardi;
 - 2) Transizione verde ed efficientamento energetico - € 14,7 miliardi;
 - 3) Filiere produttive - € 2 miliardi.
- Riforme settoriali

- 1) Riduzione costi connessione alle reti della produzione di biometano;
- 2) Power Purchasing Agreement (PPA) rinnovabili;
- 3) Green Skill settore privato e pubblico (due riforme);
- 4) Road map per la razionalizzazione dei sussidi inefficienti ai combustibili fossili;
- 5) Testo unico rinnovabili.

M2C1 - Investimento 2.2: Parco Agrisolare

Nelle edizioni del Focus di settembre 2022 e aprile 2023 avevamo parlato del Parco Agrisolare e dei Decreti Ministeriali a supporto dello stesso. Ripercorrendo la cronologia degli stessi ricordiamo che:

- il 23 agosto 2022 il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (MiPAAF, ora MASAF) aveva emanato l'[Avviso pubblico](#) che recava le modalità di presentazione delle domande e la dotazione totale, pari a € 1,5 miliardi dal 2022 al 2026;
- i Decreti Direttoriali del [21 dicembre 2022](#) e [30 marzo 2023](#) del il Ministero Ministro dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste (MASAF) avevano recato gli elenchi finali dei destinatari ammessi a finanziamento;
- i Decreti Ministeriali del [14 aprile 2023](#) e [19 aprile 2023](#) del MASAF avevano dato una prima attuazione all'investimento, senza che venisse coperta l'intera dotazione finanziaria, ma solo € 502 milioni, ossia un terzo del totale, portando così ad un "avanzo" di **€ 993 milioni**.

In considerazione della somma avanzata e del DM del 19 aprile 2023, il 20 luglio 2023 il MASAF ha emanato:

- il [Decreto Direttoriale](#) recante un primo elenco di soggetti riammessi a seguito di riesame e di soggetti beneficiari che hanno presentato rinuncia all'agevolazione;
- il **secondo [Avviso pubblico](#) (nuovo Bando)** recante le modalità di presentazione delle domande.

Tra le principali novità del nuovo bando:

- ✓ incremento dell'intensità di aiuto massima concedibile fino all'80% per le imprese della produzione agricola primaria e della trasformazione agricolo in agricolo;
- ✓ introduzione della nuova fattispecie di autoconsumo condiviso;
- ✓ partecipazione di imprese in forma aggregata;
- ✓ possibilità di realizzare impianti fotovoltaici sui tetti dei fabbricati agricoli con potenza fino ad un massimo di 1.000 kWp per impianto;
- ✓ raddoppio della spesa massima ammissibile per sistemi di accumulo fino a € 100.000;

- ✓ raddoppio della spesa massima ammissibile per dispositivi di ricarica fino a € 30.000;
- ✓ spesa massima per beneficiario pari ad € 2.330.000.

Le domande potranno essere presentate tramite il [portale dedicato](#) del GSE a partire dalle ore 12:00 del 12 settembre 2023 fino alle ore 12:00 del 12 ottobre 2023.

Per tutte le informazioni è possibile consultare le pagine dedicate sui siti del [MASAF](#) e del [GSE](#).

M2C2 - Investimento 1.4: Biometano

Nell'edizione del Focus di settembre 2022 avevamo parlato anche dell'investimento relativo allo sviluppo del biometano. Ripercorrendo la cronologia dei bandi ricordiamo che:

- il 5 agosto 2022 il MiTE (ora MASE) aveva emanato il [DM n. 305/2022](#) interpretativo del [DM del 2 marzo 2018](#) (emanato dal MiSE, ora MiMIT) del quale chiariva alcuni aspetti legati al diritto al riconoscimento dell'incentivo per la produzione del biometano. Il DM n. 305 stanziava **€ 1,7 miliardi**, fissando come termine ultimo per l'accesso ai fondi il 31 dicembre 2023;
- il 15 settembre 2022 il MiTE aveva emanato il [DM n. 340/2022](#) (continuazione del DM del DM n. 305/2022) che recava disposizioni per la definizione degli incentivi contingenti disponibili e contingenti massimali annui tempistiche e modalità di svolgimento delle procedure competitive al biometano immesso nella rete del gas naturale e prodotto;
- il 13 gennaio 2023 il MASE aveva pubblicato [DD n. 23/2023](#), che conteneva l'approvazione delle [Regole Applicative](#) (GSE) per l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale;
- nel mese di gennaio 2023 il GSE aveva pubblicato il [1° Bando / Avviso Pubblico](#) per la partecipazione alla procedura competitiva per l'accesso agli incentivi per il biometano immesso nella rete del gas naturale ai sensi dell'articolo 5 del DM 15 settembre 2022.

Nel mese di luglio 2023 il GSE aveva pubblicato il [2° Bando / Avviso Pubblico](#) per la partecipazione alla procedura competitiva per l'accesso agli incentivi per il biometano immesso nella rete del gas naturale ai sensi dell'articolo 5 del DM 15 settembre 2022.

La procedura competitiva, aperta il 14 luglio 2023, sarà chiusa improrogabilmente il 12 settembre 2023 alle ore 12:00.

Le domande potranno essere presentate tramite il [portale dedicato](#) del GSE.

Per tutte le informazioni è possibile consultare le pagine dedicate sui siti del [MASE](#) e del [GSE](#).

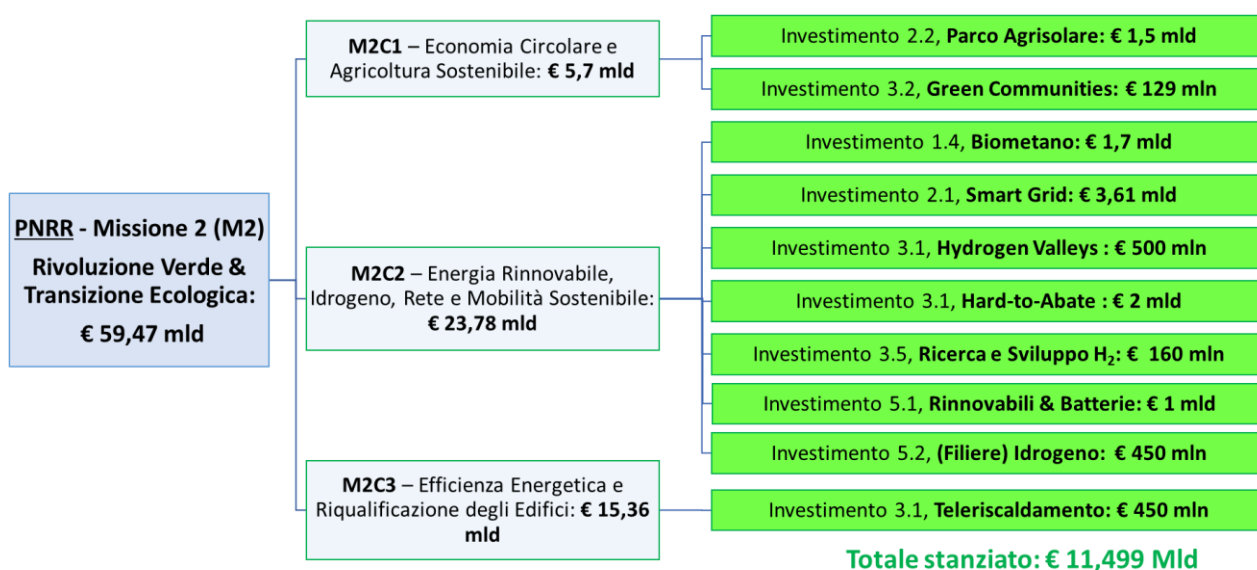
Stato dell'arte della Missione 2

Allo stato attuale la Missione 2 (M2), *Rivoluzione Verde & Transizione Ecologica*, vede già stanziati quasi **€ 11,5 miliardi**, su un totale di € 59,5 miliardi.

L'attuazione degli investimenti e il conseguente stanziamento delle somme risultano in stato avanzato per idrogeno, biometano, batterie, parco agrisolare, teleriscaldamento e smart grid.

Ancora da stanziare i fondi relativi al tanto atteso investimento sull'agrivoltaico, che prevederà € 1,4 miliardi e che, insieme al parco agrisolare, dovrà dare un forte impulso allo sviluppo del fotovoltaico nel Paese.

Di seguito la sintesi degli investimenti per i quali sono state stanziati e somme e avviate le procedure di presentazione dei bandi e proposte progettuali:



10. Nuovo indice dei prezzi del mercato gas del GME

Il Gestore dei Mercati Energetici nelle settimane scorse ha lanciato l'Igi o [IG Index GME \(Italian Gas Index\)](#).

L'indice Igi si propone quindi come *"un riferimento, definito in modo trasparente e replicabile dagli operatori, per operazioni di hedging e/o per contratti di fornitura"*.

L'indice è calcolato dal GME, per ciascun giorno gas, a partire dai prezzi registrati sul mercato a pronti gestito dal GME ed è pubblicato su base giornaliera.

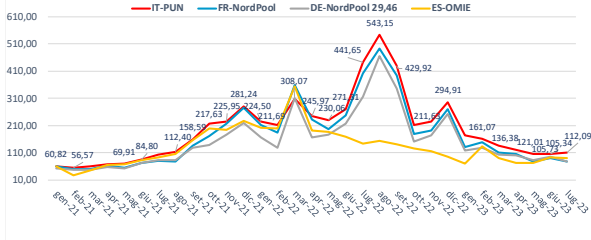
L'iniziativa nasce alla luce dell'incremento "costante sia in termini di volumi scambiati che di operatori iscritti" registrato sul mercato gas gestito dal GME.

Report Mercati energetici e Ambientali

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

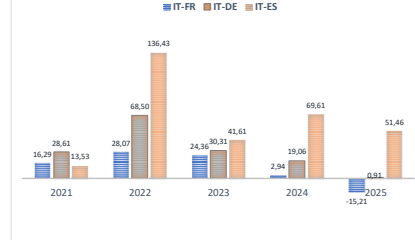
Mercato Elettrico - Spot

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



*Media prezzi giornalieri fino al 31.07.2023

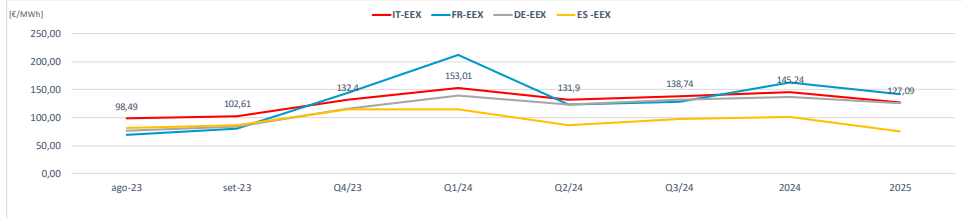
Spread Elettrico €/MWh



* quotazioni future del 28.07.2023

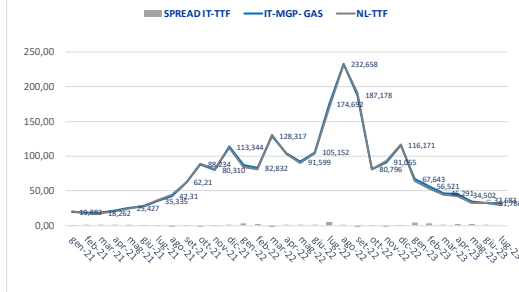
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 28.07.2023 - €/MWh



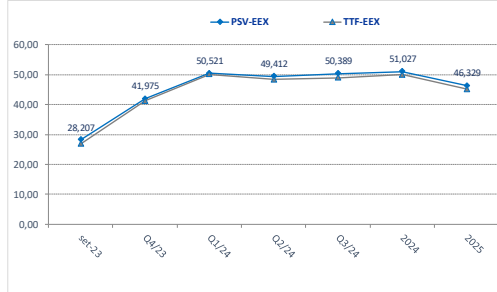
Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



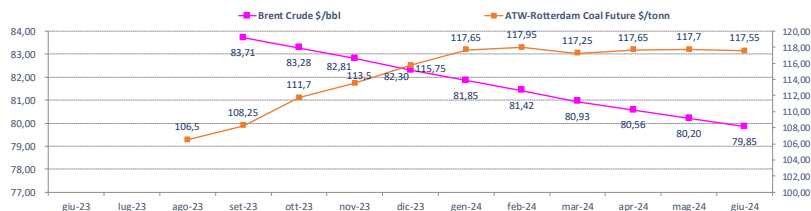
*Media prezzi giornalieri fino al 31.07.2023

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 28.07.2023 - €/MWh



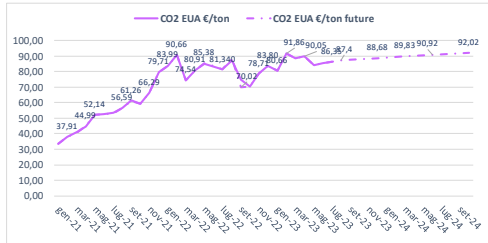
Mercato Commodities

Prezzi future al 28.07.2023

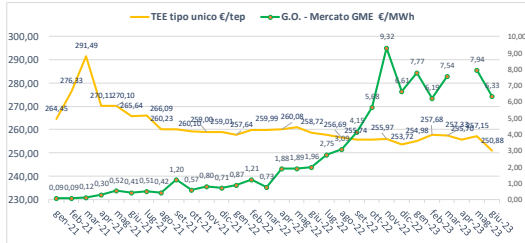


Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 28.07.2023



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMI, 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.