



Focus Energia e Sostenibilità

n. 32 – Dicembre 2023

Sommario

Approfondimenti	2
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	2
2. DL Sicurezza energetica: audizione e proposte emendative	6
3. La Commissione europea boccia il PNIEC italiano	7
Principali novità di settore	10
4. La nuova disciplina energivore	10
5. Regolamento controlli GSE- art.42 del Dlgs. 28/11	12
6. Aggiornamenti dossier europei: accordo sul Market Design elettrico	12
Report Mercati energetici e Ambientali	14

Approfondimenti

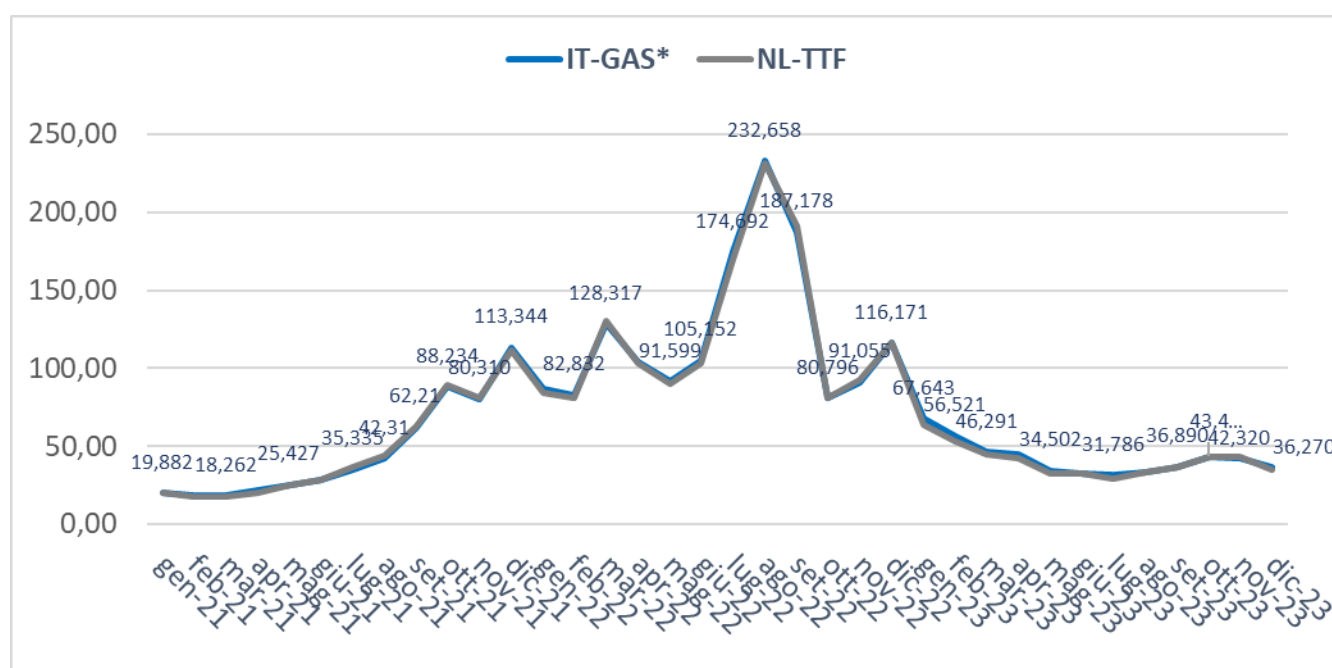
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas

di Barbara Marchetti

La **media del prezzo del gas di dicembre**, quotato al TTF, è stata **pari a 35,1 €/MWh contro i 43,6 €/MWh di novembre** mentre l'IG Index del Gme si è attestato a **36,3 €/MWh**.

L'andamento dei prezzi del gas nell'ultima parte dell'anno è rimasto abbastanza favorevole per i consumatori nonostante l'aumento delle tensioni geopolitiche e gli attacchi a navi da trasporto da parte dei ribelli Houthi nel Mar Rosso e nel Golfo di Aden.

Andamento prezzi medi mensili TTF e PSV - €/MWh



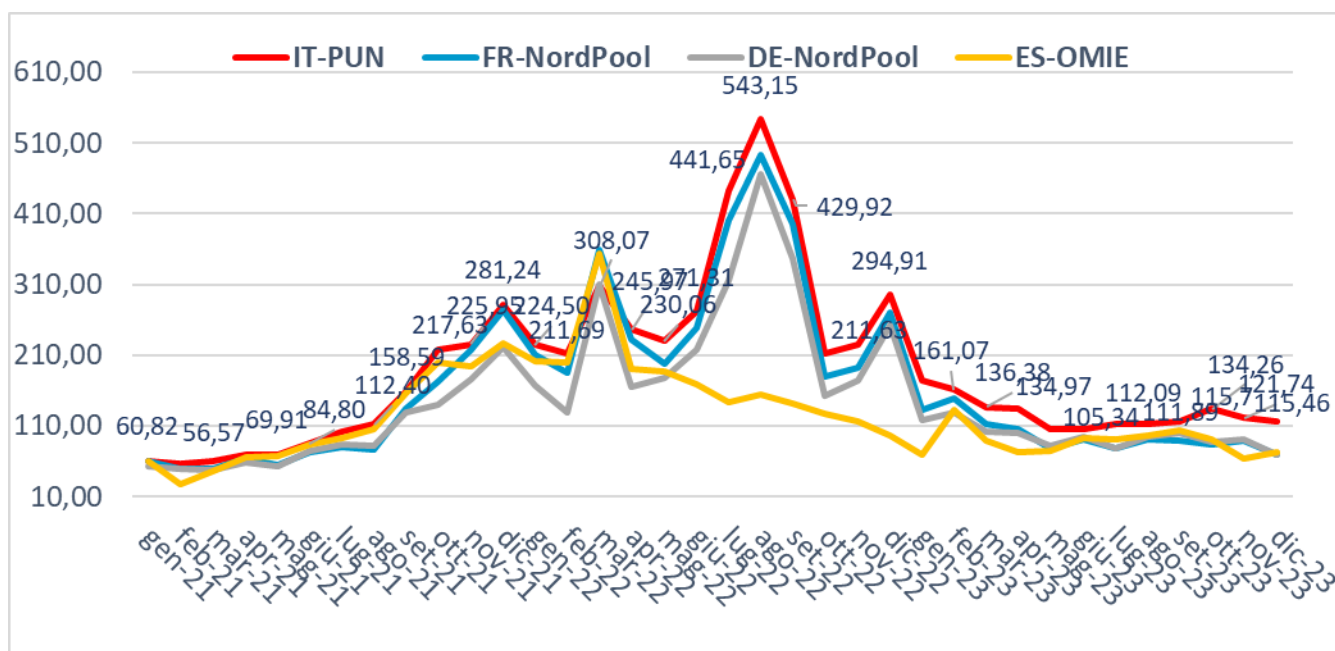
Fonte: GME, EEX

La **quotazione media della prima settimana di gennaio** è stata **pari a 31,9 €/MWh** ma su un trend al rialzo; l'IG Index del Gme si è invece attestato a **quota 31,3 €/MWh**.

Il **Pun elettrico italiano a dicembre** è risultato **pari a 115,5 €/MWh** rispetto ai **127,7 €/MWh di novembre**. Si segnala una importante riduzione; nella prima settimana del 2024 il valore è stato pari a **100,7 €/MWh** quindi in ulteriore calo.

Nel 2023 i prezzi dell'energia elettrica sono diminuiti rispetto al 2022, stabilizzandosi su livelli dell'estate 2021, il **maggior apporto rinnovabile del mix di fonti a costo marginale nullo o basso ha accentuato l'effetto ribassista** dei prezzi medi del gas nel corso del 2023.

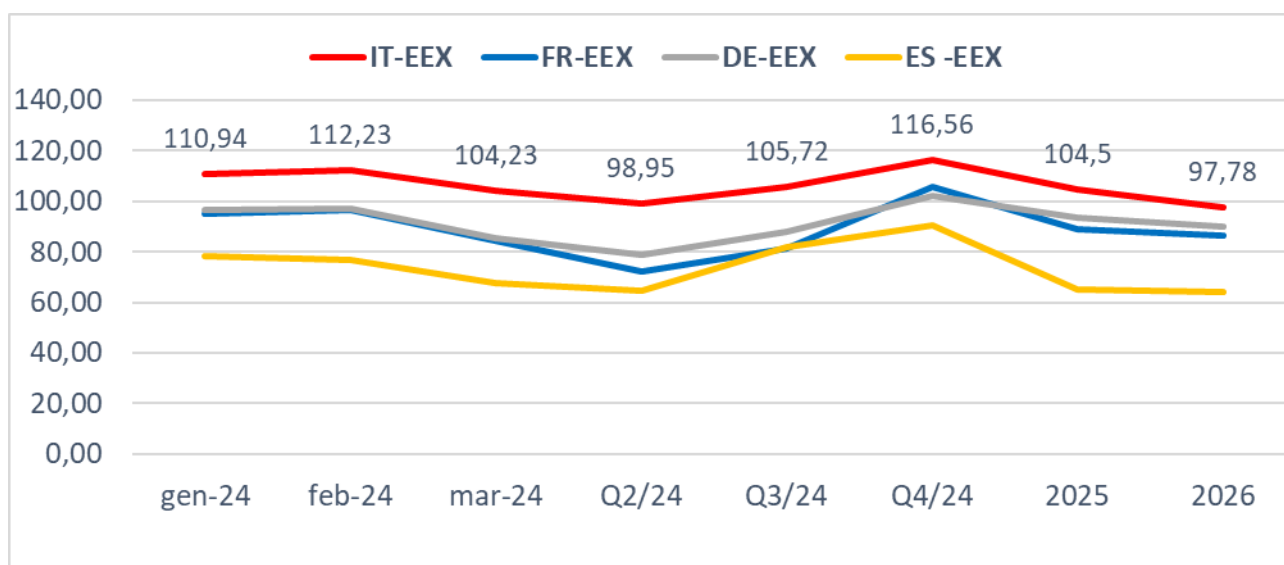
Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Fonte: GME, NordPool, OMIE, Powernext

Continua la **discesa delle quotazioni futures power Italia al 2024 e 2025** che vanno al di sotto del prezzo medio spot PUN 2023 (127,24 €/MWh): **power Ita Cal24 =108 €/MWh, Cal25 =104,5 €/MWh.**

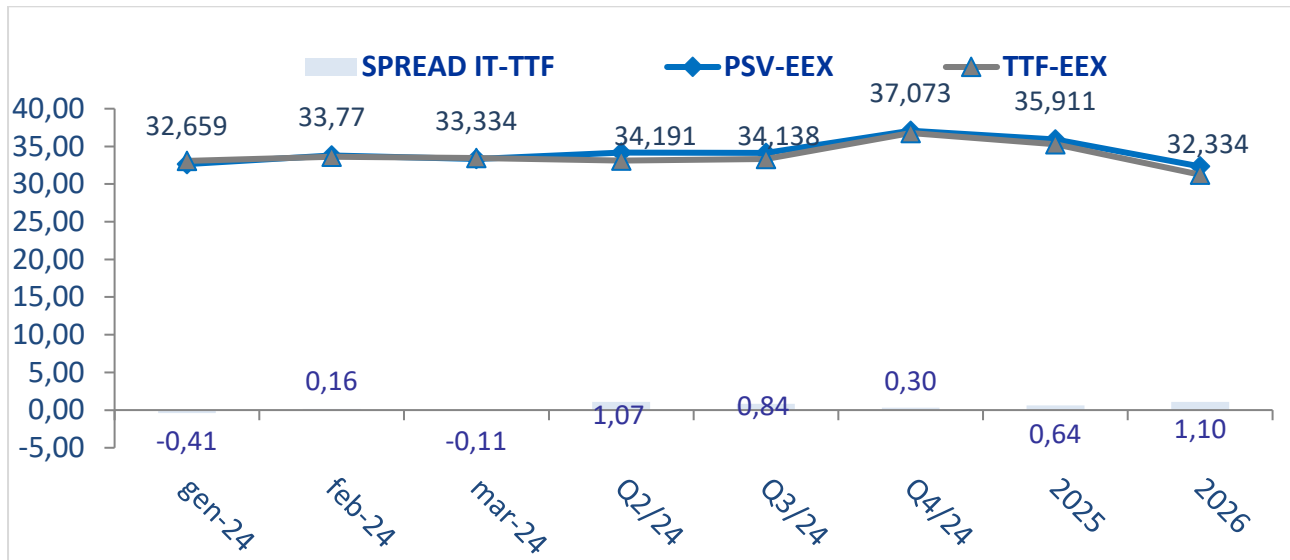
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 4.01.2024 - €/MWh



Fonte: EEX

In calo le quotazioni gas al 2024 e 2025: **PSV Cal24 =34,2 €/MWh, TTF Cal24 =33,9 €/MWh, PSV Cal 25 = 36 €/MWh, TTF Cal 25 =35,3 €/MWh.**

Prezzi futures PSV e TTF al 4.01.2024 - €/MWh



Fonte: EEX

Secondo i dati preliminari di Terna, nell'anno appena concluso, in Italia i consumi elettrici hanno registrato un calo di circa un 2,8% attestandosi a poco meno di 308 TWh - il valore più basso da oltre vent'anni, escludendo il 2020 dei lockdown pandemici. L'83,4% dell'energia richiesta sulla rete è venuto dai circa 256,6 TWh di produzione nazionale, in calo del 6,3%, e il restante 16,6% da un import netto in decisa ripresa (+19,2% o 9,3 TWh in più), principalmente grazie alle migliori condizioni del nucleare francese.

La produzione eolica e solare italiana è aumentata di quasi un 16% (circa 15,7 TWh in più) toccando il massimo storico, e contribuendo a portare la quota delle rinnovabili a oltre il 37% dei consumi contro il 31,1% del 2022. Si tratta anche in questo caso di un record, se si esclude quello del 2020 del Covid. **Circa due terzi dell'incremento sono dovuti alla ripresa della produzione idroelettrica, che al netto dei pompaggi ha raggiunto quota 38,8 TWh (+38,6% o +10,8 TWh), e oltre un terzo a sole e vento, da cui complessivamente sono arrivati circa 6 TWh in più che nell'anno precedente.**

Il maggior apporto di rinnovabili e import è stato nel frattempo più che compensato da una caduta dell'output delle fonti fossili, complessivamente circa un - 19% o quasi 33 TWh, principalmente per la minore produzione da gas naturale, stimabile in un -20% o - 22,5 TWh per 91 TWh totali, sulla base dei dati comunicati da Terna a EntsoE. In calo anche più pronunciato il carbone (- 42% circa o - 8,7 TWh a 12,1 TWh), che, come le biomasse, sconta

la fine delle misure di massimizzazione della produzione disposte nel 2022 per l'emergenza energetica.

Secondo l'Osservatorio FER realizzato da ANIE Rinnovabili, sulla base dei dati Gaudì di Terna, **nei primi 9 mesi del 2023 sono state eguagliate le installazioni del 2022**, che non sono però sufficienti a raggiungere gli obiettivi al 2030 (**10 GW/anno**). **Al 30 settembre 2023 la capacità installata è pari a 3,122 GW** così suddivisa: 2,804 GW fotovoltaici, 305 MW eolici e 13 MW idroelettrici. **La nuova potenza connessa nel 2023 è aumentata del 57% rispetto ai primi 9 mesi del 2022**. Al 30 settembre 2023 in Italia **sono connessi ed in esercizio complessivamente 63,838 GW di fonti rinnovabili** così suddivisi: 4,125 GW di bioenergie, 12,133 GW di eolico, 27,816 GW di fotovoltaico, 817 MW di geotermoelettrico e 18,947 GW di idroelettrico, **coprendo il 37% del fabbisogno elettrico nazionale**.

Secondo i dati di Snam RG, il gas immesso in rete nel 2023 è stato pari a **63,13 miliardi di metri cubi**, in calo dell'**8,5%** sul dato già modesto del 2022 e del **10,4%** sulla media del decennio 2013-2022.

Considerando solo i principali settori di consumo, il calo è ancora più significativo, pari a -10,1% sul 2022 ed a -13,3% sulla media del decennio 2013-2022, per una **domanda di 59,1 mld mc**, ai minimi almeno dal 2003. **Più nel dettaglio, nonostante un lieve rialzo in dicembre, l'industria cede un 4% a 11,44 mld mc** (-14,9% sulla media dell'ultimo decennio), **il settore civile flette di un 7,4% a 26,6 mld mc** (-15,6% sul 2013-22) e **il termoelettrico di un 16,1% a 21,1 mld mc** (-9,4%).

Quanto all'offerta, le importazioni hanno ceduto nell'anno un 11,7% a 60,64 mld mc (-7,6% sul decennio), col Gnl salito al 25,6% del fabbisogno contro il 20,6% del 2022.

La **produzione interna si riduce di un 9,7% scendendo per la prima volta sotto i 3 mld mc** (2,8 mld mc, -45,4% sulla media decennale). **Le erogazioni nette dagli stoccaggi**, in un anno di riempimento record delle scorte, con i 3,27 mld mc svasati nei primi due mesi della stagione dei prelievi, **hanno registrato un +38,5% sul valore (molto basso) del novembre-dicembre 2022 ma un -5,6% sulla media 2014-23**.

Guardando alle **maggiori fonti di approvvigionamento**, nel 2023 le variazioni più vistose sono da un lato **l'ulteriore crollo della Russia (-76,9% o -8,45 mld mc)**, **penultima fonte con solo 2,54 mld mc**, dall'altro il **balzo del Gnl dai quattro terminali (+14% o quasi +2 mld mc)**, **che con 16,19 mld mc ne ha compensato una quota, anche se il grosso dell'ammancio dall'ex Urss è stato assorbito dagli oltre 5,8 mld mc di minore domanda**.

Meno pronunciate le variazioni delle altre fonti, con **l'Algeria saldamente in testa (-2,2% a 23,04 mld mc)**, **l'Azerbaigian terza fonte dopo il Gnl (-3,4% a 9,84 mld mc)**, **seguito dal Nord Europa (-9,5% a 6,43 mld mc)**, **dalla produzione e dalla Libia, poco dietro la Russia con 2,52 mld mc (-3,7%)**.

2. DL Sicurezza energetica: audizione e proposte emendative

di Elena Bruni e Barbara Marchetti

Lo scorso 20 dicembre, Confindustria nel corso dell'[Audizione](#) alla Camera dei Deputati in merito al Decreto Sicurezza Energetica (DL n. 181/2021) ha espresso una valutazione complessivamente positiva del provvedimento, soprattutto sul piano delle disposizioni in campo energetico, che vedono l'introduzione delle misure di energy e gas release e di altri interventi a favore della produzione di energia da fonti rinnovabili e potenziamento delle infrastrutture energetiche. È stata comunque sottolineata l'importanza di assicurare una rapida operatività alle nuove norme, già a partire dall'inizio del 2024, anche attraverso chiarimenti e precisazioni da apportare in sede di decretazione attuativa. A tal fine sono state indicate da Confindustria alcune proposte emendative volte ad accelerare e migliorare l'attuazione delle disposizioni in campo energetico.

Per quanto concerne l'**energy release** sono stati proposti tre emendamenti:

- **sostegno agli investimenti attraverso garanzie pubbliche.** L'emendamento interviene al fine di introdurre misure di sostegno agli investimenti privati finalizzati alla realizzazione di nuova capacità di generazione e che richiedono un rilevante impegno finanziario per le imprese coinvolte. L'emendamento prevede che gli investimenti delle imprese siano supportati attraverso apposite forme di garanzia pubblica finalizzate a favorirne l'accesso alle fonti finanziarie. In particolare, tale supporto, potrebbe provenire sia dal Fondo di Garanzia per le PMI sia da SACE.
- **Termini operatività impianti/interventi per nuova capacità di generazione.** L'emendamento interviene sui termini previsti per l'entrata in esercizio o in operatività degli impianti o degli interventi funzionali a generare nuova capacità di generazione, al fine di considerare adeguatamente le diverse fattispecie interessate dalla norma. In particolare, in considerazione dei tempi necessari per ottenere la preventiva concessione di aree pubbliche si propone di prevedere un eventuale diverso regime temporale di decorrenza dei termini per l'entrata in esercizio degli impianti, ancorandolo all'ottenimento della disponibilità delle aree.
- **Nuovi impianti fotovoltaici nelle pertinenze stabilimenti industriali.** L'emendamento interviene al fine di includere nel campo di applicazione della disciplina dell'energy release, anche gli impianti realizzati dai privati nelle proprie aree. Infatti, l'utilizzo delle pertinenze interne agli stabilimenti può garantire un contributo rilevante per la realizzazione degli impianti, valorizzando aree già nella disponibilità del soggetto investitore, indipendentemente dalla dimensione dell'impianto.

Con l'emendamento sulla misura di **gas release** si riserva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il compito di fornire ad ARERA i necessari elementi di valutazione per attuare l'intervento tariffario introdotto dal DL 181/2023. La norma prevede, infatti, che il

differenziale tra i proventi di aggiudicazione dei diritti sul gas ai clienti finali gasivori e il relativo costo riconosciuto dal GSE ai concessionari, sia utilizzato per la riduzione delle tariffe di trasporto gas a favore degli stessi clienti finali ammessi alla specifica procedura. Tuttavia, la norma prevede che sia l'ARERA a determinare le modalità di questa riduzione tariffaria. La scelta del criterio pro quota maggiormente idoneo per attuare il riparto in questione potrà ragionevolmente essere definita soltanto a valle delle procedure, quando saranno noti l'entità del differenziale effettivamente generato ed il numero dei clienti finali partecipanti. È pertanto opportuno prevedere un intervento, a monte, da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, coerentemente demandando ad ARERA le fasi attuative.

Un emendamento importante riguarda poi i **proventi d'aste ETS e la compensazione dei costi indiretti** per completare il set di misure che il DL mette in campo per allineare i costi energetici delle imprese italiane alle variazioni dei prezzi medi e a quelli delle imprese delle principali economie europee. Infatti l'emendamento mira a dare attuazione a quanto già previsto dalla Direttiva ETS, come modificata dalla Direttiva (UE) 2023/659, che prevede che gli Stati membri dovrebbero destinare tutti i proventi delle aste in via prioritaria a misure di mitigazione ambientale - escludendo quindi la destinazione ad ammortamento del debito pubblico come invece ancora si prevede nel nostro Paese - e alla compensazione dei costi indiretti ETS che gravano sulle imprese che consumano energia e che rientrano nel perimetro di tale regolamentazione.

Un altro emendamento mira **all'interpretazione autentica della norma sui crediti d'imposta energia e gas** chiarendo che ai fini del calcolo della spesa sostenuta per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, non rilevano i flussi generati da strumenti derivati di copertura collegati al costo della materia prima, come invece sostenuto dall'Agenzia delle entrate.

Infine, con un emendamento si introducono alcune misure **urgenti per il sostegno** degli investimenti privati e l'accesso alla liquidità delle **imprese colpite dagli eventi alluvionali verificatisi in Toscana** a decorrere dal 2 novembre scorso.

3. La Commissione europea boccia il PNIEC italiano

di Elena Bruni

La Commissione Europea ha bocciato il PNIEC italiano. In particolare, secondo le **Valutazioni CE** il Piano italiano **mostra carenze su vari punti**. Innanzitutto, l'**effort sharing** che presenta un **gap del 6,7 - 8,7% rispetto alla riduzione delle emissioni del 43,7% al 2030**. Ma importanti carenze sono state riscontrate anche su altri fronti che portano l'Italia nelle condizioni di non raggiungere i target definiti dalla UE.

Ad esempio, **per le rinnovabili**, secondo quanto riportato dalla Commissione, **non si andrà oltre il 39% rispetto al previsto 42,5% e per l'efficienza energetica si raggiungerà un miglioramento di appena il 5,8% rispetto all'11,7% previsto**.

La Commissione Europea ha quindi formulato **25 Raccomandazioni all'Italia**, che nella versione del Pniec che presenterà entro giugno 2024, **dovrà anche precisare le misure che permetteranno di attrarre gli investimenti privati necessari a raggiungere gli obiettivi includendo anche le previsioni sui costi e sull'utilizzo di fondi nazionali, regionali e Ue, assicurando coerenza tra il Pniec e il capitolo REPowerEU del Pnrr.**

In particolare, le raccomandazioni della Commissione prestano particolare attenzione ai **traguardi, agli obiettivi e ai contributi**, nonché alle relative **politiche e misure per realizzare il piano REPowerEU** al fine di eliminare rapidamente la dipendenza dai combustibili fossili russi.

Le **Raccomandazioni** della Commissione Europea riflettono l'importanza di **garantire investimenti sufficienti nella ricerca e nell'innovazione nel settore dell'energia pulita** per promuovere le loro capacità di sviluppo e produzione, comprese **politiche e misure adeguate alle industrie ad alta intensità energetica e altre imprese.**

La CE valuta essenziale definire politiche e misure supplementari efficienti sotto il profilo dei costi, anche nei settori dei **trasporti, dell'edilizia e dell'agricoltura** e per le **emissioni diverse dal CO₂**. L'Italia dovrà fornire proiezioni aggiornate per mostrare in che modo le politiche esistenti e pianificate conseguiranno l'obiettivo.

Inoltre, occorre definire un percorso concreto per conseguire l'obiettivo nazionale **LULUCF** sull'utilizzo del suolo. **L'Italia dovrà fornire traiettorie stimate e un piano a lungo termine per la diffusione delle tecnologie di energia rinnovabile nei prossimi 10 anni e descrivere in che modo intende agevolare ulteriormente l'autorizzazione con procedure più rapide e semplici.** Un'attenzione specifica deve andare alla promozione **dell'idrogeno** nel settore dei trasporti e nell'industria.

La CE raccomanda poi all'Italia di **definire politiche e misure complete per conseguire i contributi in materia di efficienza energetica** e, in particolare, le modalità di attuazione del principio "l'efficienza energetica al primo posto", specificando i programmi di finanziamento e regimi di sostegno per l'efficienza energetica, in grado di mobilitare investimenti privati e cofinanziamenti aggiuntivi.

Analogamente l'Italia deve **definire misure per realizzare il potenziale di sviluppo di infrastrutture per la cogenerazione ad alto rendimento o per il teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti.** Nell'**edilizia** l'Italia dovrà **garantire un parco immobiliare nazionale altamente efficiente sotto il profilo energetico e decarbonizzato e trasformare gli edifici esistenti in edifici a emissioni zero entro il 2050**, comprese tappe intermedie per il 2030 e il 2040.

Uno sguardo va poi al **rafforzamento della resilienza del sistema energetico** fissando obiettivi e misure chiari per far fronte a forniture limitate o interrotte, stabilendo **obiettivi chiari per migliorare la capacità di interconnessione elettrica e obiettivi e traguardi chiari per la gestione della domanda al fine di migliorare la flessibilità del sistema.** L'Italia dovrà sviluppare ulteriormente l'approccio per affrontare la povertà energetica e chiarire gli obiettivi nazionali in materia di ricerca, innovazione e competitività per la diffusione delle tecnologie

pulite, stabilendo un percorso per il 2030 e il 2050 al fine di sostenere la decarbonizzazione dell'industria e promuovere la transizione delle imprese verso un'economia circolare e a zero emissioni nette.

Sarà necessario **spiegare dettagliatamente in che modo l'Italia prevede di eliminare gradualmente i combustibili fossili solidi per la produzione di energia elettrica** chiarendo i relativi impegni e misure. Infine, **l'Italia dovrà dettagliare meglio** quelle che sono le **conseguenze sociali e occupazionali delle politiche climatiche attuando misure a sostegno di una transizione giusta.**

Principali novità di settore

4. La nuova disciplina energivore

di Elena Bruni

Al fine di adeguare le disposizioni alla nuova disciplina europea in materia di **Aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022** (comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01) entro il 31 dicembre 2023, l'Italia ha emanato l'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131 convertito nella Legge 169/2023. L'art. 3 introduce le “**condizionalità verdi**” che costituiscono un aspetto nuovo e qualificante delle nuove Linee guida per gli aiuti di stato nel settore dell'energia, cui la Commissione europea si attiene nel rilasciare la propria autorizzazione alla misura nazionale di aiuto. Successivamente l'ARERA ha pubblicato la [Delibera 619-23](#) con la quale disciplina le modalità operative per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica.

La **nuova disciplina** prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2024, le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica siano riconosciute mediante **l'applicazione da parte dell'impresa distributrice di aliquote differenziate della componente ASOS** in base alle seguenti classi di agevolazione:

- a) **Classe 0:** tutti i clienti finali non rientranti nel novero delle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui all'articolo 3, commi 1 e 2 del decreto-legge 131/2023;
- b) **Classe 1:** imprese a forte consumo di energia elettrica che operano in uno dei settori ad alto rischio di rilocalizzazione di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a) del decreto legge 131/2023;
- c) **Classe 2:** imprese a forte consumo di energia elettrica che operano in uno dei settori a rischio di rilocalizzazione di cui all'articolo 3, comma 1, lettera b) del decreto-legge 131/2023;
- d) **Classe 3:** imprese a forte consumo di energia elettrica che, pur non operando in alcuno dei settori di cui alle precedenti lettere b) e c), hanno beneficiato, nell'anno 2022 ovvero nell'anno 2023, delle agevolazioni di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 (vecchia disciplina).

Secondo quanto disciplinato dall'ARERA le imprese a forte consumo di energia elettrica possono richiedere alla CSEA, in luogo dell'applicazione della componente ASOS, il **pagamento diretto del contributo minimo dovuto**, determinato in termini di percentuale del VAL, differenziato in base alla propria classe di appartenenza.

Ai fini del controllo dell'appartenenza ai settori dell'Allegato 1 alle Linee Guida CEEAG, le imprese **dichiarano il codice ATECO prevalente** indicato nella dichiarazione IVA relativa all'ultimo anno del periodo di riferimento. La CSEA acquisisce altresì l'attestazione che **l'impresa adotta le misure per l'uso efficiente dell'energia** in conformità alle disposizioni del decreto 102/2014 s.m.i., ai sensi di quanto disposto all'articolo 3, comma 8, primo periodo,

del decreto-legge 131/2023.

Le imprese a forte consumo di energia elettrica, fatto salvo per quelle di recente costituzione dovranno dichiarare di essere titolari di una diagnosi energetica in corso di validità, eventualmente contenuta in un sistema di gestione dell'energia ISO 50001.

L'impresa a forte consumo di energia elettrica che accede alle agevolazioni è tenuta a dare attuazione a una delle misure indicando, in occasione della presentazione a CSEA della dichiarazione, la misura che l'impresa stessa ha adottato per l'anno *n* tra:

- a) **attuare le raccomandazioni** di cui al rapporto di diagnosi energetica, qualora il tempo di **ammortamento degli investimenti** a tal fine necessari **non superi i tre anni** e il relativo costo non ecceda l'importo dell'agevolazione percepita;
- b) **ridurre l'impronta di carbonio** del consumo di energia elettrica fino a coprire almeno il **30% del proprio fabbisogno da fonti che non emettono carbonio**;
- c) **investire una quota pari almeno al 50 % dell'importo dell'agevolazione in progetti che comportano riduzioni sostanziali delle emissioni di gas a effetto serra** al fine di determinare un livello di riduzioni al di sotto del parametro di riferimento utilizzato per l'assegnazione gratuita nel sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea.

L'impresa a forte consumo di energia elettrica, **in caso di inadempimento** degli obblighi è tenuta a rimborsare l'importo delle agevolazioni percepite per il periodo di mancato adempimento degli obblighi medesimi e può beneficiare di ulteriori agevolazioni esclusivamente dopo aver provveduto a rimborsare l'importo stesso.

La CSEA prima dell'esazione della contribuzione dovuta determina gli importi in misura max (% VAL per classe di appartenenza; 0,50 euro/MWh*prelievo anno precedente) dove il prelievo dell'anno precedente è quello rinvenibile da CSEA con i dati ufficiali disponibili nel SII o comunicati dall'impresa distributrice o dal gestore di SDC. La CSEA pubblica sul Portale **l'importo delle due rate uguali da versare in acconto** (entro il 30 giugno e 31 dicembre dell'anno *n*), pari complessivamente al 100% del livello minimo di contribuzione. **Il mancato pagamento** o pagamento in misura non conforme e la mancata regolarizzazione entro 60 giorni dall'invio della contestazione all'impresa da parte della CSEA, comporta **l'automatica decadenza della permanenza nell'elenco e delle agevolazioni eventualmente già godute**, con obbligo di restituzione delle stesse, nonché il mancato inserimento dell'impresa nell'elenco.

5. Regolamento controlli GSE- art.42 del Dlgs. 28/11

di Barbara Marchetti

Il Gestore dei Servizi Energetici - **GSE S.p.A.** ha **pubblicato**, sul proprio sito istituzionale, il **[Regolamento](#)** per la classificazione delle violazioni e per la definizione delle percentuali di decurtazione applicabili nell'ambito delle proprie attività di controllo relative a impianti di produzione di energia da fonte rinnovabili, unitamente alla modulistica recante le modalità di **presentazione delle istanze di riduzione**.

Il **fine del Regolamento** è di **dare seguito alle modifiche apportate dal Legislatore all'art. 42 del D.Lgs. n. 28/2011**, improntate alla salvaguardia della produzione di energia da fonte rinnovabili come interpretate dalla Giustizia Amministrativa.

In ossequio a quanto previsto dal novellato art. 42, **il meccanismo definito dal GSE individua le violazioni rilevanti da cui deriva la decadenza dal diritto a percepire l'incentivo e le violazioni di minore gravità che danno luogo alla decurtazione dell'incentivo in misura percentuale tra il 10% e il 50%.**

Tale **meccanismo sarà applicabile sia ai nuovi procedimenti di verifica sia alle istanze di riesame presentate dagli operatori per i procedimenti di verifica conclusi, il cui esito sia stato impugnato ma rispetto al quale il giudice Amministrativo non si sia ancora pronunciato in maniera definitiva**, in conformità a quanto previsto in proposito dalla norma di riferimento.

Il **GSE auspica che l'approvazione del Regolamento possa comportare una riduzione del contenzioso salvaguardando la produzione di energia rinnovabile** senza che venga meno la tutela dell'interesse pubblico a un corretto riconoscimento degli incentivi.

Resta comunque salva la possibilità che, in futuro, **possano essere apportate modifiche al Regolamento**, anche di concerto con le strutture del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

6. Aggiornamenti dossier europei: accordo sul Market Design elettrico

di Stefano Terzaghi

A seguito di intensi negoziati interistituzionali iniziati nella seconda metà di ottobre, il 14 dicembre 2023 i **legislatori europei hanno raggiunto un accordo politico sulla riforma del mercato elettrico dell'Unione**, proposta dalla Commissione europea nel marzo del 2023. La revisione riguarda il regolamento e la direttiva sull'elettricità, la direttiva sulle energie rinnovabili ed il regolamento ACER (cioè, l'Agenzia dell'UE per la cooperazione dei regolatori dell'energia). Tale riforma fa parte di un pacchetto più ampio che comprende anche una proposta legislativa di modifica del Regolamento per migliorare la protezione contro la

manipolazione del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), sulla quale Consiglio e Parlamento hanno trovato un accordo nel novembre 2023.

La nuova struttura del mercato elettrico si pone come obiettivo centrale **la riduzione della dipendenza dei prezzi dell'elettricità dalla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili** (che vengono utilizzati per produrre tale elettricità). In particolare, **la riforma incrementa le misure di protezione dei consumatori e accelera il dispiegamento delle energie rinnovabili.**

Queste ultime potranno - laddove vi siano le condizioni - godere di sostegno esclusivo in linea con i piani di decarbonizzazione dei singoli Stati Membri. Questi sono tenuti a **promuovere la diffusione dei Power Purchase Agreements (PPA) per favorire l'acquisto di energia rinnovabile, con la possibilità di adottare PPA preparati in modo standardizzato.**

Quale rappresentante dei Paesi UE, il Consiglio avrà la possibilità di dichiarare una crisi dei prezzi dell'elettricità, su proposta della Commissione europea. **In regime di crisi, gli Stati membri dovranno adottare misure volte sia a tutelare i consumatori di elettricità più vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, sia ad evitare distorsioni o frammentazioni del mercato unico.** Una possibilità è l'introduzione di misure temporanee di riduzione dei prezzi dell'elettricità per le PMI e i consumatori industriali energivori.

Nel loro accordo, Consiglio e Parlamento hanno deciso di **integrare in modo più strutturato i meccanismi di capacità nel mercato elettrico.** Si tratta, infatti, di **misure** prese dai governi che consentono alle centrali elettriche di essere disponibili per la produzione di energia elettrica quando necessario, in cambio di una remunerazione che si aggiunge ai guadagni che tali centrali ottengono vendendo normalmente la loro elettricità sul mercato.

A tal proposito, i legislatori europei hanno concordato di **introdurre una deroga eccezionale all'applicazione del limite di emissioni di CO₂ per i meccanismi di capacità già autorizzati dagli Stati membri.** Infine, l'accordo provvisorio sulla riforma del mercato elettrico include l'utilizzo dei contratti per differenza (CfD), inclusi schemi equivalenti, con gli stessi effetti, per stabilizzare il mercato e incentivare gli investimenti in energie rinnovabili e nucleari.

Essendo stipulati tra un generatore di elettricità e un ente pubblico, i CfD prevedono che **quest'ultimo integri il prezzo di mercato pagato per l'elettricità se il prezzo è inferiore ad un certo livello, ma richiede al generatore di restituire gli importi quando il prezzo di mercato è superiore ad un certo livello.** Le regole per i CfD cosiddetti bidirezionali si applicheranno però solo dopo tre anni dall'entrata in vigore del nuovo Regolamento, prevedendo una redistribuzione dei ricavi ai clienti finali e un loro utilizzo per finanziare i regimi di sostegno ai prezzi per ridurre i costi dell'elettricità. Al Consiglio e al Parlamento europeo non resta ora che adottare formalmente il nuovo regolamento, a seguito degli ultimi ritocchi tecnici per limare i dettagli.

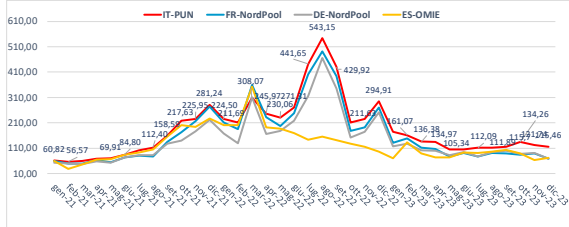
Report Mercati energetici e Ambientali

di Barbara Marchetti

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

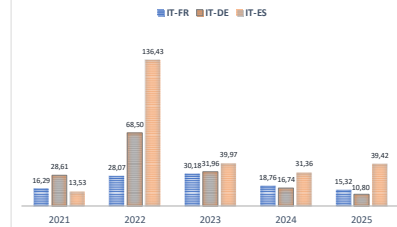
Mercato Elettrico - Spot

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



Media prezzi giornalieri fino al 31.12.2023

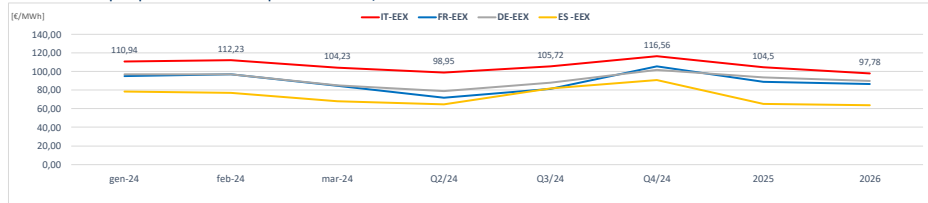
Spread Elettrico €/MWh



*quotazioni future del 04.01.2024

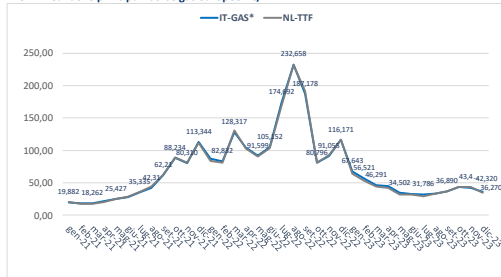
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 04.01.2024 - €/MWh



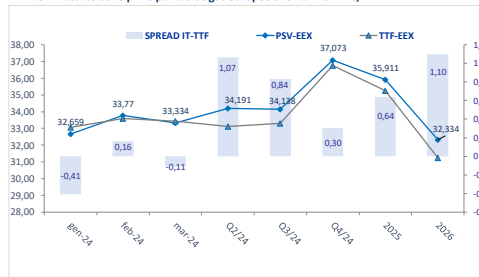
Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



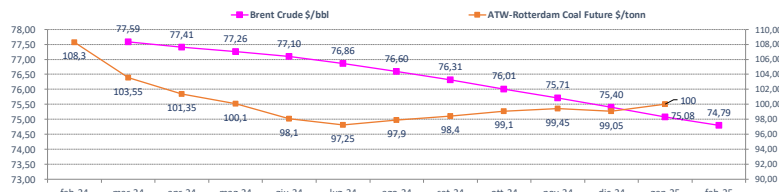
*Valori IG index GME dal mese di agosto

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 04.01.2024 - €/MWh



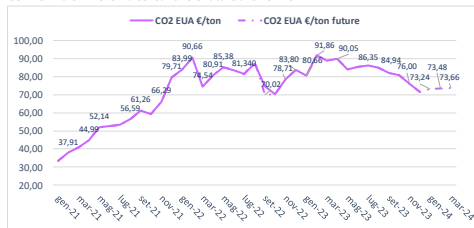
Mercato Commodities

Prezzi future al 04.01.2024

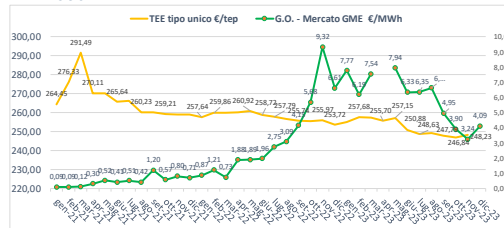


Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 04.01.2024



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.