



## Aggiornamento Temi Energia

# Nota di Aggiornamento

11 marzo 2026

## 1. Analisi dei mercati energetici e ambientali

Nel mese di febbraio 2026, i mercati energetici europei hanno registrato una certa stabilità, con un calo dei prezzi rispetto al mese precedente. Il miglioramento delle condizioni meteorologiche ha contribuito a ridurre la domanda di gas e ad alleviare la pressione sugli stoccaggi. Tuttavia, l'escalation militare in Medio Oriente ha riacceso tensioni di vasta portata sui mercati energetici globali, con impatti diretti sui prezzi di petrolio, gas e combustibili fossili nel breve e medio termine.

Il **28 febbraio 2026 Stati Uniti e Israele** hanno lanciato un **attacco militare** coordinato **contro l'Iran**, aprendo una nuova e grave fase di conflitto nella regione dopo settimane di crescenti tensioni diplomatiche e militari. In risposta all'offensiva, Teheran ha disposto la **chiusura** de facto dello **Stretto di Hormuz** dal **2 marzo**, uno dei passaggi marittimi più strategici al mondo per il transito di idrocarburi. Attraverso questo stretto, che collega il Golfo Persico all'Oceano Indiano, transita normalmente **circa il 20% delle forniture mondiali di petrolio e gas naturale liquefatto (GNL)**, rendendolo un nodo cruciale per l'approvvigionamento energetico globale.

La chiusura ha interrotto o fortemente ridotto i traffici di GNL dal **Qatar**, il principale esportatore mondiale di gas liquefatto, i cui volumi costituiscono circa il **10% delle importazioni annuali di GNL dell'Unione Europea**. Di questi volumi, circa il **30% è destinato all'Italia**, con arrivi attraverso il terminale di **Adriatic LNG a Porto Viro**, che copre circa il **10% dei consumi gas nazionali**. La temporanea sospensione di questi flussi ha aggravato una situazione già critica, con **livelli di stoccaggio del gas in Europa mediamente al 30% (Italia 47%, Germania 21%, Francia 22)**.

La crisi si è rapidamente trasformata in una **fase di forte volatilità per i mercati energetici europei**, con i prezzi che hanno raggiunto o superato i massimi recenti: Le quotazioni del **Brent crude oil** sono salite dai circa **70 USD/barile** ai livelli di **oltre 80 USD/barile** in apertura di marzo 2026, sostenute dai timori di interruzioni prolungate delle forniture via Hormuz. Anche i prezzi del carbone hanno registrato forti incrementi, riflettendo l'aumento dei costi energetici complessivi e la maggiore domanda per compensare eventuali carenze di gas e petrolio.

La prolungata tensione nella regione, con **attacchi e controffensive che hanno allargato il teatro bellico coinvolgendo Emirati Arabi Uniti, Kuwait e altre zone del Golfo**, ha ulteriormente alimentato le pressioni sui mercati energetici.

Questo scenario geopolitico emergente, oltre a evidenziare i rischi di interruzione dei flussi energetici fondamentali, ha **aumentato la competizione tra Europa e Asia per le forniture**

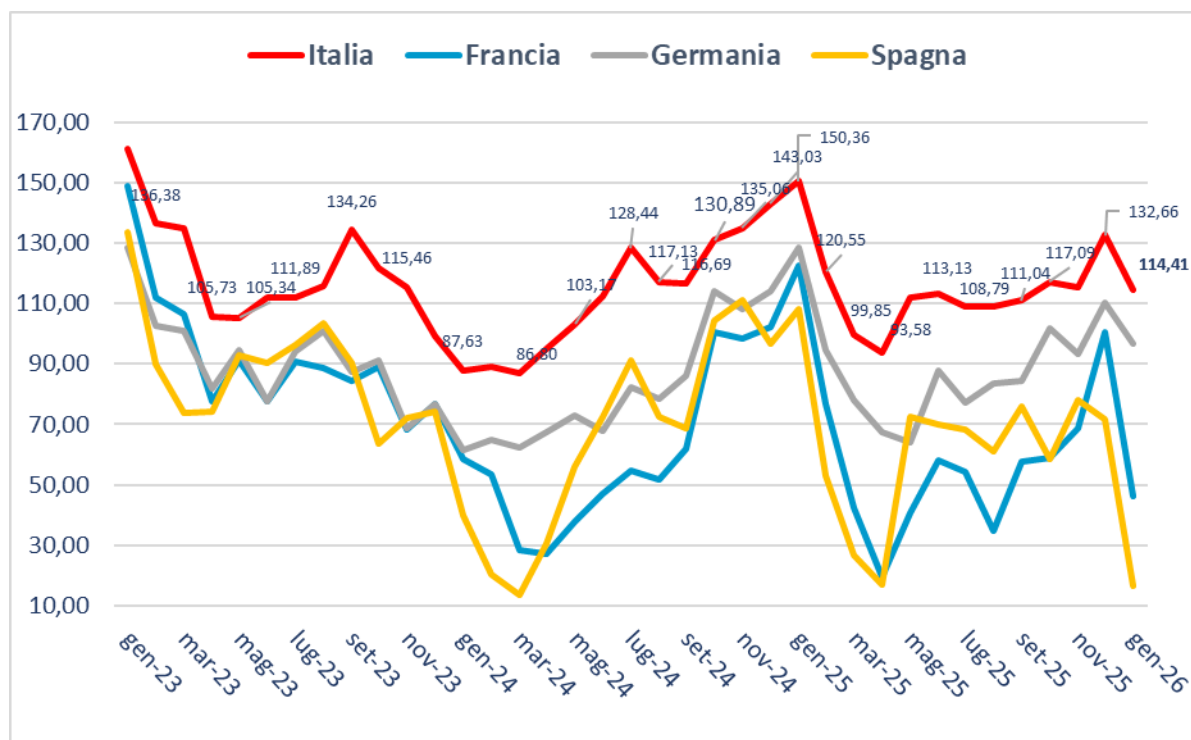
**residue di GNL disponibili**, in un contesto in cui gli stoccaggi sono sotto stress e la stagione di rifornimento estiva rimane cruciale per la stabilità dei prezzi.

A **febbraio 2026**, i **prezzi spot di energia elettrica in Italia** hanno registrato una contrazione rispetto al mese precedente. Il **PUN** (Prezzo Unico Nazionale) si è attestato su **114 €/MWh**, in calo rispetto ai 132,66 €/MWh di gennaio, con una **riduzione del 14% mese su mese**.

Le **energie rinnovabili hanno contribuito a questa discesa**, l'incremento della produzione da eolico (+ 117%) e fotovoltaico (+ 30%), ha **coperto circa il 37% del mix di generazione elettrica in Italia**, riducendo la dipendenza dalle centrali termoelettriche.

Il prezzo dell'energia in Italia, tuttavia, rimane più alto rispetto a quello degli altri principali mercati elettrici europei. A febbraio 2026, il prezzo medio in **Germania** è stato di **96,58 €/MWh**, circa il **15,2% inferiore rispetto all'Italia**. In **Francia**, il calo è stato ancora più significativo, con il prezzo medio a **46,02 €/MWh**, che rappresenta una **riduzione del 59,7% rispetto al prezzo italiano**. La **Spagna** ha registrato una flessione decisiva, con un prezzo medio di **16,41 €/MWh**, ben **l'85,6% inferiore rispetto al PUN italiano**.

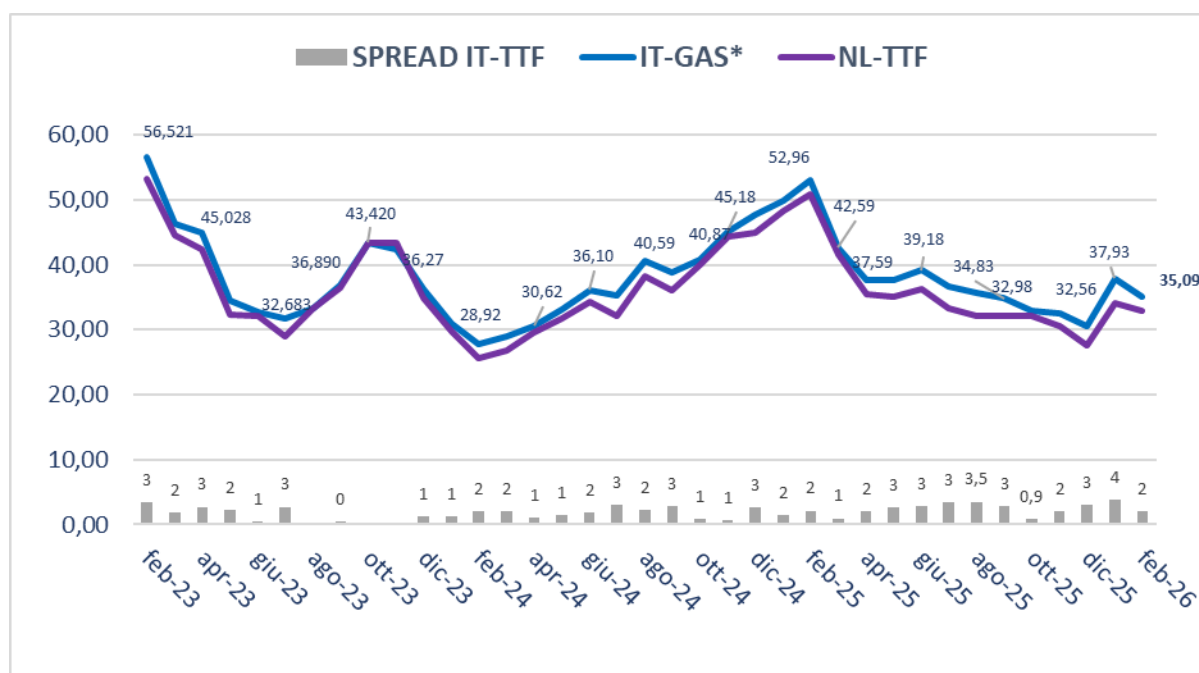
**Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh**



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

Nel mese di febbraio 2026, i prezzi del gas hanno visto una certa stabilità. In Italia, il prezzo del gas **IG Index GME** si è attestato a **35 €/MWh** (-7% rispetto a gennaio), mentre il prezzo del gas **TTF** è stato di **33 €/MWh** (-3% rispetto al mese precedente). Lo **spread** tra i due mercati si è mantenuto stabile, attestandosi a circa **2 €/MWh**.

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



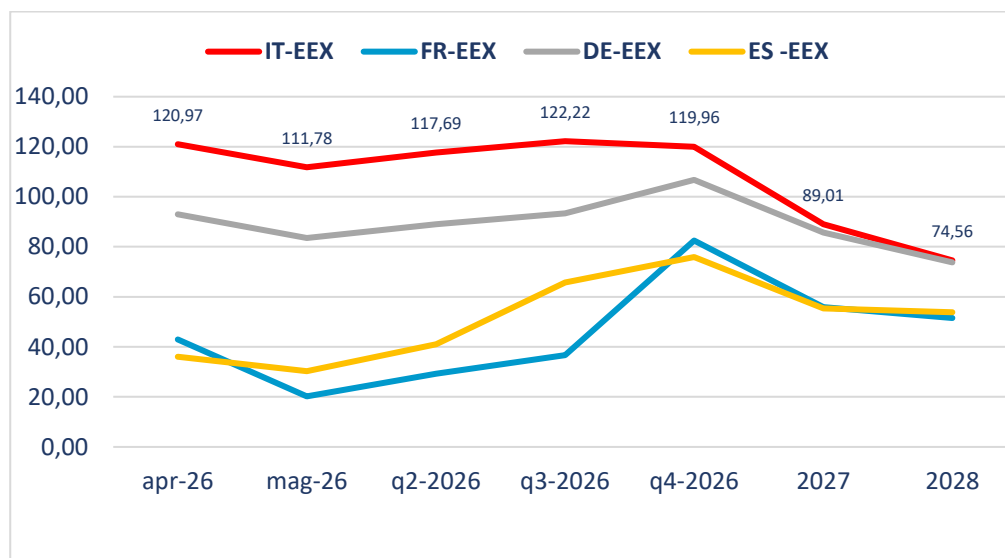
Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

Le previsioni **futures**, al 4 marzo, mostrato un aumento del prezzo dell'energia elettrica nei mesi di **aprile** (120,97 €/MWh), **maggio** (111,78 €/MWh) e nel **secondo** (117,69 €/MWh), **terzo** (122,22 €/MWh) e **quarto trimestre 2026** (119,96 €/MWh), rispetto all'aggiornamento precedente.

**Per il 2027** invece, rispetto al precedente aggiornamento, i **prezzi scendono a 89,01 €/MWh e continuano a diminuire fino a 74,56 €/MWh nel 2028.**

In generale, si **prevede una discesa dei prezzi nel lungo periodo, con fluttuazioni a breve termine legate a fattori esterni come crisi geopolitiche o variazioni nella domanda.**

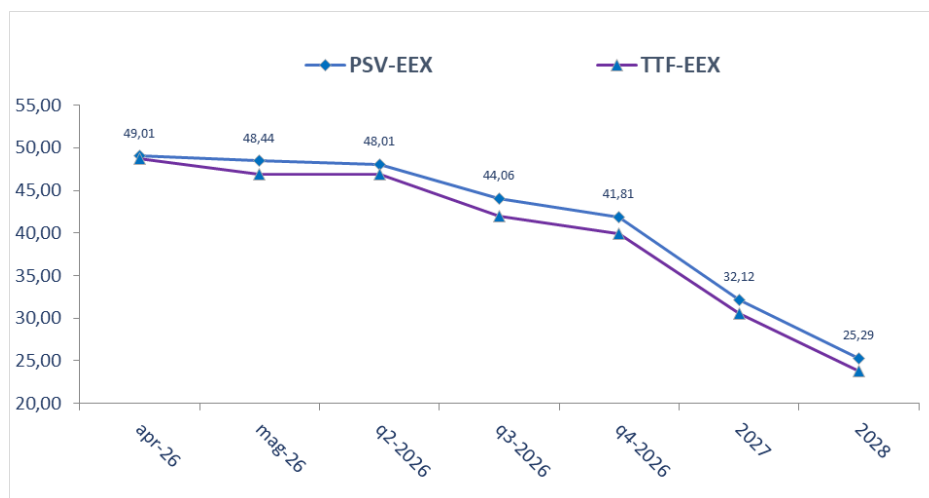
## Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 04.03.2026 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

I futures gas, al 4 marzo, nei mercati PSV-EEX (Italia) e TTF-EEX (Europa) sono costantemente superiori, rispetto al precedente aggiornamento. Ad **aprile 2026**, il prezzo del gas è **49,01 €/MWh** per il PSV e **48,72 €/MWh** per il TTF. Nel **quarto trimestre 2026** i prezzi sono pari a **41,81 €/MWh** per il PSV e a **39,94 €/MWh** per il TTF. Arrivando al **2027** e al **2028**, rispettivamente a **32,12 €/MWh** e **25,29 €/MWh** per il PSV, e **30,54 €/MWh** e **23,76 €/MWh** per il TTF.

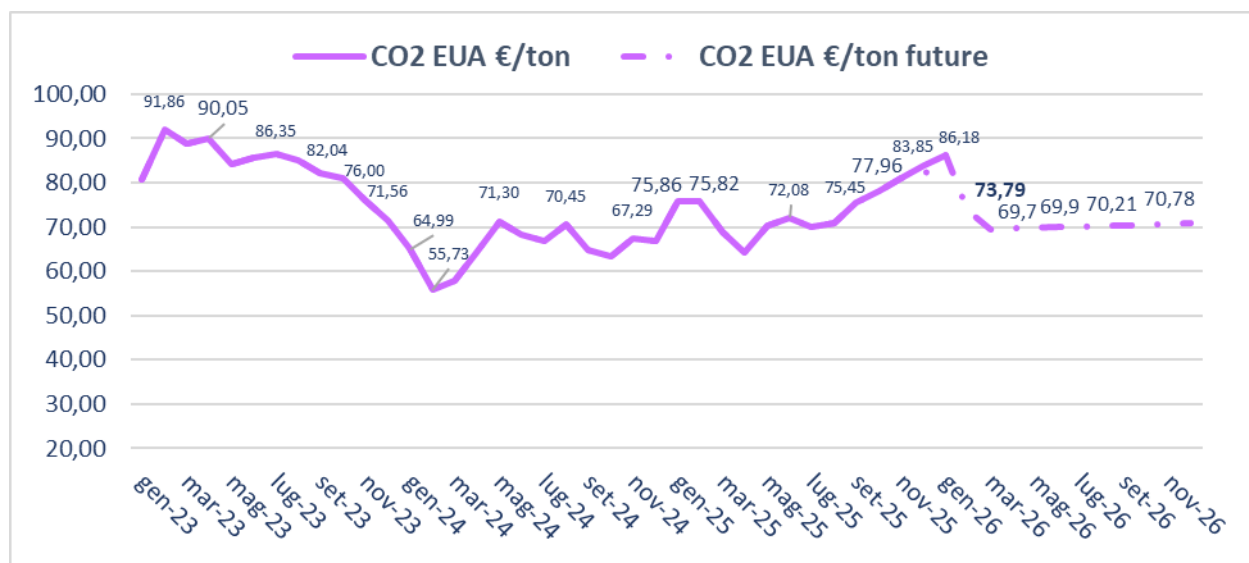
## Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 04.03.2026



*Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX*

Sul fronte ambientale, nel mese di **febbraio**, le quotazioni delle **CO<sub>2</sub> EUA** (Emissioni di Anidride Carbonica) sono drasticamente calate, raggiungendo **74 €/tonn**, in calo rispetto ai quasi **90 €/tonn** di gennaio. Questo calo è stato principalmente causato dalle **incertezze politiche** legate alle possibili modifiche al sistema **EU ETS**.

**CO<sub>2</sub> EUA valori mensili a consuntivo e future al 04.03.2026**



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

## 2. Audizione DL Bollette 2026

Si riporta di seguito il testo dell'Audizione tenuta presso la Camera dei Deputati da Confindustria lo scorso 2 marzo 2026 sul **Decreto Legge 20 febbraio 2026, n. 21**.

Illustre Presidente, Onorevoli Deputati,

vi ringraziamo di averci invitato a partecipare a questa audizione che ci consente di esprimere le nostre valutazioni sul DL Energia 2026, **un provvedimento che incide direttamente sulla traiettoria di sviluppo industriale del Paese**. Interviene, infatti, su una delle variabili decisive della competitività contemporanea: il **costo dell'energia come fattore produttivo strategico**.

Oggi l'energia non è semplicemente un input intermedio di produzione ma è una **piattaforma abilitante**. Determina la capacità di attrarre investimenti manifatturieri, di sviluppare infrastrutture digitali, di realizzare la transizione ecologica, di mantenere produzioni ad alto valore aggiunto, di sostenere occupazione qualificata e di incidere sulla sicurezza di un Paese.

Per questo motivo è fondamentale collocare il DL Energia all'interno di una strategia più ampia, che affronti in modo strutturale il rischio concreto di deindustrializzazione del Paese.

La manifattura italiana è in grande sofferenza. Abbiamo registrato 32 mesi consecutivi di flessione della produzione industriale: quasi tre anni drammatici per il comparto che traina l'economia nazionale.

Tra i settori maggiormente esposti vi sono ovviamente quelli della **manifattura di base ad alta intensità energetica**, che danno occupazione a circa 4 milioni di lavoratori diretti nel nostro Paese. Ma ormai **il problema è sentito da tutte le componenti dell'economia, incluse famiglie e piccole-medie imprese**.

Un **prezzo elettrico troppo elevato non incide solo sulla competitività industriale, ma anche sulla transizione energetica**. Un ruolo importante nella decarbonizzazione è rivestito dall'**elettificazione dei consumi**. **Se l'elettricità costa troppo, le imprese che potrebbero elettrificare i processi produttivi hanno un disincentivo economico**.

Negli ultimi anni il differenziale di prezzo dell'energia elettrica fra l'Italia, Francia, Germania e Spagna ha raggiunto livelli record.

Nel 2025 il prezzo medio dell'energia elettrica sul **mercato all'ingrosso italiano è stato pari a 115 €/MWh**, in **Germania 91 €/MWh**, in **Spagna 68 €/MWh**, in **Francia 61 €/MWh** e nell'**area scandinava 44 €/MWh**. A **Gennaio 2026** la situazione non è migliorata, basta confrontare **l'Italia (133 €/MWh)** con **la Spagna (72 €/MWh)**.

I dati descrivono una distanza che non può essere derubricata a semplice oscillazione congiunturale e viene aggravata dalla volatilità dei mercati globali delle commodity energetiche, influenzate da fattori non controllabili dalle aziende come le instabilità geopolitiche.

In tal senso, è emblematico ciò che sta accadendo con l'attacco degli USA all'IRAN. Giovedì della scorsa settimana il TTF faceva registrare un valore del gas di circa 32 €/MWh, dopo l'attacco consumatosi nel weekend oggi il TTF ha aperto a circa 39 €/MWh, un + 22%. E purtroppo, a causa della chiusura dello stretto di Hormuz, dove passa un quinto del petrolio prodotto a livello globale e il 20% del GNL trasportato verso i mercati di Asia, Europa e America, prevediamo di nuovo una elevata volatilità dei prezzi dell'energia fino a quando le tensioni non saranno rientrate.

La nostra forte esposizione alla volatilità dei prezzi del gas e lo spread energetico che subiamo rispetto ai principali competitor europei deriva da una condizione strutturale che è legata prevalentemente al **mix energetico** e al **meccanismo di formazione del prezzo** sui mercati.

Negli ultimi quindici anni sono stati erogati nel nostro Paese incentivi per circa **180 miliardi di euro** alle rinnovabili e questi impianti rappresentano oggi circa **un quarto** dell'elettricità

prodotta in Italia. È uno sforzo straordinario che testimonia l'impegno del Paese nella transizione energetica, ma si traduce ancora oggi in un **aggravio in bolletta**.

Considerando il contributo anche dell'idroelettrico storico, competitivo perché completamente ammortizzato analogamente al nucleare storico francese, **si arriva a coprire il 42% del fabbisogno elettrico nazionale con energia decarbonizzata**.

Si tratta della stessa quota del **termoelettrico** alimentato a gas naturale, che rimane però la principale fonte di energia elettrica nel mix del Paese e **determina il prezzo della borsa elettrica italiana per circa il 70% delle ore ogni anno**. Il **prezzo finale** di tutto il mercato riflette, quindi, la somma del **prezzo del gas naturale**, del **costo delle quote ETS** necessarie per emettere CO<sub>2</sub> e del margine industriale dell'impianto.

Fino al **2017** il costo delle quote ETS era contenuto, intorno ai **6 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub>**. Successivamente è iniziata una crescita strutturale, per effetto di politiche europee e fenomeni di finanziarizzazione del sistema che ne hanno fatto esplodere in modo incontrollato i valori. **A gennaio 2026 il costo della CO<sub>2</sub> è stato di 86 euro per tonnellata**.

Anche il **prezzo del gas naturale** ha subito un'impennata con le restrizioni imposte alla Russia e nonostante oggi si è ridotto rispetto ai picchi del 2022, **resta su livelli di circa il doppio rispetto alle quotazioni pre-conflitto** Russia-Ucraina. E come abbiamo visto ha prezzi altamente instabili a causa dell'integrazione delle rotte di fornitura globali.

In altri Paesi sono state fatte scelte diverse che li hanno portati ad avere un prezzo più competitivo e, in alcuni casi, maggiore sicurezza e indipendenza: in **Germania** si utilizzano ancora carbone e lignite e si beneficia dell'eolico del mare del nord, in **Francia** si impiegano impianti nucleari per oltre il 60% del fabbisogno elettrico mentre in **Spagna** è stato sviluppato un mix di rinnovabili, gas e – almeno per il momento – viene impiegato anche il nucleare.

Inoltre, gli altri Paesi europei stanno attuando misure robuste per contenere i costi energetici e proteggere la propria base industriale. La competizione europea si gioca anche su questo terreno.

La **Germania ha allocato 26 miliardi di euro in fiscalità per tagliare i costi energetici e rilanciare la competitività industriale**. Queste risorse si aggiungono ai sussidi già presenti relativi alla **compensazione dei costi indiretti dell'ETS** che hanno portato in Germania, nel 2024, ad un abbassamento complessivo delle bollette, per le imprese eleggibili, **di 2,4 Mld € (un beneficio di circa 40 €/MWh mentre in Italia la stessa misura vale solo 15 €/MWh)**.

La **Francia** ha previsto di sviluppare un meccanismo che, nella sostanza, **impedisce che il prezzo del mercato salga oltre i 70 €/MWh facendo leva sui Contratti per Differenza (CfD) da nucleare.**

In questo contesto, per non rimanere indietro, Confindustria ha proposto al Governo italiano di intervenire, da un lato, **in modo strutturale** sul prezzo dell'elettricità affrontando il problema dei costi della **CO<sub>2</sub> (ETS)**; il **disaccoppiamento** del prezzo delle rinnovabili dal prezzo dell'energia a gas con contratti a lungo termine; **l'eliminazione del differenziale di prezzo del gas** tra l'indice di Amsterdam e quello nazionale (cd. Spread TTF-PSV); **la crescita nel mix nazionale delle fonti rinnovabili** più competitive e l'introduzione del **nucleare di nuova generazione** (su cui abbiamo già avuto modo di esprimerci favorevolmente in audizione presso il Parlamento a proposito del DDL in materia); dall'altro, abbiamo chiesto **misure congiunturali** in attesa di una discesa dei prezzi per effetto delle suddette misure strutturali, come **le misure per i settori energivori** che sono esposti alla concorrenza internazionale, la **riduzione del costo della componente parafiscale delle bollette** per tutte le tipologie di imprese e misure urgenti per i **settori che sono alimentati prevalentemente a gas** (cd. Gasivori).

Alcune misure di breve termine sono state già adottate nello scorso anno e per queste abbiamo già espresso il nostro apprezzamento. Si tratta dell'**Energy Release 2.0**, dell'aumento della **compensazione dei costi indiretti ETS** e della **stabilizzazione della misura per gli energivori con le green conditionalities**.

Il DL Energia amplia il novero degli interventi per affrontare il costo dell'energia, con misure strutturali che abbiamo definito **storiche**.

**E' un provvedimento che guarda al Sistema industriale del Paese nel suo complesso.**

E' normale che ci siano vedute differenti quando si interviene in materia di energia e che sussistano interessi diversificati, ma riteniamo fondamentale cogliere lo spirito del provvedimento, che è quello di **rafforzare la domanda per generare un meccanismo virtuoso di crescita anche per l'offerta promuovendo al contempo l'elettrificazione dei processi**.

Gli **impatti redistributivi devono essere considerati relativi** perché produttori di energia e utenti industriali dipendono gli uni dagli altri; **senza consumatori non ci sono produttori e viceversa, quindi, l'interesse di tutti non può che essere la crescita e la sicurezza del Paese**.

Venendo al dettaglio delle misure contenute nel Decreto, si tratta di interventi che complessivamente potrebbero portare una **riduzione della bolletta di 20-30 €/MWh a partire dal 2027, ma con effetti già a partire dalla seconda metà del 2026**.

Per questo motivo **è fondamentale che il provvedimento non venga depotenziato e la sua efficacia** dipenderà dalla coerenza dell'impianto e dalla rapidità dell'attuazione.

Per quanto riguarda le **disposizioni che intervengono sui meccanismi di formazione del prezzo**, lo spostamento "da monte a valle" dei costi **ETS** e di alcuni oneri gas dal prezzo offerto dagli impianti termoelettrici sulla borsa mira a ridurre il prezzo marginale dell'energia elettrica. Serve a correggere una **distorsione del mercato introdotta da una norma europea**: il costo della CO<sub>2</sub> applicato di fatto a tutta l'energia, facendo pagare ai consumatori le emissioni sull'energia pulita come su quella fossile. Sarà fondamentale lavorare con attenzione sulla sua corretta applicazione e ottenere l'approvazione della Commissione Europea.

**Questa misura a nostro avviso riveste anche una valenza fondamentale per rivedere la politica climatica europea che sta generando tasse anziché benefici ambientali globali.** A nostro avviso è necessario aprire un **confronto europeo sul meccanismo ETS, affinché la transizione non si traduca in perdita di competitività industriale e non produca fenomeni di delocalizzazione intra-europea.** La transizione non può essere un percorso di deindustrializzazione. Deve essere un percorso di rafforzamento competitivo. Complessivamente i target climatici devono essere adeguati al contesto geopolitico e alla effettiva disponibilità di tecnologie mature per la decarbonizzazione, in particolare dei settori *hard to abate*.

In fase di implementazione di questa norma occorrerà poi considerare le interrelazioni con altri strumenti esistenti, come la **compensazione dei costi indiretti ETS** per i settori esposti alla concorrenza internazionale, evitando penalizzazioni o squilibri. Nell'implementazione regolatoria sarà, altresì, necessario valutare attentamente l'impatto sulle configurazioni di produzione e consumo che non utilizzano la rete pubblica, come gli **impianti di cogenerazione** asserviti ai processi industriali. Molte imprese hanno investito in autoproduzione per ridurre il rischio prezzo e migliorare l'efficienza: **la nuova disciplina dovrà garantire coerenza e neutralità, evitando asimmetrie.**

E' importante, infatti, considerare che l'energia auto-consumata attraverso la cogenerazione è nei fatti energia che altrimenti sarebbe stata richiesta dalla rete elettrica, e dunque dal mercato, e aumenterebbe certamente la pressione della curva di comando determinando di conseguenza un aumento del prezzo dell'energia. Paradossalmente, lo spegnimento degli impianti cogenerativi porterebbe ad aumentare proprio l'energia elettrica prodotta dagli impianti termoelettrici che ricevono il rimborso dal DL Energia, con il solo effetto di avere una perdita di efficienza sistemica e una chiusura di asset industriali. **È dunque una soluzione logica quella di garantire anzitutto a questi impianti una compensazione dei costi indiretti ETS piena, secondo quanto stabilito dalla normativa europea, assicurando negli anni avvenire una adeguata capienza del fondo TESI.**

Parallelamente, **l'eliminazione dello spread TTF-PSV** interviene sul prezzo marginale del gas, correggendo una distorsione competitiva che penalizza il nostro Paese rispetto al Nord Europa per via della sommatoria dei costi di trasporto. Grande attenzione dovrà essere riservata all'implementazione del corridoio di liquidità perché si tratta di un intervento che abbasserà la bolletta gas di tutti gli italiani e che assume valore strategico per la competitività dei settori gasivori. Al momento sono stanziati 200 Mln€ per l'avvio della misura per il primo anno ma non è chiaro come sarà gestito il futuro. Visti i benefici stimati di 800 mln€ sulla bolletta gas e altri 800 mln€ sulla bolletta elettrica crediamo sia importante lavorare per prevedere una **stabilità nel tempo del meccanismo**.

Nel provvedimento vi sono poi misure per la **diffusione dei PPA**, che il decreto rafforza con 250 milioni di euro di garanzie pubbliche per la contrattualizzazione a termine dell'energia a favore delle imprese.

Crediamo che i PPA rappresentino uno **strumento essenziale per stabilizzare i costi nel medio periodo e favorire la transizione**. La garanzia pubblica sarà centrale soprattutto per le PMI che non dispongono di strutture finanziarie interne in grado di gestire contratti complessi di lungo termine. Dovremo lavorare per mettere a terra queste misure che richiedono accompagnamento e formazione e che possono realizzare il **disaccoppiamento** dei prezzi delle fonti rinnovabili da quelli delle fonti fossili.

Per ottenere un **disaccoppiamento strutturale** è fondamentale anche **accelerare la crescita delle fonti rinnovabili più competitive nel mix energetico nazionale**. A questo fine è fondamentale semplificare e accelerare i procedimenti autorizzativi, **superando le resistenze o le limitazioni presenti nella normativa nazionale e in quella regionale o locale, soprattutto con riferimento alle aree idonee**. Nel provvedimento in commento c'è una disposizione che sicuramente potrà dare un contributo in questa direzione: si tratta della **risoluzione della saturazione virtuale della rete**, che rappresenta un passaggio fondamentale. Liberare capacità oggi "congelata" consente di abilitare nuove realizzazioni di impianti rinnovabili, con effetti positivi sul prezzo dell'energia.

I risultati delle aste FER X (56,8 €/MWh per il fotovoltaico) e del MACSE (13.000 €/MWh-anno per le batterie) dimostrano, infatti, che le nuove installazioni possono contribuire in modo significativo alla riduzione strutturale dei prezzi, se accompagnate da un quadro autorizzativo e infrastrutturale adeguato, **e non necessitano di un forte segnale di prezzo del carbonio sull'elettricità**.

Con questa stessa logica riteniamo importante integrare il provvedimento con la previsione della **cd. quarta via per le concessioni idroelettriche**, in modo da avviare con urgenza gli investimenti necessari a salvaguardare i bacini idrografici e di esperire un'alternativa più veloce rispetto alle procedure concorsuali di assegnazione così da evitare contenziosi che

si protrarrebbero per anni bloccando gli investimenti. E' importante che le regioni e le province autonome abbiano facoltà di rinnovare le concessioni agli attuali concessionari prevedendo una riserva percentuale di destinazione dell'energia rinnovabile a prezzi funzionali a sostenere la competitività del comparto produttivo, promuovendo la riqualificazione e l'attrattività delle aree industriali del territorio.

Come indicato anche dal COPASIR, si tratta di asset strategici per il conseguimento di una progressiva autonomia energetica del Paese, oltre che fattore decisivo nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione europee, la maggior parte delle quali impatteranno sull'industria, che rappresenta il motore dello sviluppo del Paese. La loro gestione dovrà essere affidata, come avviene per molti servizi di pubblica utilità, garantendo equa remunerazione per il soggetto gestore a fronte di un impegno di fornire energia elettrica a condizioni economiche competitive e in grado di sostenere gli investimenti ordinari e straordinari necessari al buon funzionamento delle infrastrutture.

Per quanto riguarda le misure congiunturali del provvedimento che puntano ad abbassare la componente parafiscale e gli altri oneri delle bollette, si tratta di interventi che fanno leva sull'aumento dell'**IRAP** per il settore energetico il cui gettito viene impiegato per una riduzione degli oneri di sistema per il 2026-2027, lo **spalma-incentivi** e la **fuoriuscita volontaria dai regimi di sostegno**, la cui efficacia dipenderà dall'adesione degli operatori che, auspichiamo, sia sostanziale, la **rimodulazione dei supporti alle bioenergie** (risparmi per famiglie e imprese in bolletta per 5,2 Mld€ cumulati al 2030), nonché la **riduzione dei costi gas per i settori hard to abate tramite la vendita del gas stoccato durante la crisi** (risparmio per le imprese in bolletta gas di circa 4 €/MWh).

Tra queste misure, desideriamo richiamare l'attenzione sull'**aumento dell'IRAP**. La norma comporta, per le imprese operanti in via prevalente nel settore energetico, un incremento dell'aliquota base dal 3,9% al 5,9%; tuttavia, in assenza di deroghe o sospensioni della facoltà riconosciuta alle Regioni, tale maggiorazione si somma a quelle già disposte a livello regionale.

Ne consegue che in alcune Regioni l'aliquota complessiva potrebbe raggiungere il 6,82%. Questa sovrapposizione genera distorsioni competitive gravi tra imprese del medesimo settore localizzate in territori diversi. Sul punto l'auspicio che esprimiamo è duplice: nel **breve periodo**, che l'incremento introdotto dal decreto rimanga strettamente transitorio, limitato al biennio 2026-2027, e che sia meglio perimetrato anche per evitare l'applicazione a soggetti non direttamente appartenenti al settore, come ad esempio le raffinerie; nel **medio-lungo periodo**, in coerenza con quanto previsto dalla legge delega di riforma fiscale, che si riapra con decisione il percorso di superamento definitivo dell'IRAP per tutti i soggetti passivi, restituendo razionalità ed efficienza al sistema tributario nazionale.

L'IRAP è un tributo distorsivo, che grava sulle imprese indipendentemente dalla redditività effettiva, penalizza l'occupazione e l'organizzazione produttiva. Il suo definitivo superamento consentirebbe di semplificare il sistema tributario, ridurre il carico fiscale sulle imprese, eliminare disparità territoriali strutturali e restituire competitività alle imprese italiane nel contesto europeo e globale.

Passando al **pacchetto di misure per i settori hard to abate e gasivori**, apprezziamo anche la volontà di semplificare e meglio definire i perimetri di misure precedenti per la loro decarbonizzazione e competitività. Abilitare la **cattura della CO2** è l'unico modo per decarbonizzare realmente alcune emissioni di processo industriali inevitabili come ad esempio quelle dei cementifici. Inoltre, promuovere l'autoconsumo di **biometano** da parte dei settori difficili da decarbonizzare è pienamente in linea con le proiezioni del Piano nazionale integrato energia e clima che al 2030 vuole destinare all'industria 4 Mld Smc di biometano, pari alla metà dei consumi di questi comparti. Da ultimo è importante avviare la **gas release** ai fini non solo della competitività industriale ma anche ai fini della sicurezza energetica del Paese. In questa ottica è importante ampliare le risorse disponibili andando a recuperare il gas del medio-alto adriatico, ovviamente previa verifica di assenza di rischi per il territorio, per poter ottenere un contingente di almeno 2 Mld Smc e velocizzare il più possibile le autorizzazioni ambientali, che devono avere tempi di rilascio non superiori ai sei mesi.

Anche la norma sul *permitting* dei **data center** assume rilievo strategico. Attualmente le istanze di connessione di questi impianti alla rete sono per 79 GW di potenza in prelievo e nei prossimi cinque anni sono stimati investimenti rilevanti, per questo avere un procedimento autorizzativo unico è centrale. La misura può essere rafforzata prevedendo un termine entro cui l'amministrazione deve concludere la verifica di completezza della documentazione e riducendo la durata complessiva del procedimento se i data center sono collocati in industriali dismesse già infrastrutturate o se l'intervento è finalizzato ad ampliare data center già esistenti.

Concludo con un elemento che per l'industria è essenziale: la prevedibilità.

Le imprese assumono decisioni su orizzonti pluriennali. Hanno bisogno di poter stimare con ragionevole certezza l'andamento dei fattori produttivi, energia *in primis*. È quindi fondamentale che il quadro regolatorio venga definito in modo chiaro e stabile nel più breve tempo possibile, sia nei passaggi europei sia nelle attuazioni affidate all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA).

Il DL Energia rappresenta un passo importante verso un sistema energetico più competitivo e coerente con le esigenze industriali del Paese. Affinché produca pienamente i suoi effetti, dovrà essere attuato con determinazione, senza indebolimenti ma delineandone meglio i

contorni, e inserito in una strategia nazionale ed europea più ampia che affronti in modo strutturale il tema dell'ETS e dell'integrazione dei mercati energetici, anche promuovendo lo sviluppo di nuove interconnessioni con l'estero.

L'energia è una questione di sicurezza nazionale e in questo periodo di continui sconvolgimenti è necessario creare una task force tra Governo e Sistema industriale per assicurare un forte coordinamento nell'attuazione delle misure del Decreto, per rispondere alle situazioni di emergenza e per portare avanti le politiche energetiche di medio-lungo periodo, riguardanti gli approvvigionamenti, le infrastrutture energetiche, il cambio del mix di produzione e la riforma delle politiche climatiche in ottica di competitività nel dialogo con l'Europa e con gli altri Paesi.

**Solo adottando una visione strategica per il Paese l'energia da punto di debolezza per la nostra competitività potrà tornare a essere un fattore abilitante dello sviluppo industriale, come è stato negli anni del boom economico.**