



# **MEMORIA PARLAMENTARE**

**A.G. 395**

**Schema di decreto legislativo  
recante attuazione della Direttiva (UE) 2024/1788,  
relativa a norme comuni per i mercati interni del  
gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno  
che modifica la Direttiva (UE) 2023/1791  
e che abroga la Direttiva 2009/73/CE**

**Aprile 2026**

Illustre Presidente, Onorevoli Deputati,

Confindustria ringrazia la Commissione Attività Produttive per l'opportunità di intervenire nell'ambito dell'esame dello **schema di decreto legislativo recante attuazione della Direttiva (UE) 2024/1788**, relativa a *"norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno"* in coordinamento con il **Regolamento (UE) 2024/1789**.

Si tratta di un provvedimento di grande rilievo per il sistema produttivo nazionale, perché interviene su un nodo strategico: la costruzione di un mercato del gas e dell'idrogeno che sia coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, ma anche con la sicurezza energetica e con la competitività industriale.

L'Italia resta un grande Paese industriale, con settori energivori e gasivori che hanno bisogno di energia disponibile, continua e a costi competitivi. In questo quadro, il **gas naturale continua a svolgere un ruolo essenziale, sia come input diretto dei processi industriali, sia come vettore che incide in modo determinante sulla formazione del prezzo dell'elettricità**. Parallelamente, i gas rinnovabili, i gas a basse emissioni di carbonio e l'idrogeno devono essere sviluppati in modo pragmatico, industrialmente sostenibile e coerente con il principio di neutralità tecnologica.

Il primo nodo da affrontare è il **prezzo dell'energia** e, in particolare, il **prezzo del gas**. Per Confindustria si tratta di una questione centrale: non si può parlare di un mercato interno realmente integrato se le imprese italiane continuano a pagare il gas più dei loro concorrenti europei. Come Confindustria ha più volte sottolineato, il gas naturale non rappresenta una semplice voce di costo accessoria, ma una variabile decisiva per competitività e la tenuta della manifattura italiana.

**Nel 2025 il TTF si è mosso mediamente intorno a 36-37 €/MWh (+5% rispetto al 2024), mentre nel 2026 vi sono stati picchi di 60 €/MWh**. A questo si aggiunge per l'Italia un differenziale strutturale rispetto al benchmark olandese: lo **spread PSV-TTF resta nell'ordine dei 2 €/MWh, con punte anche di 4-6 €/MWh** (l'IG Index GME/PSV medio 2025 si è attestato a 38,53 €/MWh). Per l'industria italiana questo differenziale non è un fattore marginale, ma un costo aggiuntivo che pesa direttamente sui bilanci delle imprese e condiziona le decisioni di investimento.

A questo si aggiunge il fatto che **il gas continua a trasferire i propri shock anche al prezzo dell'elettricità**. Nel 2025 il prezzo medio dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso italiano è stato pari a 116 €/MWh, il 30% in più rispetto alla Germania (89 €/MWh), il 78% in più rispetto alla Spagna (65 €/MWh), il 90% in più rispetto alla Francia (61 €/MWh) e il 192% in più rispetto all'Area scandinava (40 €/MWh).

Per Confindustria, dunque, il tema del recepimento della Direttiva non può essere affrontato come una questione meramente ordinamentale, poiché **il nuovo assetto del mercato del gas e dell'idrogeno potrebbe contribuire o meno a ridurre questo divario competitivo**. Da questo punto di vista, consideriamo positivamente il fatto che il Decreto si muova nella direzione di un mercato più aperto e integrato e della definizione di una cornice comune per il gas rinnovabile, il gas naturale e l'idrogeno, ma riteniamo che il recepimento, da solo, non basti.

Per Confindustria occorre accompagnare questo intervento ad una strategia molto più incisiva sull'**integrazione dei mercati**. Serve rafforzare la liquidità del mercato italiano, ridurre strutturalmente il differenziale tra PSV e TTF, rafforzare le interconnessioni, migliorare il funzionamento dei meccanismi di approvvigionamento e promuovere strumenti europei di acquisto coordinato del gas. In questa prospettiva, il riferimento al quadro europeo sulla sicurezza delle forniture, a partire dal Regolamento (UE) 2017/1938, deve essere letto non solo in chiave emergenziale, ma anche in chiave di politica industriale. L'Europa deve costruire un mercato del gas realmente integrato e meno esposto a frammentazioni, rendite di posizione e volatilità eccessiva.

Con specifico riferimento all'**articolo 10 del Decreto in esame**, lo stesso specifica che, al fine di favorire la decarbonizzazione, è sempre ammessa la **stipulazione di contratti a lungo termine** per i gas rinnovabili e i gas a basse emissioni di carbonio e che è ammessa la stipulazione di contratti a lungo termine per la fornitura di gas di origine fossile non soggetto ad abbattimento purché la durata non si protragga oltre il 31 dicembre 2049. In ottica di garanzia della diversificazione e della sicurezza degli approvvigionamenti, si ritiene necessario che il Decreto specifichi:

- che, ai fini dell'abbattimento delle emissioni del gas di origine fossile, possano concorrere anche i **crediti di carbonio internazionali**;
- che il divieto previsto si applichi ai soli contratti a lungo termine del gas non soggetto ad abbattimento **aventi un punto di consegna in Italia e stipulati dopo l'entrata in vigore** del Decreto legislativo di recepimento della Direttiva.

Riteniamo importante che il sostegno e la stabilità regolatoria sui contratti di lungo termine si concentri soprattutto sui gas rinnovabili e i gas a basse emissioni di carbonio, che sono i vettori su cui deve poggiare l'evoluzione del mercato nel medio-lungo periodo.

Fermo restando l'esigenza di garantire - nella fase di transizione - sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti, per Confindustria questo è un passaggio importante, coerente con il principio di **neutralità tecnologica** che abbiamo sempre sostenuto. La decarbonizzazione non può essere perseguita escludendo a priori tecnologie e vettori che possono dare un contributo concreto alla riduzione delle emissioni. In questo

senso, il recepimento della Direttiva (UE) 2024/1788 deve essere letto in modo coerente con la Direttiva (UE) 2023/2413 (c.d. “RED III”), che amplia il ruolo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica e, più in generale, dei nuovi vettori della transizione.

Venendo all’**idrogeno**, riteniamo positiva la scelta di avviare un quadro organico di mercato. Per la prima volta si definisce una disciplina più strutturata su reti, stoccaggi, terminali, accesso alle infrastrutture, poteri di regolazione e funzionamento del settore. Questo è un passaggio necessario ma non sufficiente poiché occorre che il mercato dell’idrogeno sia costruito in modo industrialmente realistico.

Per Confindustria l’idrogeno è una soluzione importante, ma deve essere sviluppato attraverso un approccio graduale, concentrandosi innanzitutto sui settori dove esiste già una domanda industriale o dove questa può attivarsi più rapidamente. I due settori prioritari sono, in primo luogo, la **bioraffinazione** (dove l’idrogeno è già utilizzato come materia prima, c.d. *feedstock*) e in secondo luogo l’**industria hard-to-abate**, dove l’idrogeno può essere impiegato in miscela con il gas per la produzione di calore di processo. La RED III impone target specifici per l’utilizzo di RFNBO (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) nell’industria e nei trasporti e per questa ragione è essenziale concentrare gli sforzi nei settori dove il vettore può esprimere più rapidamente il proprio valore.

Tuttavia, **la criticità principale dell’idrogeno RNFBO (elettrolitico rinnovabile) resta il costo**. Oggi il costo di produzione dell’idrogeno rinnovabile in Italia è troppo elevato e si colloca tra gli **8 e i 20 €/kg**, a seconda della taglia degli impianti, del fattore di utilizzo (*load factor*), della presenza di stoccaggi, della tipologia di progetto e del criterio di valorizzazione dell’energia elettrica. Questo significa che, senza adeguati strumenti di sostegno, **l’idrogeno rinnovabile non è competitivo né con l’idrogeno grigio**, né con il gas naturale e gli altri combustibili fossili, **il cui costo si colloca nell’ordine di 2-3 €/kg**. Nelle ipotesi più favorevoli, l’idrogeno low carbon prodotto da gas naturale con CCS (c.d. idrogeno blu) presenterebbe un costo complessivo intorno a 4 €/kg, comunque inferiore a quello dell’idrogeno elettrolitico. Nel settore dei trasporti, per essere competitivo con il diesel, un chilogrammo di idrogeno non dovrebbe superare 5,50 €/kg.

È importante sottolineare che il maggior costo dell’idrogeno elettrolitico dipende soprattutto dal prezzo dell’energia elettrica. In Italia, la valorizzazione dell’energia elettrica a prezzo di mercato aumenta il costo dell’idrogeno RNFBO di quasi 2 €/kg rispetto a una valorizzazione a costo di produzione industriale. Il peso del prezzo dell’elettricità sul LCOH è stimato tra il 43% e il 58%. Questo significa che il vero nodo dell’idrogeno, ancora prima della tecnologia, è **il costo dell’energia che lo alimenta**. Purtroppo, fino a quando l’Italia continuerà a scontare un prezzo dell’elettricità più alto rispetto agli altri Paesi europei, anche l’idrogeno prodotto nel nostro Paese risulterà inevitabilmente meno competitivo.

A questo si aggiunge il problema della scala degli impianti. Il solo costo dell'elettrolizzatore è nell'ordine di **1-2 milioni di euro per MW**. Le analisi economiche mostrano che, per ridurre davvero il costo dell'idrogeno, è più conveniente sviluppare pochi impianti di grande taglia, almeno nell'ordine di **20 MW**, piuttosto che una moltiplicazione di piccoli impianti da **1 o 2 MW**, molto più costosi da costruire e mantenere. Anche per questo motivo Confindustria ritiene che la disciplina dell'idrogeno debba essere accompagnata da misure di scala industriale, da regole sugli Aiuti di Stato più coerenti, da uno snellimento autorizzativo e da un disegno infrastrutturale chiaro.

Per Confindustria, inoltre, il quadro regolatorio non deve tradursi in una discriminazione implicita tra le varie tipologie di idrogeno. In questa fase storica il Paese deve valorizzare tutte le forme di idrogeno in grado di garantire riduzioni emissive robuste, sicurezza degli approvvigionamenti e sostenibilità economica. Accanto all'idrogeno RFNBO, riteniamo quindi necessario **valorizzare anche l'idrogeno low carbon e il bioidrogeno**, soprattutto nelle fasi iniziali di sviluppo del mercato. L'obiettivo deve essere la costruzione di una filiera e di un mercato italiani dell'idrogeno, non la semplice affermazione di una soluzione teoricamente perfetta ma economicamente non realizzabile.

Un altro profilo che merita attenzione riguarda il ruolo delle **reti gas**. Per Confindustria le reti non devono essere lette solo in chiave di dismissione, ma di evoluzione. Il patrimonio infrastrutturale del gas è un asset strategico del Paese, che può e deve accompagnare lo sviluppo del biometano, dei gas rinnovabili, dei gas a basse emissioni e, progressivamente, dell'idrogeno. Per questo riteniamo che qualunque percorso di trasformazione delle reti si intraprenda, dovrà essere graduato, coordinato e coerente con i tempi reali della transizione industriale. **Per molte imprese, soprattutto nei comparti gasivori, la rete gas continuerà ancora a lungo a rappresentare un'infrastruttura essenziale.** Una trasformazione non coordinata rischierebbe di produrre *stranded cost*, incertezza e aumenti tariffari.

In conclusione, Confindustria valuta positivamente il recepimento della Direttiva (UE) 2024/1788 e il nuovo assetto del mercato del gas e dell'idrogeno, ma ritiene che la sua efficacia andrà misurata sulla capacità di rafforzare la competitività industriale.

Per questo chiediamo che il provvedimento sia accompagnato da una chiara linea politica orientata a ridurre il differenziale PSV-TTF, integrare maggiormente i mercati europei, sviluppare gas rinnovabili, low carbon e idrogeno in piena neutralità tecnologica, contenere i costi regolatori e garantire un'evoluzione ordinata delle reti. Per Confindustria, infatti, **la transizione energetica sarà sostenibile solo se consentirà alle imprese di continuare a produrre, investire e innovare a costi energetici competitivi.** In assenza di queste condizioni, il rischio concreto è di avere una riforma corretta sul piano formale, ma non sostenibile sotto il profilo economico e industriale.