



ASSOGAS

Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Energetici

Corso di Porta Vittoria, 31 – 20122 Milano, MI

www.assogas.it – segreteria@assogas.it

Codice Fiscale 97002680151

SENATO DELLA REPUBBLICA

VIII COMMISSIONE

**“AMBIENTE, TRANSIZIONE ECOLOGICA, ENERGIA, LAVORI PUBBLICI, COMUNICAZIONI,
INNOVAZIONE TECNOLOGICA”**

MEMORIA

**" 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 (395)"**

Osservazioni e proposte ASSOGAS

Milano, 8 maggio 2026



CONFINDUSTRIA

ASSOGAS, fondata nel 1979 e aderente a Confindustria da più di vent'anni, è un'Associazione di categoria che opera a livello nazionale per promuovere e tutelare gli interessi degli industriali del comparto del gas e dei servizi energetici.

L'Associazione rappresenta circa 60 aziende che svolgono attività prevalentemente nel settore energetico del gas naturale, sia nel segmento distribuzione che in quello della vendita ai clienti.

Gli associati ASSOGAS operano nel mercato senza alcuna forma di vincolo o collegamento con operatori dominanti italiani o europei, contribuendo così a determinare condizioni favorevoli allo sviluppo di reali dinamiche concorrenziali, in linea con la mission associativa di difesa della concorrenza.

La presente memoria contiene le principali osservazioni e spunti di riflessione emersi all'interno della nostra associazione dall'analisi dello schema di decreto legislativo in attuazione della Direttiva UE 2024/1788.

1. Considerazioni generali circa il recepimento delle misure previste dalla Direttiva UE 2024/1788 all'interno della normativa nazionale

Come meglio esplicitato nei punti seguenti, il recepimento delle disposizioni della Direttiva UE 2024/1788 va a nostro avviso coordinato con lo stato dell'arte del sistema normativo degli altri vettori energetici ad oggi presenti, quali il gas (in relazione alla disciplina delle gare d'ambito per l'attività di distribuzione) e l'energia elettrica (in virtù della recente proroga ventennale delle relative concessioni della distribuzione), mentre l'idrogeno risulta normato solamente per alcuni aspetti (come meglio dettagliato al successivo punto 3).

Il Capo IV dello schema di decreto di recepimento, infatti, modifica il D. Lgs. n. 93/2011 inserendo un intero nuovo Titolo II-BIS dedicato interamente al mercato dell'idrogeno, che introduce 34 nuovi articoli che costituiscono l'architettura regolatoria di questo nuovo vettore.

La normativa non contiene tuttavia ad oggi alcune previsioni in merito alle modalità di affidamento delle concessioni dell'idrogeno, che ci aspettiamo essere regolamentata in funzione dell'effettiva necessità del sistema e nel rispetto dei principi di leale concorrenza.

2. Transizione graduale: blend, biometano e fasi intermedie

Lo schema di decreto legislativo attualmente in esame concentra l'attenzione sull'idrogeno puro, mentre il sistema industriale attuale si trova ancora in una fase di transizione, nella quale l'impiego di miscele di metano e idrogeno rappresenta ad oggi, unitamente ai gas combustibili prodotti da fonte rinnovabile — come il biometano — la soluzione più realistica e praticabile per la distribuzione di green gas, attraverso le infrastrutture di rete già esistenti, a favore di una progressiva decarbonizzazione del sistema energetico.

La situazione cui fa riferimento il testo appare coerente con un obiettivo di diversificazione energetica che, tuttavia, nella pratica risulta ancora lontano nel tempo. Si ritiene pertanto necessario introdurre specifiche disposizioni che consentano, nel medio-breve periodo, una gestione ordinata della fase transitoria attuale, sia sul piano delle infrastrutture — valorizzando pienamente il parco impiantistico esistente in Italia — sia sotto il profilo degli apparecchi utilizzatori.

In estrema sintesi, i piani energetici nazionali dovrebbero promuovere il ruolo del gas come fattore trainante il progressivo sviluppo dell'idrogeno, anziché configurare quest'ultimo come l'elemento determinante la dismissione del gas.

3. Designazione dei gestori e modalità di affidamento delle concessioni

Come già anticipato al precedente punto 1, il testo attuale dello schema di decreto non tratta il tema della designazione dei gestori dell'idrogeno e delle modalità amministrative di gestione del relativo sistema infrastrutturale; relativamente a ciò, si ritiene opportuno, a nostro avviso, che indicazioni a riguardo vengano fornite all'interno del decreto di recepimento.

Indicazioni sono peraltro necessarie anche in relazione alla dimensione regionale, più volte citata nel testo della Direttiva UE 2024/1788 e ripresa anche dallo schema di decreto di recepimento, come possibile definizione di ambito territoriale di competenza per l'idrogeno, che necessita di essere contestualizzata alla realtà nazionale. Allo stesso tempo, dovrebbero essere salvaguardati anche gli investimenti in infrastrutture di dimensione non necessariamente regionale, ma localizzate in aree territoriali di dimensioni minori, nei quali siano però presenti infrastrutture in grado di generare forniture di idrogeno ad aree limitate.

4. Pianificazione integrata delle reti

L'articolo 33 *vicies semel* dello schema di decreto (ex articolo 56 della Direttiva UE 2024/1788), relativo al "*Piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'idrogeno*", introduce disposizioni di pianificazione integrata delle reti di idrogeno con quelle del gas ed elettriche, nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Tale approccio richiede necessariamente una razionalizzazione delle attuali divergenze normative e operative tra i vari settori, come già ricordato precedentemente (vedi punto 1), poiché, al fine di rendere applicabili in maniera efficiente ed efficace le disposizioni di legge, è necessaria coerenza tra i diversi sistemi.

Si ritiene inoltre necessario demandare ad atti successivi una declinazione chiara delle modalità secondo le quali debba avvenire la cooperazione tra i gestori coinvolti ai fini della loro predisposizione e delle modalità di coordinamento tra gli stessi gestori.

5. Impatti sulle reti esistenti e dismissioni

L'articolo 27, comma 2, dello schema di decreto introduce nel decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, un nuovo articolo 16-bis intitolato "*Piani di dismissione della rete per i gestori dei sistemi di distribuzione*"; a tal riguardo si evidenzia che:

- l'elaborazione dei piani di dismissione deve a nostro avviso essere ricondotta ai casi in cui "sia dimostrata la convenienza della riduzione dell'uso del gas naturale", precisando anche che debbano essere "dimostrabili alternative più efficienti sotto il profilo energetico e in termini di rapporto costi-benefici per gli utenti finali";
- si conferma l'utilità di prevedere, prima della dismissione, le valutazioni ai fini di eventuali adattamenti dell'infrastruttura, per collegare gli impianti a gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio alla rete o per l'eventuale riconversione di tali infrastrutture

per il trasporto dell'idrogeno, sempre “nel rispetto delle necessarie analisi costi-benefici nell'interesse degli utenti finali”, in coerenza con quanto precisato sopra;

- ARERA dovrebbe adottare un approccio strutturale all'ammortamento e alla fissazione delle tariffe laddove vi siano dismissioni anticipate rispetto alla vita utile “tariffaria” prevista dalla stessa, ai fini del ristoro integrale degli investimenti.

Anche per queste tematiche, si ribadisce quanto precedentemente già espresso in relazione ai piani di sviluppo, ovvero la necessità di demandare ad atti successivi una declinazione chiara delle modalità secondo le quali debba avvenire la cooperazione tra i gestori coinvolti ai fini della loro predisposizione e delle modalità di coordinamento tra gli stessi gestori.

6. Separazione funzionale e contabile

Pur consci della necessità di tenere in considerazione le peculiarità delle fasi di sperimentazione attualmente in atto da parte di alcuni operatori, recepite dalle previsioni di unbundling “graduale”, risulta a nostro avviso altresì indispensabile inserire le attività della filiera dell'idrogeno, sin dalla prima fase transitoria e sperimentale, in un quadro regolatorio di separazione funzionale e contabile in grado di evitare, da un lato, sussidi incrociati tra i vari settori regolati e, dall'altro, il rischio di “double counting” dei costi sostenuti dal sistema, in particolare quelli legati alle fasi di sviluppo.

Si ricorda, peraltro, che, ad oggi, gli strumenti della separazione funzionale e contabile sono ampiamente consolidati nei settori regolati da ARERA e ben noti agli operatori.

In conclusione, per quanto sopra esposto, si ritiene pertanto prioritario:

- assicurare che il recepimento delle disposizioni della direttiva all'interno della normativa nazionale sia contestualizzato alla situazione peculiare del mercato italiano;
- riconoscere che la fase transitoria attualmente in corso basata su blend di idrogeno e metano e sul biometano rappresenta oggi — e continuerà a rappresentare per una porzione significativa del prossimo futuro — l'elemento principale ai fini del conseguimento degli obiettivi di transizione energetica;
- tutelare gli investimenti e la sostenibilità economica degli operatori.