



*Ministero dell' Ambiente
e della Sicurezza Energetica*

DIPARTIMENTO ENERGIA
Ex-DIREZIONE GENERALE INCENTIVI ENERGIA

Consultazione pubblica: regolamentazione degli incentivi tariffari alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di cui all' articolo 11, comma 2 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199.

*Inizio consultazione: **18 gennaio 2024***

*Termine invio contributi: **4 marzo 2024 ore 12.00***

Premessa

- La presente **consultazione** è svolta con l'obiettivo di condividere le logiche alla base dello schema di decreto, attuativo dell'articolo 11, comma 2 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (Dlgs 199/2021), con cui individuare criteri e modalità per l'accesso al meccanismo di supporto per impianti di produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, ivi inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse, e raccogliere osservazioni e spunti dalle parti interessate, per la conclusione del processo e il conseguente avvio della necessaria fase di notifica per la verifica dei profili di compatibilità con la disciplina in materia di Aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022.
- La presente consultazione interessa altresì le modalità per la determinazione e per la richiesta integrata dell'esonero dagli oneri generali di sistema di cui all'articolo 23 del decreto-legge n. 36 del 30 aprile 2022, ai sensi del decreto ministeriale n. 223 del 23 settembre 2022 e della successiva deliberazione ARERA 557/2022/R/eel.
- Tutti i soggetti interessati sono invitati a rispondere entro il **4 marzo 2024** inviando le proprie osservazioni all'indirizzo di posta elettronica PEC ie@pec.mite.gov.it utilizzando il Modulo di adesione alla consultazione allegato e come oggetto alla mail "Consultazione DM TARIFFE H2".
- Al fine di poter valutare compiutamente le osservazioni che saranno presentate si richiede di non superare la dimensione di una pagina in relazione a ciascuno dei 10 box di consultazione proposto nel modulo di adesione.
- Tutte le risposte che non rispettano il formato previsto dal Modulo di adesione potrebbero non essere prese in considerazione.

1. Contesto europeo e nazionale per la promozione alla produzione e all'utilizzo di idrogeno da fonte rinnovabile

La **strategia europea per l'idrogeno**¹ e il piano **REPowerEU**² definiscono il ruolo dell'idrogeno nella decarbonizzazione dei consumi energetici dell'Unione Europea.

La strategia europea per l'idrogeno ha come obiettivo strategico quello di installare almeno 40 GW di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile e produrre fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE al 2030.

La transizione verso forme di energia più pulite è uno dei presupposti indispensabili per la neutralità climatica. Sulla base di tale contesto si sviluppa la serie di interventi normativi da parte dell'Unione Europea contenuti nel pacchetto **Fit for 55**, tesi ad aumentare la quota di energie rinnovabili entro il 2030, tra le quali l'idrogeno avrà un ruolo importante.

Nel maggio 2022 è stato presentato il piano **REPowerEU** che ribadisce l'importanza del vettore energetico idrogeno, stabilendo per questo un obiettivo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile prodotte internamente e 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile importate entro il 2030. Tale obiettivo, di fatto, raddoppia quello previsto, sempre per il 2030, dalla strategia europea per l'idrogeno.

La **RED III**³, di recente adozione da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo, ribadisce la centralità dell'idrogeno come leva per consentire la transizione energetica verso l'obiettivo della neutralità climatica. In particolare, viene stabilito, tra i sub-target, che:

- gli Stati membri hanno convenuto che il 42% dell'idrogeno utilizzato nell'industria dovrebbe provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica entro il 2030 e il 60% entro il 2035;
- la quota combinata di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, e di combustibili rinnovabili di origine non biologica nell'energia fornita al settore dei trasporti sia pari ad almeno l'1 % nel 2025 e il 5,5 % nel 2030 (al 2030, inoltre, almeno l'1 % deve provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica);
- l'energia da combustibili rinnovabili di origine non biologica è conteggiata ai fini della quota di energia rinnovabile degli Stati membri e degli obiettivi di cui ai vari settori, **solo se la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali combustibili è pari almeno al 70%.**

Il regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile (**ReFuelEU Aviation**) **stabilisce che i carburanti rinnovabili di origine non biologica, incluso l'idrogeno rinnovabile e l'idrogeno per l'aviazione a basse emissioni di carbonio (che soddisfa una soglia di riduzione delle emissioni durante il ciclo di vita del 70 %), contribuiscono al raggiungimento delle quote minime stabilite dal regolamento e riportate nell'infografica di seguito.**

¹ COM(2020) 301 final - “Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra”

² COM(2022) 230 final - “Piano REPowerEU”

³ DIRETTIVA (UE) 2023/2413 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 18 ottobre 2023

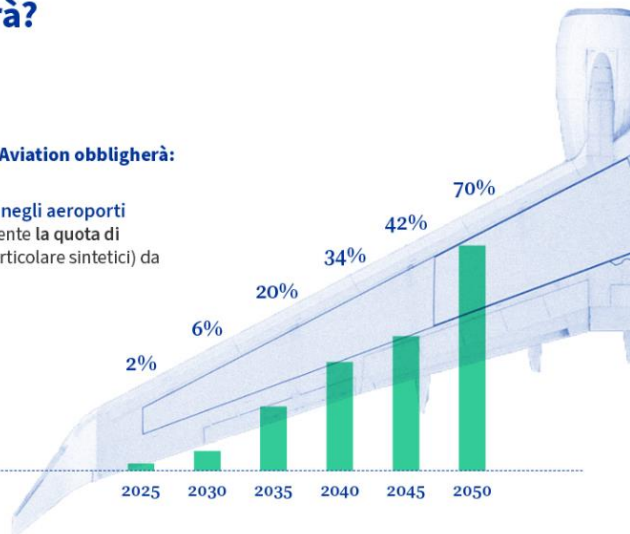
Cosa cambierà?



Il regolamento ReFuelEU Aviation obbligherà:

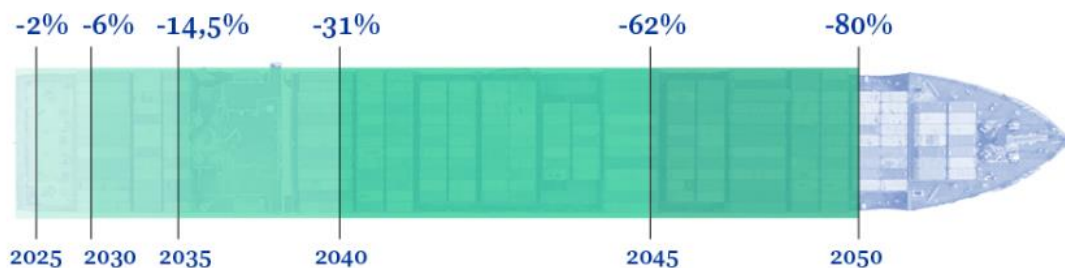
1. i fornitori di carburante negli aeroporti UE ad aumentare gradualmente la quota di carburanti sostenibili (in particolare sintetici) da distribuire

Quota minima di approvvigionamento di carburanti sostenibili per l'aviazione (in %)



Il regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 del 13 settembre 2023 sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo (**FuelEU Maritime**) stabilisce misure volte a garantire che l'intensità dei gas a effetto serra dei combustibili utilizzati dal settore del trasporto marittimo diminuisca gradualmente nel corso del tempo, partendo da una riduzione del 2% nel 2025 fino a raggiungere l'80% entro il 2050:

Riduzione media annua dell'intensità di carbonio rispetto alla media 2020



Tra i combustibili che potranno essere utilizzati per il raggiungimento dei target figurano biocarburanti, biogas, RFNBO e carburanti derivanti da carbonio riciclato. Nel periodo tra il 1° gennaio 2025 al 31 dicembre 2033 è previsto un criterio premiante per l'utilizzo di RFNBO attraverso l'utilizzo di un moltiplicatore pari a 2 al fine di ricompensare la nave per l'utilizzo di combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO). Se la quota di RFNBO di cui al precedente punto è inferiore all'1 % per il periodo di riferimento 2031, a decorrere dal 1° gennaio 2034 a tali combustibili si applica un sotto-obiettivo del 2 % nell'energia annua usata a bordo da una nave.

La **revisione della direttiva (EU) 2009/73/EC e del regolamento (EU) 715/2009 (pacchetto gas ed idrogeno)** è composto da una proposta di regolamento e una proposta di direttiva che stabiliscono norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno.

Le proposte mirano a creare un quadro normativo per infrastrutture e mercati dedicati

all'idrogeno e per una pianificazione di rete integrata. Stabiliscono inoltre norme per la protezione dei consumatori e rafforzano la sicurezza dell'approvvigionamento.

Nell'ambito delle proposte di modifica del pacchetto sul gas, sono stati proposti benefici tariffari per i gas rinnovabili e per i gas a basse emissioni di carbonio per incentivarne l'immissione nel sistema del gas naturale al fine di incentivare il passaggio da un sistema basato sul gas naturale fossile ad uno basato su gas rinnovabili a basse emissioni di carbonio (ovvero quei gas che soddisfano una soglia di riduzione delle emissioni durante il ciclo di vita del 70 %). L'obiettivo delle misure proposte nel pacchetto sul gas è creare un mercato per l'idrogeno fondato su:

- un sistema di infrastrutture dedicate all'idrogeno;
- una rete europea di gestori di rete per l'idrogeno;
- un sistema di scambi comuni con paesi terzi.

Tali misure sono pensate per favorire il raggiungimento degli obiettivi EU in materia di idrogeno.



Le linee guida per la **strategia italiana sull'idrogeno** di fine 2020 hanno identificato preliminarmente una domanda potenziale per l'Italia pari a circa 700 mila tonnellate annue al 2030 per la quale si prevede la necessità di installare circa 5 GW di potenza di elettrolisi, attivando investimenti per 5-7 miliardi euro.

La proposta di aggiornamento del **Piano Nazionale Integrato Clima ed Energia, del 2023**, rivede l'obiettivo delle linee guida in 250 mila tonnellate annue al 2030. Si stima che almeno l'80% della citata domanda sarà prodotta sul territorio nazionale, la restante quota sarà importata. Ipotizzando un *load-factor* degli elettrolizzatori del 40%, sarebbe quindi necessaria una capacità (elettrica) di circa 3 GW di elettrolizzatori.

Nella tabella che segue è riportato un prospetto sinottico del PNIEC che riporta gli obiettivi minimi di consumo di idrogeno rinnovabile al 2030.

Anno	Settore	Quantità H ₂	
		ktep	Mton
2030	Industria	330	0,115
	Trasporti	390	0,136
	di cui aviazione/navigazione	29	0,010
	TOTALE	719	0,251

Il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** (nel seguito: PNRR) ha previsto diverse linee d'azione volte ad agevolare lo sviluppo dell'idrogeno. Ai fini della presente consultazione rilevano soprattutto le due riforme e i due investimenti per la produzione e l'uso dell'idrogeno.

La **Riforma 3.1** *"Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno"* della Missione 2, Componente 2, che aveva l'obiettivo di definire un quadro giuridico teso a promuovere l'idrogeno come fonte di energia rinnovabile, è stata attuata tramite:

1. il decreto ministeriale del 3 giugno 2022, che ha modificato la norma tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare nella rete, includendo l'idrogeno nella misura massima del 2% in termini di volume;
2. il Dlgs 199/2021 che:
 - a) all'art. 38 ha introdotto delle semplificazioni per la costruzione e l'esercizio di elettrolizzatori di dimensione inferiore a 10 MW, ovvero installati in aree industriali o stand-alone;
 - b) all'art. 46 ha dato mandato al Ministero di estendere il sistema delle garanzie di origine all'idrogeno rinnovabile. Detta disposizione è stata attuata per il tramite del decreto ministeriale n. 224 del 14 luglio 2023.

Per dare invece attuazione alla **Riforma 3.2** *"Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno: varo di misure fiscali che incentivino la produzione e/o l'utilizzo dell'idrogeno"* della Missione 2, Componente 2, sono stati emanati i seguenti atti:

1. il decreto-legge n. 36 del 30 aprile 2022 che, all'articolo 23:
 - a) dispone che il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde, anche qualora l'impianto di produzione e quello di elettrolisi siano collegati attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi, non è soggetto al pagamento degli oneri generali afferenti al sistema elettrico;
 - b) stabilisce che l'idrogeno verde prodotto da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi non rientra tra i prodotti energetici di cui all'articolo 21 del testo unico di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e non risulta sottoposto ad accisa ai sensi del medesimo testo unico se non direttamente utilizzato in motori termici come carburante;

2. il decreto ministeriale n. 223 del 23 settembre 2022 di attuazione dell'articolo 23 suddetto;
3. la Delibera ARERA 557/2022/R/EEL dell'8 novembre 2022 che definisce le modalità per l'ottenimento delle agevolazioni e la copertura degli oneri di sistema oggetto di restituzione.

Rispetto agli investimenti alla produzione e all'uso dell'idrogeno rinnovabile, all'interno della Missione 2, la Componente 2 del PNRR è prevista la sub-componente 3 *"Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno"*. Al fine di realizzare gli obiettivi della Strategia Europea sull'idrogeno, nella citata sub-componente 3 sono state stanziare le risorse per finanziare i seguenti Investimenti:

- Investimento 3.1 *"produzione di idrogeno in aree industriali dismesse (hydrogen valleys)"*;
- Investimento 3.2 *"utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate"*.

In attuazione dell'articolo 14 del Dlgs 199/2021, con il decreto ministeriale n. 463 del 21 ottobre 2022 sono state dunque disciplinate:

1. le modalità e i criteri generali per la concessione delle agevolazioni previste nell'ambito dell'Investimento 3.1 e Investimento 3.2 della Missione 2, Componente 2 del PNRR;
2. le modalità per il riconoscimento dell'idrogeno verde e dell'idrogeno rinnovabile;
3. le condizioni di cumulabilità delle agevolazioni previste dagli investimenti PNRR con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 11, comma 2, del citato Dlgs 199/2021.

Ciò detto, con il Dlgs 199/2021, articolo 11, comma 2, è stato stabilito altresì che il Ministero della transizione ecologica, ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, definisca un incentivo tariffario alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, ivi inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse, nel rispetto dei limiti emissivi previsti dalla normativa dell'Unione europea e comunque dalla disciplina in materia di aiuti di Stato.

2. Obiettivi del decreto in consultazione

- Il quadro normativo italiano dell'idrogeno, come definito nel decreto ministeriale n. 463 del 21 ottobre 2022, allo stato attuale disciplina due tipologie di idrogeno:
 1. **idrogeno verde**, ovvero l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO₂e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂.
 2. **idrogeno rinnovabile**, ossia l'idrogeno prodotto mediante processo elettrolitico i cui impianti di produzione soddisfano i seguenti requisiti:
 - a) sono collegati agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi. In tal caso, l'energia elettrica fornita agli elettrolizzatori è munita di garanzie di origine rinnovabile ai sensi dell'art. 46 del Dlgs 199/2021;
 - b) utilizzano energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile direttamente connessi all'elettrolizzatore.

La distinzione di cui sopra non trova analoga previsione nell'ambito della disciplina comunitaria. Al fine di superare tale criticità, nel decreto oggetto della presente consultazione si ritiene opportuno definire univocamente l'idrogeno rinnovabile, tenendo conto delle vigenti disposizioni in merito ai limiti emissivi e delle previsioni contenute negli Orientamenti sugli aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente 2022, nella Direttiva UE 2018/2001 e nel Regolamento delegato n. 1184/2023. Si prevede pertanto di definire l'idrogeno rinnovabile come di seguito indicato:

1. l'idrogeno deve essere prodotto mediante processo elettrolitico a partire da fonti di energia rinnovabile in conformità con le metodologie stabilite per i carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto di cui al Regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione del 10 febbraio 2023;
 2. l'idrogeno deve soddisfare il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra, nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 gCO₂e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂.
- La presente consultazione è orientata a raccogliere contributi sullo schema di decreto in materia di incentivazione alla produzione e utilizzo di idrogeno, che si prefigge quattro principali finalità:
 - 1) definire univocamente l'idrogeno rinnovabile, come indicato al precedente punto;
 - 2) istituire un incentivo in conto esercizio per accelerare la produzione di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili finalizzato all'uso nei settori dei trasporti ed industriali di difficile decarbonizzazione dei consumi;
 - 3) definire la procedura di accesso alle agevolazioni di cui al decreto ministeriale 21 settembre 2022 n. 347;
 - 4) definire le modalità di cumulabilità tra le tariffe incentivanti in conto esercizio e i contributi PNRR di cui al decreto ministeriale n. 463 del 21 ottobre 2022.
 - Il decreto intende istituire un incentivo alla produzione di idrogeno considerando i costi di investimento e di esercizio degli impianti per il periodo 2024-2027. Sulla base dei risultati perseguiti dal meccanismo rispetto agli obiettivi attesi, si potrà valutare l'eventuale estensione dello stesso. Il periodo temporale di applicazione del decreto pari a quattro anni, è così definito al fine di effettuare le opportune valutazioni sull'andamento della misura in

relazione all'evoluzione del contesto normativo di riferimento in materia, nonché in funzione della penetrazione attesa del vettore, in linea con gli strumenti di pianificazione previsti a livello europeo e nazionale. Saranno tenuti in considerazione:

- a) le evoluzioni tecnologiche di tutte le tecnologie per la produzione di idrogeno rinnovabile, del bioidrogeno e, più in generale, anche di tutti i combustibili e carburanti da fonti rinnovabili di origine non biologica;
- b) l'incremento della domanda di idrogeno rinnovabile e di carburanti a basso contenuto di carbonio, stimolato dai target previsti dalle misure collegate al *Green Deal* e al pacchetto *Fit for 55%* e supportato dalla revisione del pacchetto gas con la creazione di infrastrutture funzionali alla realizzazione di un mercato EU dell'idrogeno.

Al contempo, tale scelta, trova giustificazione anche in considerazione del fatto che, dal 1° gennaio 2028, secondo quanto previsto dall'atto delegato RFNBO (regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione del 10 febbraio 2023), non sarà più possibile alimentare gli elettrolizzatori con impianti da fonti rinnovabili già incentivati secondo le ipotesi ivi statuite. Per il periodo successivo, sulla base delle predette valutazioni, sarà possibile ipotizzare una revisione della misura.

3. Chi sono i soggetti beneficiari

È previsto l'accesso all'incentivo in conto esercizio alle imprese di tutte le dimensioni ed ai soggetti pubblici in possesso dei seguenti requisiti soggettivi:

1. adeguata capacità finanziaria ed economica del soggetto richiedente rispetto all'investimento da sostenere;
2. non sussistenza delle seguenti situazioni:
 - a) imprese in difficoltà secondo la definizione riportata nella Comunicazione della Commissione Orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà;
 - b) imprese che risultino destinatarie di sanzioni interdittive ai sensi dell'articolo 9, comma 2, lettera d), del Dlgs 231/2001;
 - c) imprese i cui legali rappresentanti o amministratori siano stati condannati per i reati che costituiscono motivo di esclusione di un operatore economico dalla partecipazione a una procedura di appalto o concessione ai sensi della normativa in materia di contratti pubblici, ovvero non risulti, da visura del casellario giudiziario, alla data di presentazione della istanza di partecipazione, un decreto di estinzione dei reati;
 - d) imprese nei cui confronti sia verificata l'esistenza di una causa ostativa ai sensi della disciplina antimafia di cui al Dlgs 159/2011.
3. nel caso di partecipazione di operatori che gestiscono reti di trasporto o distribuzione gas, la loro partecipazione è consentita nei limiti degli obblighi in materia di *unbundling* previsti nell'attuale normativa italiana ed europea nelle more delle revisioni alla normativa che sono in corso con il citato pacchetto sul gas.

Spunti di consultazione

Q1. *Si condividono i requisiti introdotti per i soggetti beneficiari?*

4. Gli impianti di produzione di idrogeno prodotto a partire da fonti rinnovabili ammessi all'incentivo in conto esercizio

Si prevede il riconoscimento delle agevolazioni ai soggetti produttori di idrogeno rientrante nelle seguenti fattispecie:

1. **idrogeno rinnovabile** ottenuto mediante processo elettrolitico, in tal caso l'energia elettrica impiegata per l'elettrolisi è prodotta da fonti di energia rinnovabile in conformità con le metodologie stabilite per i carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto di cui al Regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione del 10 febbraio 2023;
2. **bioidrogeno**, ovvero sia idrogeno ottenuto da fonti biogeniche - quali bioliquidi, biomasse solide, biogas e biometano - prodotto:
 - a) attraverso processi biologici, termochimici e biotermochimici. Tra di essi rientrano in via esemplificativa gli impianti basati su processi di gassificazione o pirolisi della biomassa, gli impianti che prevedono processi di trasformazione termochimica del biometano o del biogas (e.g. SMR – *steam methane reforming*, ATR – *autothermal reforming* o altri);
 - b) mediante processo elettrolitico alimentato da energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti biogeniche, ivi inclusa la parte biogenica dei rifiuti.
- Per gli impianti di **conversione in idrogeno rinnovabile** di altri vettori energetici (e.g. ammoniaca, metanolo, LOHC - *Liquid organic hydrogen carriers*), si rileva un'elevata eterogeneità tecnologica, con livelli di maturità molto differenti tra loro. Inoltre, per alcune tecnologie, sembrerebbe che il prezzo di vendita dell'idrogeno rinnovabile prodotto avrebbe un valore analogo a quello connesso alla produzione di idrogeno rinnovabile elettrolitico o bioidrogeno comprensivo delle agevolazioni di cui al presente decreto. La consultazione in esame, pertanto, si pone l'obiettivo di acquisire informazioni di maggior dettaglio su tecnologie e costi di produzione.

Oltre a quanto sopra, si rappresenta che il quadro normativo euro-unitario non sembra consentire, ad oggi, la cooperazione di uno Stato membro con un Paese terzo per la realizzazione di "Progetti comuni" per la produzione di idrogeno; tale possibilità, prevista dall'articolo 11 della direttiva 2018/2001, è limitata alla sola energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili proveniente da un Paese terzo. Di conseguenza non sembrerebbe essere possibile attivare un meccanismo di incentivazione della produzione di idrogeno realizzata sul territorio di un Paese terzo. Ne consegue, che, allo stato attuale, sembrerebbe possibile prendere in considerazione esclusivamente l'ultima fase del processo produttivo dell'idrogeno rinnovabile - ovvero il processo di *reforming* - se realizzato sul territorio nazionale, da altri vettori energetici, come ad esempio a partire dall'ammoniaca verde prodotta nel Paese terzo, sempre che siano rispettate le condizioni fissate dal Regolamento UE 1184/2023, ossia se per la relativa produzione si sia in possesso del certificato di conformità ai sensi dell'articolo 9 dello stesso Regolamento.

- Per tutti i suddetti impianti, deve essere garantita una riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 gCO₂e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂.

Spunti di consultazione

- Q2.** *Si condividono le tipologie impiantistiche individuate ai fini dell'accesso alle tariffe incentivanti in conto esercizio? Quali ulteriori tipologie impiantistiche sarebbero da incentivare in conto esercizio in attuazione delle previsioni di cui all'art. 11, comma 2 del Dlgs 199/2021? Per quali ragioni tecniche ed economiche?*
- Q3.** *Quali sono i componenti tecnologici che possono concorrere alla definizione di:*
- a) impianto di produzione di bioidrogeno, in particolare per le tecnologie diversa da quella elettrolitica?*
 - b) impianto di conversione in idrogeno rinnovabile da altri vettori energetici?*
- Si forniscano elementi di dettaglio.*
-

5. I contingenti di produzione di idrogeno da assegnare tramite procedure competitive ad asta

- Si prevede che gli incentivi siano assegnati nel periodo 2024-2027 attraverso la definizione di procedure competitive ad asta, svolte nell'ambito di specifici contingenti.
- La misura rappresenta la principale iniziativa nazionale per raggiungere i target del PNIEC di penetrazione dell'idrogeno rinnovabile al 2030 (si veda il paragrafo 1 della presente documentazione). Si prevede pertanto un contingente complessivo di capacità produttiva annua di idrogeno rinnovabile al 2027, considerando una crescita lineare a partire dal 2024, di 250.000 ton/anno, con eventuali sub-contingenti per settori (ad esempio trasporti, sostituzione di idrogeno grigio, altri settori hard-to-abate).

Atteso che, il bioidrogeno non concorre agli obiettivi di produzione di idrogeno rinnovabile al 2030 previsti dal *Fit for 55%*, si prevede l'introduzione di uno specifico ulteriore contingente di capacità produttiva annua di bioidrogeno, pari al 20% di quello connesso all'idrogeno rinnovabile, ovvero 50.000 ton/anno.

Tecnologia	Contingenti complessivi di capacità produttiva 2024-2027 (ton/anno)
Idrogeno rinnovabile	250.000
Bioidrogeno	50.000

- I valori dei contingenti annui, eventualmente ripartiti per i settori d'uso (trasporti, sostituzione di idrogeno grigio, altri settori hard-to-abate), sono definiti in successive regole operative, tenendo conto dell'evoluzione degli obiettivi nazionali ed europei, di una ricognizione delle iniziative in corso di autorizzazione, secondo criteri che garantiscono un'adequata partecipazione e competizione alla pubblica competitiva.
- I contingenti dovranno altresì tenere conto della possibilità di partecipazione anche per gli impianti di produzione di idrogeno ubicati sul territorio di altri Stati membri dell'Unione europea e di altri Stati terzi confinanti con l'Italia, con i quali l'Unione europea ha stipulato un accordo di libero scambio, che esportano fisicamente la loro produzione di idrogeno in Italia. L'accordo di cui al precedente periodo dovrà essere redatto ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 199 del 2021 e prevedere un sistema di reciprocità; resta inoltre fermo il rispetto dei requisiti soggettivi e oggettivi richiesti per gli impianti ubicati sul territorio nazionale.
- Si ritiene necessario procedere ad una ricognizione delle iniziative di settore in corso affinché siano individuate:
 - a) il numero di iniziative progettuali (e le relative capacità di produzione in kg/anno) risultate assegnatarie di contributi pubblici (regionali, nazionali e comunitari);
 - b) il numero di iniziative progettuali (e le relative capacità di produzione in kg/anno) per le quali sono stati avviati gli iter autorizzativi;
 - c) lo stato degli iter autorizzati di cui al punto precedente;
 - d) il numero di iniziative progettuali (e le relative capacità di produzione in kg/anno) per le quali si prevede l'avvio di un iter autorizzativo;

- e) stima sullo stato di avanzamento delle iniziative progettuali tra 3 anni;
- f) il numero di iniziative progettuali (e le relative capacità di produzione in kg/anno) per le quali sono stati avviati i lavori di realizzazione;
- g) i settori di utilizzo ai quali si prevede di destinare le capacità di produzione avviate, per le iniziative in fase di realizzazione, autorizzazione e da avviare all'autorizzazione.

Per acquisire le informazioni di cui sopra, si allega alla presente una *tabella* (Appendice A) che potrà essere trasmessa unitamente agli altri contributi utili alla consultazione.

Spunti di consultazione

Q4. *Si ritiene che i contingenti definiti, eventualmente suddivisi per settori, siano sufficienti a garantire una competitività adeguata?*

Q5. *In base a quali driver dovrebbe basarsi la suddivisione annuale dei contingenti complessivi?*

6. I requisiti di accesso alle tariffe incentivanti in conto esercizio

Possono accedere alle procedure competitive gli impianti produzione di idrogeno che rispettano i seguenti requisiti:

1. l'idrogeno soddisfa, in fase di progettazione e di esercizio, il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 gCO₂e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂;
2. il richiedente è in possesso del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di idrogeno;
3. il richiedente è in possesso del preventivo di allacciamento o adeguamento del punto di connessione alla rete elettrica, rilasciato dal gestore di rete competente e accettato dal soggetto richiedente, nel caso di impianto di produzione di idrogeno che preleva energia elettrica dalla rete con obbligo di connessione di terzi;
4. il richiedente è in possesso del preventivo di allacciamento o adeguamento del punto di connessione alla rete gas, rilasciato dal gestore di rete competente e accettato dal soggetto richiedente, nel caso l'idrogeno venga veicolato verso l'utilizzatore finale attraverso gasdotti *hydrogen-ready* gestiti da un trasportatore o distributore di rete con obbligo di connessione di terzi;
5. l'idrogeno è destinato ad un uso diretto nei settori in cui è difficile la decarbonizzazione e/o nel settore dei trasporti. È assimilato ad uso diretto il prelievo da gasdotti *hydrogen-ready* qualora lo stesso sia funzionale alla consegna fisica dell'idrogeno all'utilizzatore finale. Dette condizioni sono verificate:
 - a) mediante il possesso di uno o più *Memorandum of Understanding (MoU)* o altra forma di accordo preliminare sottoscritti tra il soggetto richiedente e gli utilizzatori finali di idrogeno rinnovabile o di bioidrogeno nei settori d'uso, di cui sopra, a garanzia di una vendita quasi totale (superiore al 60%) dell'idrogeno prodotto nell'ambito dei settori di utilizzo indicati;
 - b) nel caso di blending in gasdotti *hydrogen-ready*, mediante garanzia che il flusso prevalente di idrogeno immesso nei gasdotti sia direzionato verso l'utilizzatore finale, e sia quindi effettivamente da quest'ultimo prelevabile nelle quantità desiderate nelle normali condizioni di funzionamento del sistema.
6. per l'idrogeno rinnovabile, la produzione rispetta le condizioni di cui al regolamento delegato UE 2023/1184, ovvero l'idrogeno è dotato di un certificato di conformità di cui all'articolo 9 dello stesso Regolamento. Pertanto, l'energia elettrica rinnovabile utilizzata per alimentare gli elettrolizzatori deve provenire da:
 - a) prelievo da rete⁴ (conteggiato in base al *mix di rinnovabili* dei due anni precedenti);
 - b) impianti asserviti (riconducibili al soggetto richiedente/beneficiario), ovvero:
 - i. in collegamento diretto con l'elettrolizzatore in configurazione di autoconsumo rinnovabile di cui all'art. 30, comma 1, lettera a), punto 1, del d. lgs. 199/2021 o,
 - ii. connessi tramite rete con obbligo di accesso a terzi in configurazione di

⁴ nel caso di prelievo da rete, la quota di energia rinnovabile è pari alla quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili nel paese di produzione misurata due anni prima dell'anno in questione, in linea con quanto previsto al quarto sotto-paragrafo dell'articolo 27 (3) della direttiva 2018/2001 (RED II).

autoconsumo rinnovabili di cui all'art. 30, comma 1, lettera a), punto 2, e comma 2);

- c) oppure da impianti per i quali siano sottoscritti accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine / *power purchase agreement* (PPA).

Inoltre, così come previsto all'articolo 2, punto 3) del regolamento delegato (UE) 2023/1184, l'energia elettrica utilizzata dall'elettrolizzatore deve provenire da impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile, escluse le unità che generano energia elettrica a partire da biomassa e le unità di stoccaggio;

7. per l'idrogeno rinnovabile, in caso di ricorsi a PPA, è necessario che i PPA stessi abbiano una durata almeno pari a 10 anni;
8. per il bioidrogeno, la produzione rispetta i requisiti comunitari di sostenibilità;
9. la produzione di idrogeno è conforme al Regolamento (UE) 2020/852 e al Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 rispetto al principio di non arrecare danno significativo (cd. DNSH);
10. nel caso di bioidrogeno prodotto da gassificazione dei rifiuti, sarà considerato bioidrogeno esclusivamente la quota percentuale proporzionale alla quota biogenica dei rifiuti. Ciò, in considerazione del fatto che l'idrogeno complessivamente prodotto dagli impianti in questione non ha ad oggi un inquadramento specifico nell'ambito della disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia, in quanto prodotto a partire da due distinte matrici, una biologica, una non biologica. Quanto sopra indicato, pertanto, garantisce il riconoscimento di un'agevolazione quantomeno per la quota parte di idrogeno prodotto a partire dalla matrice biologica.

In considerazione del fatto che l'uso dell'idrogeno rinnovabile deve essere destinato al settore dei trasporti ed ai settori hard-to-abate, si ritiene opportuno escludere gli impianti di produzione di idrogeno che prevedono un impiego dell'idrogeno rinnovabile o bioidrogeno:

- a) in processi termici a bassa entalpia;
- b) per la sostituzione di mezzi di trasporto già alimentati elettricamente;

Inoltre, non sono ammessi gli impianti di produzione di idrogeno che hanno iniziato i lavori di realizzazione prima della pubblicazione della graduatoria.

Infine, sembrerebbe rendersi opportuno l'esclusione degli impianti di produzione di idrogeno finalizzati alla produzione prevalente di energia elettrica, così come tra l'altro indicato DG Concorrenza, nell'ambito di notifiche di regimi di aiuto connessi alle misure per la produzione di idrogeno del PNRR.

Spunti di consultazione

Q6. Si ritengono i requisiti indicati adeguati a garantire un'effettiva competitività alle procedure di gara? In caso negativo, indicare eventuali ulteriori o diversi requisiti specificandone le motivazioni ed i razionali.

Q7. Si ritiene percorribile l'introduzione del requisito del possesso, per una quota prevalente della produzione di idrogeno, di accordi (MoU) o altri pre-accordi commerciali con gli utilizzatori finali, al momento di partecipazione delle procedure competitive? Si condivide l'utilizzo esclusivo delle GO, da annullare automaticamente in fase di emissione a favore

7. Definizione dei progetti di riferimento, calcolo del costo medio di generazione dell'idrogeno e valutazione del costo della CO2 evitata

- Per gli impianti che accedono al meccanismo di supporto sono individuati i prezzi di esercizio mediante un'analisi del costo di generazione per diversi progetti di riferimento, rappresentativi delle principali configurazioni impiantistiche di cui al precedente paragrafo 4.
- Per gli impianti che producono idrogeno per via elettrolitica si sono considerati dei progetti di riferimento (range 1-50 MW), tenendo conto sia di configurazioni che prevedano la realizzazione di impianti da fonte rinnovabile asserviti agli elettrolizzatori (con opportune analisi di dimensionamento e considerando l'immissione dell'eventuale surplus di elettricità FER in rete) sia di configurazioni basate sul prelievo di elettricità rinnovabile dalla rete (in primis mediante PPA), con diverse ipotesi di ore di funzionamento e prezzo dell'elettricità.

Nei progetti di riferimento si sono altresì considerate le specificità in termini di *capex* e *opex* di configurazioni finalizzate all'utilizzo di idrogeno in ambito trasporti, rispetto al caso di consumo industriale.

In merito al bioidrogeno, si sono considerate sia configurazioni che prevedano la produzione di idrogeno per via elettrolitica sia casistiche riguardanti la gassificazione delle biomasse e dei rifiuti.

In merito all'idrogeno ottenuto da conversione di altri vettori energetici, i progetti di riferimento non tengono in considerazione il costo per l'approvvigionamento della materia prima.

- Al fine di dimostrare l'effetto di incentivazione, la necessità e la proporzionalità dell'aiuto, sono stati analizzati i progetti di riferimento di cui al punto precedente. Per ogni progetto sono stati sviluppati *business cases* sia in assenza di aiuto sia in presenza di aiuto, considerando i principali driver tecnici ed economici e applicando il metodo dei flussi di cassa. Avendo assunto per tali progetti di riferimento un costo medio ponderato del capitale (WACC), si è determinato per ognuno un valore attuale netto (VAN), che risultando negativo in assenza di aiuto, dimostra la necessità dell'aiuto. È stato quindi analizzato il prezzo di esercizio che, applicato alla produzione netta di idrogeno, garantirebbe un'equa remunerazione degli investimenti: esso è posto pari al costo medio di generazione dell'idrogeno (LCOH – *levelised cost of hydrogen*), la qual cosa assicura che l'aiuto sia limitato a remunerare i costi supplementari netti rispetto a uno scenario controfattuale nel quale gli impianti non verrebbero realizzati, verificando pertanto il rispetto del requisito di proporzionalità richiesto dalla disciplina sugli Aiuti di Stato.
- Per la valutazione dell'ammontare delle sovvenzioni concesse per tonnellate di emissioni di CO2 equivalente evitata, si precisa che nell'ambito delle attività di monitoraggio previste dall'articolo 40 del decreto legislativo n. 28 del 2011 e dall'articolo 48 del Dlgs 199/2021, il GSE è tenuto a stimare i risultati connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili anche in termini di valutazione delle emissioni evitate di gas a effetto serra. Nel caso di idrogeno rinnovabile (e bioidrogeno) la metodologia valuta, per unità di idrogeno prodotto, la

differenza tra le emissioni di gas serra ascrivibili al combustibile controfattuale sostituito e le emissioni determinate dal processo di produzione dell'idrogeno. Tale valutazione può riguardare in via presuntiva sia il comparatore fossile convenzionale (quale ad esempio quello utilizzato per la qualifica di idrogeno verde o rinnovabile), sia la precisa composizione del mix di combustibili fossili che vengono sostituiti nel settore di utilizzo.

- Utilizzando la suddetta metodologia è possibile dunque determinare l'entità di emissioni di gas serra evitate per unità di idrogeno prodotto. Parimenti, annualmente è possibile determinare l'ammontare delle sovvenzioni concesse per unità di idrogeno promosso dallo schema di decreto in esame, sulla base del rapporto tra l'incentivo spettante (su base energetica) e la suddetta quantità di CO2 equivalente evitata per unità di energia.
- Naturalmente, oltre ad essere eseguito ex-ante, il calcolo può essere eseguito anche a posteriori, considerando le emissioni realmente certificate.

Spunti di consultazione

Q8. *Si condividono le ipotesi utilizzate per la definizione dei progetti di riferimento e la metodologia di verifica della necessità e proporzionalità dell'aiuto?*

Q9. *Quali tra i seguenti dati:*

- a) taglia elettrolizzatori [range min/max MW]*
- b) taglia impianti FER [range min/max MW]*
- c) rapporto tra potenze FER/Elettrolizzatore*
- d) mix di alimentazione energia elettrica – PPA/rete/on-site*
- e) stoccaggio energia elettrica*
- f) stoccaggio idrogeno*
- g) componenti aggiuntivi funzionali all'utilizzo di idrogeno nel settore trasporti*

si ritiene maggiormente rilevante per differenziare le configurazioni alla base dei progetti di riferimento? Fornire indicazioni utili alla definizione dei progetti di riferimento.

Q10. *Si condivide la metodologia descritta applicabile per la stima della sovvenzione per tonnellata di CO2 equivalente evitata?*

8. La procedura ed i criteri di selezione dei progetti

- Il GSE pubblica i bandi relativi alle procedure a partire dal 2024 e fino al 2027, prevedendo almeno una procedura per semestre. Le procedure si svolgono in forma telematica nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza e secondo modalità non discriminatorie.
- Le istanze di partecipazione sono inviate dai soggetti richiedenti al GSE, tramite il sito istituzionale *www.gse.it*, all'interno di un periodo massimo di apertura della procedura di 60 giorni, allegando la documentazione indicata nelle regole operative, comprendente, tra le altre:
 - a) l'offerta di riduzione percentuale della tariffa di riferimento, comunque superiore a 5%;
 - b) la data di entrata in esercizio presunta;
 - c) la capacità produttiva annua (*kg/anno*) la capacità produttiva oraria (*kg/ora*) di idrogeno offerti;
 - d) la documentazione richiesta per la verifica del rispetto dei requisiti;
 - e) una cauzione provvisoria a garanzia della qualità del progetto, nella misura del 50% della cauzione definitiva.
- In esito ad ogni procedura competitiva, e nei limiti dei contingenti di capacità di produzione di idrogeno disponibili, è formata una graduatoria che tiene conto del ribasso percentualmente offerto e, a parità di quest'ultimo, dei seguenti criteri di priorità:
 - maggior quantità di idrogeno prodotto a partire da nuovi impianti rinnovabili asserviti;
 - anteriorità della data di presentazione dell'istanza di partecipazione.
- Il GSE pubblica sul proprio sito internet la graduatoria dei progetti ammessi, entro 120 giorni dalla data di presentazione delle istanze di partecipazione. L'inserimento in posizione utile nella graduatoria costituisce impegno al riconoscimento dell'incentivo spettante.
- Successivamente all'aggiudicazione, il soggetto vincitore è tenuto a costituire una cauzione definitiva a titolo di penale in caso di mancato rispetto dei termini per l'entrata in esercizio dell'impianto. La cauzione definitiva è presentata sotto forma di fideiussione bancaria o polizza fideiussoria assicurativa, autonoma, irrevocabile, incondizionata ed escutibile a prima richiesta, di durata annuale rinnovabile, rilasciata da istituto di credito o impresa di assicurazione, o da altro istituto finanziario abilitato, per un importo pari al 10% del costo di investimento previsto per la realizzazione dell'impianto di produzione di idrogeno, secondo degli importi standard.

Spunti di consultazione

Q11. *Si condividono le proposte di prevedere procedure semestrali, nonché i tempi di apertura dello sportello?*

Q12. *Si condivide la procedura per la fase di selezione delle proposte e la definizione di una causale per il mancato rispetto dei termini per l'entrata in esercizio dell'impianto?*

9. Struttura dell'incentivo spettante: il contratto per differenza a due vie

- Si prevede l'introduzione di un incentivo strutturato tramite contratto per differenza a due vie (di seguito: Cfd). Tale strumento è ampiamente utilizzato in diversi paesi europei, così come già da diversi anni in Italia, al fine di promuovere gli investimenti in capacità rinnovabile. I Cfd consentono, infatti, la stabilizzazione del prezzo nel tempo, assicurando al produttore maggior certezza dei flussi di ricavi nel medio-lungo periodo aumentando la bancabilità del progetto, facilitando il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.
- Le caratteristiche principali del Cfd sono le seguenti:
 - a) un prezzo di esercizio posto a base d'asta e distinto per tecnologia, determinato attraverso la metodologia del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), espresso in €/kg di idrogeno;
 - b) un prezzo di aggiudicazione fisso definito in esito a procedure competitive che si svolgono con aste al ribasso sul prezzo di esercizio, espresso in €/kg di idrogeno;
 - c) un prezzo di riferimento rappresentato dai prezzi del combustibile controfattuale sostituito, espresso in €/kg di idrogeno equivalente;
 - d) un obbligo di regolare con il GSE il pagamento di un corrispettivo giornaliero calcolato come differenza tra il prezzo di aggiudicazione ed il prezzo di riferimento, secondo cui se il prezzo di aggiudicazione supera il prezzo di riferimento, il Sistema versa il corrispettivo ai produttori e viceversa;
 - e) durata del contratto pari a 10 anni.
- I combustibili controfattuali sostituiti e le relative fonti per l'individuazione del prezzo di riferimento sono i seguenti:
 - a) il gas naturale, quando l'idrogeno viene utilizzato nel settore industriale. In tale caso il prezzo di riferimento sarà il prezzo medio del gas naturale, espresso in €/smc, ponderato con le quantità, registrato sul mercato del giorno prima del gas naturale (MGP-GAS) in negoziazione continua e sul mercato infragiornaliero del gas naturale (MI-GAS) in negoziazione continua gestiti dal Gestore dei mercati energetici S.p.a. nel mese di ritiro, e pubblicato dal gestore medesimo sul proprio sito internet;
 - b) il diesel, quando l'idrogeno viene utilizzato nel settore trasporti in sostituzione di questo. In tale caso il prezzo di riferimento sarà il prezzo, espresso in €/litro, pubblicato mensilmente dall'Osservatorio Carburanti sul sito istituzionale del Ministero delle Imprese e del Made in Italy]
 - c) l'idrogeno grigio, quando l'idrogeno (rinnovabile o bioidrogeno) viene utilizzato nelle aziende che utilizzano l'idrogeno come materia prima nei processi. In tale caso il prezzo di riferimento sarà indicizzato alla media del PSV del mese precedente tenuto conto di un rendimento tipico dei processi termochimici di produzione dell'idrogeno grigio.
- Fermo restando il principio del divieto di doppio finanziamento per le medesime voci di costi ammissibili, nonché il rispetto dei limiti e delle condizioni previste dalla normativa sugli aiuti di Stato, è ammessa la cumulabilità con altre forme di incentivazione a copertura dei soli costi di investimento. In tali casi, l'incentivo spettante viene ridotto, attraverso uno specifico termine di seguito descritto, per sterilizzare gli incentivi in conto capitale eventualmente concessi attraverso altre misure.
- La formula per determinare l'incentivo spettante terrà inoltre conto del valore delle garanzie

d'origine dell'idrogeno rinnovabile o del bioidrogeno del settore d'uso (sulla base di indicatori di mercato pubblicati GME) e del prezzo della CO₂ evitata, per i settori ETS, espresso in €/tCO₂. Nei casi di autoproduzione, secondo le configurazioni di cui all'articolo 30 del Dlgs 199/2021, il prezzo della garanzia d'origine è nullo.

- La competizione avviene nell'ambito dei contingenti e sub-contingenti che saranno individuati (si veda il paragrafo 5), ciò anche in considerazione della necessità di dover garantire una corretta comparazione dei prezzi di aggiudicazione (Pagg).
- Al fine di garantire l'accesso al meccanismo anche ai soggetti proponenti che prevedono di vendere idrogeno a clienti finali afferenti a diversi contingenti e sub-contingenti, sembrerebbe opportuno adottare un approccio conservativo, ovvero che la competizione avvenga nell'ambito dei contingenti e sub-contingenti a cui corrisponde un prezzo di esercizio posto a base d'asta del Cfd inferiore (nel caso questo fosse differenziato per sub-contingenti in base ai settori di utilizzo).
- È prevista una riduzione percentuale minima, almeno superiore al 5%, rispetto al prezzo di esercizio del Cfd per garantire la competitività nelle procedure per l'accesso agli incentivi. Il prezzo di riferimento sarà inoltre adeguato al ribasso, a partire dal 2025, attraverso una riduzione del 0,5% all'anno.
- La formula ipotizzata per l'incentivo spettante (espressa in €/kg di idrogeno) è la seguente:

$$I = P_{agg} - P_{rif} - V_{GO/ETS} - R + O$$

dove:

I è l'incentivo spettante

P_{agg} è il prezzo di aggiudicazione

P_{rif} è il prezzo del combustibile controfattuale sostituito (tariffa di riferimento)

$V_{GO/ETS}$ è il valore delle GO e dell'ETS

R sono le riduzioni nel caso di altri incentivi percepiti

O è il valore connesso agli oneri di sistema ai sensi del decreto 21 settembre 2022 n. 347

- Il soggetto aggiudicatario avrà l'obbligo di regolare mensilmente con il GSE un corrispettivo, calcolato su base giornaliera, sulla base dell'effettivo idrogeno venduto ai soggetti del settore dei trasporti e dei settori hard-to-abate e di quanto previsto dalla precedente formula.
- Al fine di certificare l'utilizzo dell'idrogeno prodotto nel relativo settore finale di utilizzo, dovranno essere annullate automaticamente le Garanzie di Origine emesse per la produzione di idrogeno incentivato a favore dei suddetti soggetti. I quantitativi di idrogeno derivanti dall'annullamento di tali Garanzie di Origine, nei vari settori finali di utilizzo, saranno utilizzati anche per la regolazione mensile, di cui al precedente punto. La procedura di cui sopra, potrà essere adottata anche nei casi in cui l'idrogeno sia venduto a più soggetti afferenti a diversi contingenti o sub-contingenti.
- È previsto un valore massimo medio annuo per l'incentivo spettante (conguagliato pertanto a fine anno) così come indicato nella seguente tabella, espresso in €/kg. I valori indicati sono definiti considerando le risultanze delle simulazioni condotte per il calcolo del LCOH in funzione dei diversi combustibili controfattuali, le diverse taglie di impianto e le diverse configurazioni tecnologiche.

Idrogeno rinnovabile		Bioidrogeno
< 10 MW elettrolizzatore	≥10 MW elettrolizzatore	
5 €/kg	4 €/kg	3 €/kg

- Si ritiene, inoltre, opportuno che il Sistema si faccia carico del rischio dovuto alle dinamiche inflattive, che nell'ultimo anno si sono rivelate particolarmente accentuate, così che i corrispettivi riconosciuti riflettano meglio la struttura di costo e la sua evoluzione, riducendo i rischi degli operatori e quindi i corrispettivi richiesti. Si propone, in particolare, che:
 - a) i prezzi di esercizio posti a base d'asta siano aggiornati per tenere conto dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la pubblicazione del decreto ministeriale e la data in cui si tiene la procedura concorsuale;
 - b) il prezzo di aggiudicazione (definito in esito alle procedure concorsuali) sia aggiornato:
 - 1) per tenere conto dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la data in cui si tiene la procedura concorsuale e la data di entrata in esercizio prevista dell'impianto (con una indicizzazione sul 100% del corrispettivo previsto, così da riflettere l'evoluzione dei costi di investimento);
 - 2) nel caso dell'idrogeno prodotto attraverso processi elettrolitici, l'energia elettrica utilizzata come materia prima per la produzione di idrogeno, rappresenta una voce di costo che incide in maniera significativa sul costo totale dell'idrogeno prodotto. Per mitigare l'esposizione al rischio di tali progetti si valuta, inoltre, l'introduzione di un meccanismo di rivalutazione della tariffa incentivante sulla base della indicizzazione della stessa ad un prezzo benchmark dell'energia elettrica, identificato preliminarmente nel PUN index- baseload, pubblicato dal Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. Il meccanismo di rivalutazione del prezzo di aggiudicazione, e conseguentemente della tariffa incentivante, agirebbe nel seguente modo:
 - i. il prezzo di aggiudicazione è aggiornato con riferimento al generico anno "n", nell'arco della durata del contratto di incentivazione, a partire dalla data di decorrenza del contratto medesimo (successivamente alla data di entrata in esercizio), sulla base di un *trigger* di variazione percentuale del prezzo *benchmark* dell'energia elettrica rilevato nell'anno "n", rispetto a quello rilevato alla data di entrata di attivazione del contratto;
 - ii. in particolare, per variazioni percentuali del prezzo *benchmark*:
 - nei limiti del +/-10% (soglia di tolleranza), il meccanismo di rivalutazione del prezzo di aggiudicazione non si attiverebbe;
 - superiori del +/-10%, il prezzo di aggiudicazione dell'anno "n" è adeguato al rialzo o al ribasso, a seconda del segno che assumerà la variazione percentuale, in proporzione all'incidenza del costo dell'energia elettrica nel costo finale di produzione dell'idrogeno, stimata in misura pari al 50%. Il calcolo dovrà essere effettuato considerando esclusivamente il valore del

benchmark eccedente la predetta soglia di tolleranza (+/-10%),

- Si prevede di abilitare i soggetti beneficiari a cambiare il settore d'uso verso cui destinare la produzione di idrogeno entro un limite del 10% dei quantitativi annui di idrogeno complessivamente prodotti. Oltre tale valore, si ritiene opportuno applicare il prezzo di aggiudicazione (Pagg) minimo medio annuo dei settori a cui il soggetto beneficiario vende l'idrogeno.

Spunti di consultazione

Q13. *Si condividono i parametri proposti per la determinazione dell'incentivo e gli indicatori per la determinazione del prezzo dei combustibili sostituiti?*

Q14. *Si ritiene opportuno aggiornare il prezzo di aggiudicazione tenendo conto delle dinamiche inflattive?*

Q15. *Si condivide l'ipotesi di gestione dei casi di soggetti proponenti che prevedono di vendere idrogeno a clienti finali afferenti a diversi contingentati e sub-contingenti, o dei casi di cambio del settore di destinazione d'uso? In caso negativo, proporre una soluzione alternativa.*

Q16. *Si condividono i dati riportati in tabella circa il "valore massimo" per l'incentivo spettante? Motivare la risposta anche sotto il profilo economico in relazione alle varie configurazioni indicate in tabella*

10. Determinazione dell'incentivo spettante

- Per unità di misura dell'idrogeno viene assunto il kg.
- Il contenuto energetico dell'idrogeno prodotto sarà assunto pari a 33,3 kWh/kg.
- **L'incentivo spettante è riconosciuto all'energia netta prodotta associata all'idrogeno** definita dalle regole applicative delle Garanzie di Origine come *“energia associata alla produzione lorda di idrogeno, calcolata con riferimento al potere calorifico inferiore, diminuita dei consumi energetici per la compressione o liquefazione, solo se non funzionali a rendere trasportabile l'idrogeno stesso. Al solo scopo di rendere trasportabile l'idrogeno, via pipeline o via carro bombolaio, l'energia associata alla compressione ad una pressione superiore a 30 bar e/o alla liquefazione non è da considerare in sottrazione.”*
- Al fine di determinare “l'energia netta prodotta associata all'idrogeno”, nel rispetto dei regolamenti delegati 2023/1184 e 2023/1185, potranno essere utilizzati i seguenti criteri per l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari da fonte non rinnovabile:
 - **opzione 1 – valore forfait predefinito**
Sulla base di dati presenti in letteratura e studi su impianti esistenti, si identifica per un impianto di produzione di idrogeno un valore percentuale rappresentativo degli assorbimenti energetici dei servizi ausiliari;
 - **opzione 2 – ricalcolo annuale del valore forfait sulla base di misure**
Nel caso di impianti di produzione di idrogeno per i quali i consumi dei servizi ausiliari siano, anche solo parzialmente, alimentati da fonti rinnovabili, sarà rideterminato il valore forfait dei consumi dei servizi ausiliari sulla base di una specifica campagna di misura, di durata almeno pari a 12 mesi;
- Le misure dell'idrogeno prodotto e i valori di riduzione sono trasmessi al GSE su base mensile con dettaglio minimo giornaliero. A partire dal 2030, per adeguarsi a quanto previsto dal regolamento delegato 2023/1184, il corrispettivo deve essere calcolato su base oraria.
- **L'incentivo spettante è riconosciuto mensilmente dal GSE per un periodo pari a 10 anni dalla data di entrata in esercizio commerciale sulla base dell'effettivo quantitativo di idrogeno venduto agli utilizzatori finali.**
- **Le Garanzie di Origine sono riconosciute all'energia netta associata all'idrogeno prodotto.**

Spunti di consultazione

Q17. *Si condividono le ipotesi per la gestione della misura dell'idrogeno prodotto, del calcolo dell'energia netta prodotta associata all'idrogeno e della determinazione dei consumi ausiliari?*

11. Obblighi dei soggetti beneficiari

- I soggetti beneficiari, a seguito della stipula del contratto per il riconoscimento dell'incentivo spettante, si devono impegnare a rispettare altresì i seguenti obblighi:
 - a) garantire che la data di entrata in esercizio commerciale sia comunicata entro 36 mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria. Nel caso di ulteriori ritardi saranno definite le condizioni di decurtazione dell'incentivo spettante, nonché le eventuali condizioni di revoca. La mancata comunicazione dell'entrata in esercizio, entro dei termini da definire, comporta la perdita del diritto al riconoscimento dell'incentivo spettante per il periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio dell'impianto e il primo giorno del mese successivo alla data della comunicazione tardiva. La comunicazione di *entrata in esercizio commerciale* può avvenire a termine di un periodo di avviamento e collaudo che può durare al massimo 6 mesi a partire dalla data di entrata in esercizio;
 - b) non trasferire la titolarità a terzi di un impianto utilmente posto nella graduatoria, prima della data di entrata in esercizio commerciale e della stipula del contratto di incentivazione;
 - c) convertire in accordi vincolanti gli impegni contenuti negli accordi preliminari con gli utilizzatori finali;
 - d) fornire al GSE parametri tecnici ed economici dei propri investimenti, per esigenze di monitoraggio.

Spunti di consultazione

Q18. *Si condividono gli obblighi in capo al soggetto beneficiario?*

12. Agevolazioni di cui al decreto ministeriale 21 settembre 2022 n. 347

- Il decreto 21 settembre 2022 n. 347 attua quanto previsto dall'articolo 23, comma 2, del decreto-legge n. 36 del 2022, prevedendo che *“l'energia elettrica rinnovabile impiegata in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde che rispettano le condizioni di cui all'articolo 3, non è assoggettata al pagamento della quota variabile degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”*.
- In considerazione della nuova definizione di idrogeno rinnovabile, prevista dal presente decreto, le agevolazioni di cui al precedente punto saranno concesse esclusivamente per il predetto idrogeno rinnovabile.
- I soggetti titolari di impianti che rispettano le caratteristiche di cui sopra potranno accedere alle agevolazioni presentando apposita istanza in concomitanza alla partecipazione alle procedure concorsuali per l'accesso agli incentivi, precedentemente descritte. Ciò nell'ottica della semplificazione, ovvero garantire un unico meccanismo incentivante, sia nei confronti degli operatori, sia con riferimento alla disciplina aiuti di Stato (in base alla quale tutti gli aiuti afferenti i medesimi costi di investimento devono cumulativamente garantire i massimali previsti dal pertinente regime di aiuti).

Spunti di consultazione

Q19. *Si condivide la possibilità che la procedura per la richiesta delle agevolazioni di cui al DM 347/2021 possa avvenire esclusivamente insieme all'istanza di accesso al meccanismo incentivante in questione? Motivare la risposta.*
