



CONFINDUSTRIA

PIANO D'AZIONE IDROGENO

FOCUS

REGOLAMENTAZIONE MERCATO

- **Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato**
- Opportunità per l'idrogeno nelle future revisioni di Direttive/Regolamenti UE
- Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico
- La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato
- Meccanismi di supporto

PROPOSTA DI CLASSIFICAZIONE PER L'IDROGENO DECARBONIZZATO

1/2

Risulta essenziale definire in modo chiaro le diverse tipologie di idrogeno in base alle modalità di produzione ed emissioni ad esse associate, mutuando a livello nazionale, la **classificazione contenuta nella Strategia Europea per l'idrogeno**:

- **L'idrogeno di origine rinnovabile (verde)** che comprende:
 - **L'idrogeno clean da elettrolisi** prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore alimentato da energia elettrica da fonti rinnovabili (la quota biogenica associata ai rifiuti è qui considerata frazione rinnovabile);
 - **L'idrogeno clean da bioenergie e rifiuti rinnovabili** prodotto ad esempio attraverso lo steam reforming del biogas/biometano (invece del gas naturale), dalla conversione biochimica della biomassa (fermentazione batterica di biomasse) purché conformi ai requisiti di sostenibilità o dal trattamento di rifiuti biogenici attraverso tecnologie quali la gassificazione. In generale, nel caso di generazione di idrogeno da rifiuti, potrebbe essere sviluppata una classificazione che, in ottica di economia circolare, consideri il vettore prodotto come rinnovabile.
- **L'idrogeno a basse emissioni di carbonio (blu)** che comprende:
 - **L'idrogeno da elettrolisi con emissioni inferiori all'idrogeno fossile** prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua (in un elettrolizzatore alimentato da elettricità) con energia elettrica prelevata dalla rete, a condizione che le emissioni valutate sull'intero ciclo di vita siano significativamente inferiori a quelle dell'attuale produzione di idrogeno.
 - **L'idrogeno da fonte fossile con basse emissioni di CO2** prodotto mediante lo *steam reforming* del metano associato ad un sistema di cattura dei gas a effetto serra emessi come parte del processo di produzione (CCS). Ulteriori tecnologie sono lo *steam reforming* elettrico (calore di reazione da elettricità), il *cracking* del metano a H2 e la mineralizzazione della CO2.



PROPOSTA DI CLASSIFICAZIONE PER L'IDROGENO DECARBONIZZATO

2/2

- **L'idrogeno da rifiuti non rinnovabili** ottenuto ad esempio dalla gassificazione di rifiuti plastici (PLASMIX) o combustibile solido secondario (CSS) come "*recycled carbon fuels*" oppure da elettrolisi alimentata con l'energia elettrica prodotta da impianti di termovalorizzazione. La produzione di idrogeno mediante gassificazione di rifiuti non riciclabili, condotta rispettando i criteri di sostenibilità (le soglie minime di riduzione emissioni GHG) definiti con l'atto delegato della commissione UE ai sensi dell'art.25 comma 2 della Direttiva RED II, assicurerebbe un basso livello di emissioni CO₂, in quanto utilizza il rifiuto come materia prima. Tale tecnologia fornisce inoltre un importante beneficio relativo alla gestione del rifiuto in ottica circolare. Inoltre, poiché il CSS contiene al suo interno una quota di carbonio biogenico, l'idrogeno prodotto potrebbe essere valorizzato in parte, (quota di carbonio biogenico presente nel CSS) come *fuel advanced* per la mobilità sostenibile.
- **L'idrogeno da recupero di cascami energetici** altrimenti dispersi o utilizzabili per produzioni a minore valore sia economico che ambientale. I fumi ad alta temperatura (da processi energivori ad alta temperatura) sono infatti idonei alla produzione di vapore in pressione, anche surriscaldato, il quale potrebbe essere utilizzato per la produzione di energia elettrica con turbina accoppiata ad un sistema di produzione di idrogeno. In tal caso l'idrogeno sarebbe a impatto praticamente zero dal punto di vista delle emissioni e potrebbe essere riutilizzabile all'interno dello stesso stabilimento per ridurre l'impatto ambientale.
- **L'idrogeno trasformato in combustibili sintetici derivati come e-gas e e-liquid**. Affinché i combustibili sintetici siano considerati rinnovabili la parte di idrogeno del syngas deve essere rinnovabile. I combustibili sintetici includono ad esempio il cherosene sintetico nell'aviazione, il diesel sintetico per le automobili e varie molecole utilizzate nella produzione di sostanze chimiche (ex. ammoniaca) e fertilizzanti. I combustibili sintetici possono essere associati a livelli molto diversi di emissioni di gas a effetto serra a seconda delle materie prime e del processo utilizzato.



CERTIFICAZIONE DELL'IDROGENO DECARBONIZZATO

Il principio dell'Addizionalità (1/2)

IL PRINCIPIO DELL'ADDIZIONALITA' (1/2) – Grid Hydrogen

- La strategia europea sull'idrogeno identifica come rinnovabile anche l'idrogeno prodotto tramite elettrolizzatori connessi alla rete (cd. *grid hydrogen*) purché, oltre l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile, risultino soddisfatte **specifiche condizioni**, inclusa quella di «**addizionalità**» dell'energia elettrica utilizzata.
- La **condizione di addizionalità** ad oggi è definita con riferimento ai criteri di calcolo riguardo alle quote minime di energia rinnovabile nel **settore dei trasporti** nella Dir. 2018/2001 e prevede che **la maggior domanda** di energia elettrica debba essere integralmente **soddisfatta** tramite un **contestuale incremento della produzione rinnovabile immessa in rete**
- Secondo quanto previsto dalla Nota 48 della **Hydrogen Strategy** affinché il *grid hydrogen* possa essere qualificato come rinnovabile devono essere soddisfatte **due ulteriori condizioni***:

1

Contemporaneità tra la produzione dell'impianto rinnovabile e il prelievo dell'elettrolizzatore.

2

Assenza di congestioni tra l'area geografica in cui è localizzato l'elettrolizzatore e quella in cui sono localizzate le rinnovabili.

- Per la produzione di *grid hydrogen* **dovranno quindi essere definiti criteri convenzionali** che garantiscano il rispetto delle condizioni sopra indicate: nel 2021 la Commissione presenterà un atto delegato che stabilisca tali condizioni.
- Una volta definite tali condizioni, il loro mancato rispetto espone al rischio che le iniziative di produzione di *grid hydrogen* non siano qualificate come “verdi”, e come tali oggetto di meccanismi di supporto (cfr. caso Olanda: la Commissione ha recentemente approvato il programma olandese SDE++ a supporto della riduzione delle emissioni di GHG, ma **consente di sussidiare il *grid hydrogen* solo se la produzione è limitata alle sole ore in cui la domanda di elettricità è «completamente soddisfatta da fonti low-carbon»**).

* In assenza di queste condizioni, anche qualora venga rispettato il principio di addizionalità, non è possibile escludere che la maggior domanda di energia elettrica derivante dalla connessione alla rete di elettrolizzatori possa determinare un aumento dell'intensità carbonica del sistema elettrico nel suo complesso.

CERTIFICAZIONE DELL'IDROGENO DECARBONIZZATO

Il principio dell'Addizionalità (2/2)

IL PRINCIPIO DELL'ADDIZIONALITA' (2/2) – Grid Hydrogen

PROSSIMI PASSI: La **declinazione del criterio di addizionalità** è demandata ad **atti delegati** che dovranno essere definiti anche considerando il contesto più ampio di **ristrutturazione del settore gas** e le future evoluzioni regolatorie nella dimensione del **sector coupling**.

VINCOLI: Costituiscono un **vincolo allo sviluppo del mercato dell'idrogeno e dei servizi di flessibilità** che questo può offrire per **contrastare l'overgeneration**:

- **La necessità di predisporre linee dirette tra energia elettrica rinnovabile ed elettrolizzatori;**
- **L'esclusione degli impianti rinnovabili esistenti, anche in caso di collegamento diretto agli elettrolizzatori;**

POSSIBILI MISURE PER MITIGARE I VINCOLI:

- **Slegare la classificazione dagli assetti di produzione**, correlandola alla fonte energetica primaria così da poter considerare idrogeno *green* anche l'idrogeno prodotto da elettrolisi che impiega energia elettrica derivante da impianti FER esistenti, e considerare i criteri di addizionalità come premianti in ottica di limitare le congestioni sulla rete elettrica, coerentemente a quanto espresso nelle Linee Guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno.
- **Utilizzo dei contratti PPA:** Con specifico riferimento ai casi di connessione dell'elettrolizzatore alla rete i **Power Purchase Agreement** possono essere un valido strumento per consentire nella fase iniziale uno sviluppo della produzione di idrogeno verde. Nella loro forma di contratti di approvvigionamento virtuale di energia elettrica (*Virtual PPA*) permettono infatti la somministrazione di energia certificata rinnovabile e **potrebbero assicurare il rispetto sia della condizione temporale** con a tendere *matching* sempre più accurato tra produzione e consumo **sia della condizione spaziale** in aree geografiche senza congestioni.
- **Estendere il sistema delle GO all'H2:** lo sviluppo di un sistema di **Garanzie d'Origine a livello europeo ed extra-europeo per l'idrogeno** **permetterebbe di certificare l'utilizzo di H2 green o low-carbon** garantendo la corrispondenza tra la produzione e il consumo.

CERTIFICAZIONE DELL'IDROGENO DECARBONIZZATO

Garanzie d'Origine

GARANZIE D'ORIGINE

- E' in corso la **revisione della norma CEN EN 1632**, in un gruppo di lavoro europeo coordinato dall'Italia (UNI-CTI), riferimento per gli **Schemi nazionali per le Garanzie d'Origine** degli Stati Membri. E' in corso anche il **Progetto EU CertiFHy**, quale esempio per testare il sistema delle GO. Risulta importante che il sistema delle GO sia sviluppato a livello UE e non di singolo Paese.
- La c.d **RED II** (Dir. 2018/2001) prevede **l'estensione ai gas rinnovabili** (incl. idrogeno) del sistema delle **GO** attualmente in essere per le rinnovabili elettriche. La normativa europea lascia agli SM facoltà di **estendere il meccanismo delle GO anche ai gas low-carbon**, che potrebbero giocare un ruolo determinante nella decarbonazione dell'industria, almeno in una fase transitoria;
- Il sistema delle **Garanzie d'Origine**, permettendo di separare la commodity fisica dal suo attributo rinnovabile (principio del *Book-and-Claim*), permette di **certificare l'utilizzo di gas rinnovabile senza modificare i flussi fisici** e facilita lo **sviluppo del trading (anche transfrontaliero)** dei gas rinnovabili. Le **GO** devono essere **abbinare al sottostante fisico (quantità di energia) al fine di garantire una reale tracciabilità (emissione, trasferimento, annullamento) e trasparenza (precisione, affidabilità, unicità autenticità, fraud resistant) con l'obiettivo di agevolare la decarbonizzazione soprattutto nei settori hard to abate**. La modalità di immissione nel mercato (direttamente in rete o tramite trasporto e distribuzione) non dovrebbe avere impatto sul tipo di GO (ex GO H2) che è legato unicamente al momento della produzione. Ovviamente occorrerà valutare l'impatto che l'immissione dell'idrogeno avrebbe nelle infrastrutture di trasporto gas e nei punti di consegna interessati dalla tratta, considerando le alterazioni di qualità del gas trasportato.
- L'utilizzo di **GO H2 per fare offset di EUA**, se incluso nell'ETS (la cui revisione è attualmente in discussione), potrebbe essere particolarmente vantaggioso per i settori industriali 'hard to abate'.



CONTENUTI

- Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato
- **Opportunità per l'idrogeno nelle future revisioni di Direttive/Regolamenti UE**
- Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico
- La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato
- Meccanismi di supporto

OPPORTUNE REVISIONI DI DIRETTIVE/REGOLAMENTI UE

- Nei prossimi mesi una serie di Direttive e Regolamenti EU saranno rivisti coerentemente agli obiettivi dello **European Green Deal (EGD)** e del **'2030 Climate Target Plan'** della Commissione Europea.
- Le revisioni di maggiore interesse per l'idrogeno riguardano:
 - A) lo **sviluppo infrastrutturale** e il **'market design'**:
 - i. Revisione del contesto legislativo del **Mercato Interno del Gas**¹⁾;
 - ii. Revisione del **Regolamento TEN-E**²⁾,
 - iii. Revisione del **Regolamento TEN-T** e
 - iv. Revisione Direttiva **DAFI** e Regolamento sulle emissioni dei veicoli.
 - B) il **supporto alla domanda e all'offerta di idrogeno rinnovabile e low-carbon**:
 - i. riforma dell'**EU ETS**,
 - ii. Revisione del **Regolamento sull'Effort Sharing**,
 - iii. revisione della **Energy Taxation Directive**,
 - iv. Revisione della **RED II**,
 - v. Revisione della **Direttiva Energy Efficiency**,
 - vi. Revisione **Regolamenti di Etichettatura energetica**,
 - vii. Revisione delle **"Guidelines on State aid for environmental protection"**, EEAG.

¹⁾ Inception Impact Assessment della Commissione UE pubblicato il 10/02/21

²⁾ Proposta della Commissione UE pubblicata il 15/12/2020, COM (2020) 824

OPPORTUNE REVISIONI DI DIRETTIVE/REGOLAMENTI UE

Revisione del Mercato Interno del Gas Naturale (1/2)

- **Revisione del Mercato Interno del Gas** (Direttiva 2009/73/EC, Direttiva 2019/692 e Regolamento 715/2009)

1) Infrastrutture e mercati dell'idrogeno

"Le infrastrutture sono particolarmente importanti per l'idrogeno rinnovabile in quanto: i) è improbabile che le ubicazioni favorevoli per la produzione di RES ad alto volume siano sempre situate accanto ai centri di domanda esistenti; ii) il trasporto di gasdotti appare più sicuro e sostenibile; iii) può rivelarsi un'opzione relativamente a basso costo, in particolare quando le condutture esistenti non sono più necessarie per il gas naturale e le barriere per il loro riutilizzo vengono rimosse".

**Mercati sicuri dell'idrogeno
competitivi e contendibili**

"Il tema dei gasdotti per il trasporto di idrogeno non è adeguatamente affrontato dall'attuale quadro normativo, rischiando di creare monopoli non regolamentati che ostacolano l'ingresso di nuovi operatori e risultati di mercato competitivi".

**Pianificazione delle reti di
idrogeno coordinate con lo
sviluppo delle reti del gas e
dell'elettricità**

"Le infrastrutture dovranno riutilizzate ove possibile o costruite di nuove, se necessario, laddove siano più convenienti e sostenibili rispetto ad altri modelli di produzione e mezzi di trasporto. I gasdotti esistenti sono tuttavia di proprietà di operatori di rete che spesso non sono autorizzati a possedere, gestire e finanziare gasdotti a idrogeno."

**Favorire l'emergere di mercati
liquidi e prepararsi alle
importazioni di idrogeno**

"Un intervento normativo precoce può creare prevedibilità normativa per gli investitori e offrire l'opportunità di evitare costi e investimenti superflui creati dall'armonizzazione ex post...definire se i TSO a gas debbano essere autorizzati a gestire gli elettrolizzatori... facilitare anche lo sviluppo delle infrastrutture nei paesi terzi... evitando stranded assets."

OPPORTUNE REVISIONI DI DIRETTIVE/REGOLAMENTI UE

Revisione del Mercato Interno del Gas Naturale (2/2)

- **Revisione del Mercato Interno del Gas** (Direttiva 2009/73/EC, Direttiva 2019/692 e Regolamento 715/2009)

2) Accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio alle infrastrutture e al mercato

Quadro favorevole per i gas decarbonizzati evitando lock-in della domanda di gas naturale

"Gli elementi delle norme esistenti in materia di gas non affrontano le caratteristiche della produzione decentralizzata di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio...gli attuali impianti di biometano nell'UE sono prevalentemente collegati alle reti di distribuzione."

Migliorare il funzionamento del sistema del gas esistente

"Lo scambio e l'accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nei mercati e nella rete del gas non sono su un piano di parità rispetto al gas naturale fossile ... I terminali GNL non sono necessariamente adatti per ricevere gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio e per garantire l'accesso in modo trasparente."

3) Diritti dei consumatori, concorrenza e trasparenza

Rafforzare le norme sulla gestione della qualità del gas

"Il quadro del mercato del gas è in ritardo sulla protezione dei consumatori... i crescenti volumi di biometano e idrogeno influiscono sulla qualità del gas"

4) Mancanza di mercati integrati dell'energia, in particolare attraverso la pianificazione della rete

Integrare la pianificazione nazionale per le infrastrutture di gas, elettricità, H2 e H&C

"... un approccio più integrato alla pianificazione della rete infrastrutturale rispetto all'attuale in gran parte basato su singoli silos da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione."



- **Revisione del Regolamento TEN-E**

Il Regolamento **TEN-E** (Reg. attualmente in vigore 347/2013) stabilisce le norme per lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti di infrastrutture energetiche transfrontaliere e definisce i criteri per individuare i **PCI** (Projects Common Interest) necessari per attuare corridoi e aree prioritari nelle categorie di elettricità, gas, petrolio, reti intelligenti e reti di biossido di carbonio. Lo status di PCI, tra le altre cose, permette di accedere al fondo **CEF** (Connecting Europe Facility). Il 15/12/2020 è uscita la proposta della Commissione (COM(2020) 824) per il nuovo Regolamento TEN-E. **Il nuovo TEN-E introduce due nuove categorie 'idrogeno' e 'elettrolizzatori', rendendo accessibile lo status PCI agli investimenti infrastrutturali per l'idrogeno** (che si tratti di nuovi progetti o di 'conversione' della rete gas o di un mix. dei due).

- **Revisione del Regolamento TEN-T**

La policy di TEN-T (Regolamento (EU) No 1315/2013 e successive modifiche) è volta allo sviluppo di una rete integrata e sostenibile di infrastrutture nei paesi UE. Una serie di fondi (Connecting Europe Facility – CEF, European Fund for Strategic Investments – EFSI, ...) sono resi disponibili per i progetti in linea con il TEN-T. L'attuale processo di revisione, cominciato nel 2019, potrebbe concludersi con una proposta di revisione nel Q3 '21. I principali temi di interesse sono le **sinergie tra i settori trasporto e energia (incl. H2)** e lo **sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento H2**.

OPPORTUNE REVISIONI DI DIRETTIVE/REGOLAMENTI UE

Revisione DAFI, Emissioni veicoli e Etichettatura energetica

- **Revisione della Direttiva DAFI e del Regolamento (UE) 2019/631**

La definizione dei combustibili alternativi negli autotrasporti e le regole per i veicoli a basse/zero emissioni dovrebbero essere tecnologicamente neutrali e sufficientemente complete da consentire a tutte le tecnologie di contribuire all'abbattimento delle emissioni. In particolare si ritiene fondamentale **il passaggio dall'approccio "Tank-to-Wheel" a quello "Well-to-Wheel"** .

- **Revisione Regolamenti di Etichettatura Energetica**

I Regolamenti 811/2013 e 812/2013 di etichettatura indicanti il consumo di energia per gli apparecchi di riscaldamento degli ambienti e di produzione di acqua calda sono i primi grandi Regolamenti «verticali», attualmente in fase di revisione europea, nei quali si inizia a ipotizzare l'introduzione di un indicatore che definisca gli apparecchi come 'hydrogen-ready'.



OPPORTUNE REVISIONI DI DIRETTIVE/REGOLAMENTI UE

Revisione ETS e Effort Sharing

- **Riforma dell'EU ETS**

Con la Direttiva (EU) 2018/410 è stata approvata una revisione dell'ETS ('annual linear reduction factor' portato a 2,2% dal precedente 1,74% per abbassare il 'cap' alle emissioni), che diventerà operativa all'inizio della Fase 4 (2021-2030). Le revisioni attualmente in discussione includono ulteriori aumenti del 'linear reduction factor' e l'estensione dell'ETS a settori (trasporto terrestre e heating & cooling edifici) attualmente non coperti dall'ETS e, a tendere, a tutti gli usi della combustione fossile. Tale estensione, non solo costituirebbe un **incentivo a ridurre le emissioni e quindi all'utilizzo di idrogeno rinnovabile o low-carbon**, ma stimolerebbe l'utilizzo dei **CCfD** (Carbon Contracts for Difference) – meccanismo che potrebbe **favorire l'H2 low-carbon e rinnovabile** – in un maggior numero di settori. Altre modifiche sul tavolo sono la revisione dei criteri per ricevere 'free allowances', l'introduzione di una "Carbon Border Adjustment tax" per ridurre il rischio del cosiddetto 'carbon leakage' e l'**utilizzo di GO H2 in ambito ETS**.

- **Revisione del Regolamento sull' Effort Sharing**

Il Regolamento (EU) 2018/842 stabilisce i 'binding targets' di riduzione delle emissioni per ogni Stato Membro per i settori (edifici, agricoltura, gestione dei rifiuti, piccole industrie e trasporto, ...) che attualmente non sono compresi nell'ETS. L'ESR deve essere rivisto al fine di essere in linea il nuovo target della "EU Climate Law" e sulla base delle revisioni dell'ETS. **Obiettivi più ambiziosi possono incentivare una maggiore penetrazione di idrogeno rinnovabile e low-carbon.**



OPPORTUNE REVISIONI DI DIRETTIVE/REGOLAMENTI UE

Revisione Aiuti di Stato e Tassazione energetica

- **Revisione delle “Guidelines on State aid for environmental protection”, EEAG (General Block Exemption Regulation).**

Le EEAG (Comunicazione 2014/C 200/01) permettono agli Stati Membri di fornire finanziamenti per la protezione dell’ambiente e l’adeguamento della produzione energetica in modo ‘cost-effective’ e non distorsivo. L’attuale revisione (per cui sono in corso una consultazione sulla Roadmap e una consultazione pubblica) si orienta verso l’aggiornamento delle Guidelines in linea con gli obiettivi dell’EGD. In particolare si valuta: 1) **l’ampliamento del perimetro e delle misure dell’ EEAG** e la contestuale revisione dei criteri di applicabilità al fine garantire il mantenimento di un ‘level playing field’ e 2) la revisione delle misure specifiche per gli energivori (incl. maggiore coerenza nell’ambito delle State Aid rules). In relazione a entrambi i punti, **è auspicabile che le misure attualmente previste per le rinnovabili elettriche siano estese ai gas rinnovabili e low-carbon.**

- **Revisione della Energy Taxation Directive (ETD)**

La ETD 2003/96, che ha posto le basi per la tassazione delle commodities energetiche e dell’elettricità, non è più in linea con la policy EU e ha perso la capacità di contribuire alla realizzazione del Mercato unico. **La sua revisione mira a rendere la ETD coerente con obiettivi** e legislazione attuali (inclusa l’eventuale estensione del perimetro dell’EU ETS) e a rivederne ambito di applicabilità e struttura, razionalizzando esenzioni e riduzioni. Il ‘carbon footprint’ deve diventare il criterio principale per la tassazione, conducendo alla tendenziale eliminazione dei sussidi alle energie fossili, ad una tassazione favorevole ai ‘bio-fuels’ e a schemi di **tassazione favorevoli allo sviluppo dei gas rinnovabili e low-carbon e alla loro integrazione.**



- **Revisione della RED II**

Una valutazione sulla **RED II** (Renewable Energy Directive 2018/2001/EU) è attualmente in corso. La sua **revisione** è attesa nel corso del 2021 e dovrebbe portare alla traduzione in misure legali delle azioni previste dall'EGD. **Per l'idrogeno ci potrebbero essere:**

- a) **nuovi 'binding targets' di quote rinnovabili e low-carbon**, con l'effetto di mobilitare investimenti e favorire economie di scala;
- b) **lo sviluppo di un sistema EU di GO H2;**
- c) **la determinazione del contenuto rinnovabile dei gas (incl. H2) prodotti dall'elettricità prelevata dalla rete;**
- d) **l'adozione di una terminologia esaustiva per l'idrogeno rinnovabile e low carbon;**
- e) **la generalizzazione dell'approccio LCA (Life Cycle Assessment).**

- **Revisione della Direttiva Energy Efficiency**

L'attuale Energy Efficiency Directive 2018/2002/EU, che prevede un incremento dell'efficienza energetica di almeno 32,5% sui livelli del 2005 entro il 2030, deve essere rivista (rev. prevista per il Q2 '21) per concorrere al raggiungimento dei target '2030 Climate Target Plan'. Si punterà una revisione del 'Primary Energy Factor' che rispecchi i risparmi energetici legati all'efficientamento e, in generale, a **incentivare i sistemi circolari, le scelte energetiche che rispecchino il 'carbon footprint' in un'ottica LCA e le sostituzioni verso tecnologie più efficienti.**

CONTENUTI

- Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato
- Opportunità per l'idrogeno nelle future revisioni di Direttive/Regolamenti
- **Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico**
- La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato
- Meccanismi di supporto

INDIRIZZI DI REGOLAZIONE IN DEFINIZIONE IN EUROPA

ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations, 10/07/2020

REGOLAZIONE IMMISSIONE RETE GAS

ACER afferma che la **miscelazione dell'idrogeno non richiede inizialmente grandi cambiamenti nell'attuale regolazione del mercato**. Potrebbe essere necessario **rivedere gli standard di qualità del gas** e della **stabilità della concentrazione di H2** a livello dell'UE, al fine di garantire l'interoperabilità del sistema: i **limiti di miscelazione** potrebbero essere armonizzati a livello dell'UE fino ad almeno il **2% in volume**.

Ad oggi i TSO del **65%** degli **Stati membri non accettano ancora l'iniezione di H2 nella rete di trasporto del gas**. La **Germania** segnala il limite di concentrazione H2 più elevato (fino al **10%**), seguita da Francia (6%), Spagna (5%) e Austria (4%). In **Italia**, gli standard di qualità non prescrivono una quantità massima della concentrazione di H2 ma, poiché ciò influisce sui principali parametri del gas (PCS, indice di Wobbe), **concentrazioni significative di H2 nel gas iniettato non sono "de facto" fattibili**, in quanto renderebbero inaccettabile la qualità del gas. Pertanto, un produttore che desideri iniettare H2 nella rete dovrebbe prima miscelarlo con gas naturale per rendere accettabile la qualità del gas risultante. In determinate circostanze eccezionali, il TSO può accettare gas non conforme alle norme di qualità, sulla base di una valutazione caso per caso.

Sono necessari alcuni **adattamenti delle reti e dei relativi componenti** per consentire la **tolleranza tecnica** atta alle **iniezioni di idrogeno**:

- Le **apparecchiature di misurazione finora impiegate** richiedono aggiornamenti sui materiali e sul sistema di misura, eventualmente la sostituzione del cromatografo, per tenere conto di una composizione non omogenea contenente idrogeno in percentuale variabile.
- Molte delle **turbine a gas installate**, le **stazioni dei compressori**, i **serbatoi di gas naturale compresso** e alcuni tipi di **stoccaggio** possono accettare solo una **bassa concentrazione di idrogeno (< 5%)*** e potrebbero essere richiesti **retrofitting**.
- Oltre alla rete, le **apparecchiature dell'utente finale potrebbero non accettare una concentrazione più elevata o variabile di idrogeno**, il che richiede ulteriori studi dettagliati**.

Fonte: ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations, 10/07/2020

+ Alcuni modelli recenti possono arrivare a percentuali maggiori (anche >25%);

** . Essendo gli usi finali molto diversi tra loro, alcuni settori sono più pronti di altri (studi promettenti su usi civili fino al 20%), e servono studi estesi e verticali sui singoli settori.



INDIRIZZI DI REGOLAZIONE IN DEFINIZIONE IN EUROPA

ACER, CEER White Paper: When and How to Regulate Hydrogen Networks?

REGOLAZIONE RETI DEDICATE E HYDROGEN VALLEY

- 1. Prendere in considerazione un approccio graduale alla regolazione delle reti di idrogeno in linea con lo sviluppo del mercato e delle infrastrutture:** Regolazione in caso di fallimento di mercato e, in particolare, in caso di rischio di abuso di posizione dominante.
- 2. Applicare un approccio normativo dinamico basato sul monitoraggio periodico del mercato:** simile a quanto adottato per le telecomunicazioni.
- 3. Chiarire in anticipo i principi normativi (*unbundling*, accesso di terzi, trasparenza, non discriminazione, monitoraggio e supervisione):**
 - Gestione della rete da parte un'entità regolamentata che rimanga neutrale;
 - Governance dell'autorità competente (L'ANR) per il monitoraggio e la supervisione dell'entità regolamentata;
 - Norme di *unbundling* (preferibilmente proprietario) per eliminare i rischi di discriminazione da parte delle imprese verticalmente integrate;
 - Trasparenza sulle informazioni rilevanti per prendere decisioni efficienti in materia di investimenti in rete;
 - Garantire che l'infrastruttura sia accessibile a tutti gli utenti su base trasparente e non discriminatoria (norme sull'accesso di terzi - TPA);
 - Norme di protezione dei consumatori nel caso in cui il vettore energetico sia utilizzato nel futuro dai clienti civili.
- 4. Prevedere esenzioni normative temporanee per le infrastrutture di idrogeno esistenti e le nuove sviluppate come reti business-to-business:** Definire esenzioni come avviene ad esempio nel settore elettrico per le RIU, SEU e SESEU.
- 5. Valore dei benefici del riutilizzo degli asset gas per il trasporto dell'idrogeno:** identificare gli asset che potrebbero essere convertiti nei piani nazionali di sviluppo (PND) degli operatori della rete gas e valutarne la fattibilità mediante analisi costi-benefici (APA).
- 6. Applicare il principio di *cost-reflectivity* per evitare sovvenzioni incrociate tra gli utenti della rete del gas e dell'idrogeno:** rimuovere gli asset gas convertiti ad idrogeno dalla RAB dei TSO valorizzandoli in base al loro valore specifico al momento del trasferimento.

INDIRIZZI DI REGOLAZIONE IN DEFINIZIONE IN EUROPA

ACER, CEER White Paper: Regulatory Treatment of Power-to-Gas

REGOLAZIONE POWER TO GAS

- 1. Rivedere la definizione di Power to Gas in funzione della configurazione:** collegamento sola rete elettrica come utente o *sector coupling* rete elettrica e gas (oggi P2G considerato come un accumulo elettrico nella Direttiva 2019/944).
- 2. Considerare gli investimenti e la gestione degli impianti come attività di mercato aperte alla concorrenza tra gli operatori:** di norma dovrebbe essere preclusa ai soggetti regolati la proprietà e la gestione dei P2G (come avviene per gli accumuli).
- 3. Consentire ai TSO e DSO di sviluppare power-to-gas in deroga:** quando necessari alla sicurezza delle reti in caso di fallimento di mercato e con limiti definiti sulla scala degli impianti, sulle tempistiche e motivazioni della deroga e sull'*unbundling*.
- 4. Includere nei piani di sviluppo delle reti delle analisi costi/benefici relative agli impianti power-to-gas:** in base alle esigenze del sistema fornire agli investitori indicazioni sulla localizzazione efficiente non desumibili dai segnali di prezzo del mercato.
- 5. Definire tariffe di rete *cost-reflective* applicate ad attività comparabili nei settori dell'elettricità e del gas:** non utilizzare le tariffe di rete per agevolare specifiche tecnologie ma allocare gli oneri in base ai costi incrementali generati sul sistema.
- 6. Evitare effetti distorsivi di imposte e prelievi sul sistema energetico integrato:** Oneri e tasse non devono contenere costi di policy non correlate al settore e potrebbero essere allocati nella fiscalità generale dalla revisione della Energy Taxation Directive
- 7. Garantire la tracciabilità dell'idrogeno:** migliorare il sistema delle cromie dell'H₂, ad esempio attraverso le GOs e fissando criteri per definire le emissioni associate ai processi di produzione.

PRIMI ESPERIMENTI DI REGOLAZIONE DELL'IDROGENO

- **REGOLAZIONE IMMISSIONE RETE GAS**

Esperimento Regulatorio ARERA Documento per la consultazione - 39/2020/R/GAS

Finanziamento di progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi della rete gas **MODELLO SANDBOX**

L'Autorità intende prevedere la possibilità, nelle proposte di progetto, di applicare l'approccio per "esperimenti regolatori" (ispirato al modello anglosassone **sandbox**) per consentire - su proposta dei soggetti interessati - di testare, sul campo e in via prototipale, anche mediante la **concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente**, le soluzioni proposte in ambito progettuale. Le sperimentazioni dovrebbero permettere inoltre **di evidenziare l'eventuale presenza di condizioni, in primo luogo regolatorie** (ma anche tecniche, procedurali o normative) che possano costituire un vincolo o una barriera rispetto all'eventuale sviluppo di soluzioni efficienti, convergenti tra i settori gas ed elettrico. Fermo restando il ruolo di *soggetto terzo* svolto dalle reti di trasporto e distribuzione, si ritiene opportuno contemperare, all'interno delle normative tecniche da analizzare e da completare/adeguare – se necessario – quelle che riguardano l'immissione in rete in quanto possibilità di supportare la domanda di idrogeno, anche nelle hydrogen valley.

- **REGOLAZIONE RETI DEDICATE E HYDROGEN VALLEY**

- **European Hydrogen Valleys Partnership** nella Smart Specialisation Platform Thematic S3 (40 Regioni europee, casi pilota, aspetti regolatori)
- **Hydrogen valley Platform Mission Innovation Challenge #8HV** (ENEA Hydrogen Demo Valley@Casaccia)

CRITERI PER UNA REGOLAZIONE EFFICACE

Assetti di produzione

- **Assetti di produzione.** Le Linee Guida identificano **tre modelli teorici di fornitura di idrogeno verde**: i) con produzione locale da **energia elettrica generata in loco**, ii) con **produzione locale da energia elettrica trasportata**, oppure iii) da una **produzione di idrogeno centralizzata con trasporto ai punti di domanda**.

La **scelta delle configurazioni** da sviluppare deve essere **basata su considerazioni di efficienza economica** correlate alla necessità di promuovere un utilizzo efficiente della generazione elettrica (fonte dedicata o overgeneration) e delle infrastrutture (rete elettrica e gas), i benefici derivanti da economie di scala ed i risparmi nei costi di trasporto.

In particolare il modello di produzione dovrebbe:

- **garantire il massimo utilizzo delle risorse naturali**, sfruttando l'energia rinnovabile prodotta sia da impianti dedicati che dall'*overgeneration* della generazione distribuita;
- permettere il raggiungimento di **economie di scala con conseguente riduzione dei costi**;
- **sfruttare in maniera efficiente gli asset esistenti**, ad esempio attraverso la lo stoccaggio per l'idrogeno rinnovabile nella rete e nei siti esistenti¹⁾ o la riconversione di metanodotti in idrogenodotti²⁾ considerando la prevista riduzione dei consumi di gas naturale al 2050;
- **connettere l'offerta di idrogeno alla domanda «hard to abate»**, offrendo anche l'opportunità di veicolare le eccedenze di l'idrogeno low carbon, prodotto ad esempio nelle raffinerie o negli stabilimenti chimici, verso altri poli di consumo;
- valorizzare le **caratteristiche geo-morfologiche del Paese e la posizione strategica dell'Italia nel mediterraneo** per non precludere una potenziale futura importazione/esportazione di idrogeno.

1) "Global gas report 2020", Snam, International Gas Union e BloombergNEF, 2020.

2) Studi Snam confermano che i gasdotti compatibili per l'esercizio in idrogeno (a pressioni invariati o con modeste riduzioni di pressione) costituiscono circa il 70% della rete. Per un confronto dei costi di differenti modalità di trasporto dell'H2 si veda ad esempio il recente studio di Hydrogen Council e McKinsey, "A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness", pp. 19-21.

CRITERI PER UNA REGOLAZIONE EFFICACE

Idrogeno puro: infrastruttura di trasporto e hydrogen valley

- **Infrastruttura di trasporto dell'idrogeno.** La legislazione dell'UE dovrebbe riconoscere la possibilità per i TSO/DSO di possedere, sviluppare e gestire le reti dell'idrogeno, nonché di testare l'iniezione di idrogeno nelle loro reti, in modo da verificare gli standard (sicurezza, qualità, misurazione, ecc.) e promuovere l'uso efficiente e il retrofitting/retrofitting delle infrastrutture esistenti, evitando *stranded asset*. In coerenza con i principi chiave della regolamentazione dell'energia (unbundling, TPA, ecc..) è importante garantire un accesso trasparente, equo e non discriminatorio all'infrastruttura per la produzione decentralizzata di gas e idrogeno rinnovabili o a basse emissioni di carbonio e una corretta allocazione dei costi evitando sovvenzioni incrociate tra attività regolamentate e attività a mercato. Inoltre, sui vantaggi di costruire una **European Hydrogen backbone, che connetta offerta e domanda di H2 rinnovabile, il report sottoscritto a luglio 2020 dai TSOs membri del consorzio GfC¹⁾**, indica il potenziale che la rete gas può rappresentare per lo sviluppo del mercato dell'H2 rinnovabile e conclude che al 2040 potrebbe essere già possibile avere un'infrastruttura ad idrogeno dedicata in grado di estendersi per oltre 23.000 km. Una vera e propria autostrada europea dell'idrogeno in larga parte costituita da infrastrutture gas convertite al trasporto di idrogeno con un costo di trasporto dell'ordine di 0,13 €/kg ogni 1000 km.
- **Hydrogen Valley.** Una HV è un'area geografica - una città, una regione, un'isola o un cluster industriale - in cui l'intera catena del valore dell'idrogeno convive in un ecosistema integrato, migliorando l'economia alla base del progetto. Risulta necessaria la definizione di indirizzi a livello nazionale per poter orchestrare sforzi a livello regionale, fissando priorità che possano assicurare il traguardo degli obiettivi.

1) European Hydrogen backbone”, Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, July 2020

CRITERI PER UNA REGOLAZIONE EFFICACE

Blending idrogeno: Infrastruttura di trasporto e distribuzione gas naturale

- **Infrastruttura di trasporto e distribuzione gas.** Va promosso l'utilizzo della rete gas per il trasporto di idrogeno, anche attraverso una futura riconversione di metanodotti in idrogenodotti, per consentire la scalabilità dei volumi necessari a raggiungere elevate penetrazioni del vettore nel lungo termine e sfruttare i benefici del *sector integration* garantiti dalla tecnologia Power-to-gas, evitando possibili criticità locali come i limiti di localizzazione e disponibilità di spazi per alimentare centri di consumo in aree dal limitato fattore di capacità o la necessità di accumulo in funzione della producibilità degli impianti rinnovabili. La rete italiana di trasporto del gas rappresenterebbe infine un'opportunità per **l'importazione di idrogeno da Paesi terzi**, come quelli del Nord Africa caratterizzati da elevata producibilità e bassa stagionalità, e **l'esportazione verso Paesi europei potenzialmente grandi consumatori** come la Germania, **evitando altresì la competizione fra impianti rinnovabili** per la generazione di idrogeno e per la copertura della domanda elettrica¹. **Immettendo percentuali in volume del 10-20% di idrogeno alla pressione attuale delle reti si prevede che il sistema gas possa non aver bisogno di interventi strutturali** (nonostante non esistano studi affidabili su *aging ed embrittlement*) ma si avrebbe un **apporto energetico minore in quanto l'idrogeno ha potere calorifico a parità di volume ridotto rispetto al metano.** Tematica a ciò correlata è la **strutturazione tariffaria della misura legale del gas**, ad oggi basata sui volumi (PCS fisso), ma che con l'idrogeno dovrà probabilmente considerare il contenuto energetico del gas. I contatori già operativi – molti dei quali sono stati recentemente installati per la telegestione di I° generazione e presentano una vita utile superiore ai 10 anni - non sono pensati per l'idrogeno, quindi sebbene potrebbe non cambiare molto con percentuali limitate di idrogeno, non esistono studi affidabili su questo tema. Molto importante sarà avere un quadro prospettico chiaro, sia a livello di regole che di studi sperimentali, per adeguare gli asset di misura nel momento in cui vi sarà il passaggio alla II° generazione.

1) Eventuali investimenti in paesi terzi andrebbero però valutati per le loro ricadute sul sistema Italia (occupazionali, sviluppo della filiera, ecc...) e quindi comparati con altre opzioni di investimento in Italia, e confrontate tenendo conto di tutti i fattori.

CRITERI PER UNA REGOLAZIONE EFFICACE

Integrazione con il sistema elettrico: Power-to-x

- **POWER TO X.** E' necessario definire le configurazioni P2X a seconda dell'utilizzo delle infrastrutture. Infatti gli impianti potrebbero utilizzare (i) la **rete elettrica in prelievo** da impianto FER (ii) la **rete elettrica sia in prelievo che in immissione** con ruolo di bilanciamento (stoccaggio di medio/lungo periodo) (iii) la **rete elettrica in prelievo e la rete gas in immissione** con o senza destinazione d'uso specifica. La partecipazione degli elettrolizzatori al mercato dei servizi può giocare da subito un ruolo importante come gestione attiva della domanda, con benefici anche in termini di maggiore diffusione delle rinnovabili. Certamente i servizi dovrebbero essere distinti in base alle *performace* dell'elettrolizzatore (rapidità di risposta, disponibilità all'erogazione continuativa, ecc). Lo sviluppo di tali impianti dovrebbe essere in via prioritaria operato dagli operatori del mercato e si dovrebbe consentire ai TSO e DSO di sviluppare power-to-gas in caso di fallimento di mercato e con regole definite ex ante sull'*unbundling* in modo da allocare correttamente i costi ed evitando sovvenzioni incrociate tra attività regolamentate e attività a mercato. Andrebbero applicati oneri in funzione della configurazione dell'elettrolizzatore evitando doppie imposizioni.
 - Nel caso di configurazione **Power to Power** (prelievo e re-immissione energia nella rete elettrica) configurazione che potrebbe avvenire nel lungo periodo in quanto attualmente poco efficiente, **la regolazione dovrebbe essere assimilata ai prelievi destinati alla re-immissione per i quali si prevede l'esenzione da tutti gli oneri di rete.** Nel caso di utilizzo **dalla rete elettrica in prelievo e immissione nella rete gas** (o trasporto con altri vettori) l'impianto si configurerebbe come un produttore lato gas e come un carico lato elettrico ed il **trattamento fiscale** dovrebbe essere aggiornato in modo da **evitare doppie imposizioni.**
 - Nel D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504 all'articolo 52, comma 2 è previsto non vengano applicate **accise sull'energia elettrica non immessa in rete**, ma consumata in impianto per usi diversi da quelli strettamente connessi alla generazione dell'energia elettrica. **Dovrebbe essere prevista tale esenzione per l'energia elettrica destinata ad alimentare impianti di produzione idrogeno** e impianti della filiera (es. stazione di compressione).

CRITERI PER UNA REGOLAZIONE EFFICACE

Impieghi finali e idrogeno low carbon

- **Usi finali.** La rete di distribuzione difficilmente potrà essere esercitata con percentuali stabili di idrogeno nel blending del gas metano, soprattutto nella prima fase di crescita del sistema in cui potrà verificarsi la possibilità che integrazioni di produzione siano immesse in prossimità delle utenze. Nel comparto del riscaldamento sono già stati testati con esiti incoraggianti apparecchi che permettono miscele di idrogeno fino al 20%.
- **Steam Reformer, rifiuti non riciclabili e CCUS.** Nella fase di transizione si ritiene funzionale l'integrazione con il sistema energetico a valle della possibile fornitura di idrogeno blu, la quale potrebbe soddisfare la domanda industriale attualmente *gray* e garantire la necessaria continuità di fornitura per gli usi finali *hard to abate*¹.

¹Nei casi in cui l'idrogeno prodotto sia a bassa purezza, uno dei possibili usi è nei cogeneratori industriali, che possono bruciarlo anche senza ulteriori trattamenti di raffinazione, che servono normalmente per altre applicazioni.

CONTENUTI

- Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato
- Opportune revisioni di Direttive/Regolamenti
- Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico
- **La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato**
- Meccanismi di supporto

CCUS (IDROGENO BLUE)

L'attività è disciplinata dal **decreto legislativo 162/2011**, ma ad oggi **mancano ancora i decreti ministeriali cui la legge ha demandato la definizione della disciplina** su numerosi aspetti essenziali per lo svolgimento dell'attività. Il recente **DL Semplificazioni** contiene tuttavia un comma che stabilisce che, in attesa dell'individuazione di siti per la cattura e lo stoccaggio di biossido di carbonio, siano **considerati, in via provvisoria, idonei** a tal fine i **giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva**. In questo modo, i titolari delle concessioni sono stati autorizzati a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico della CO₂, mentre per consentire lo **sviluppo su scala industriale di tale attività occorrerà completare il relativo quadro normativo**. In tema di definizione del quadro normativo per la CCUS, infine, chiediamo di approfondire la tecnologia della mineralizzazione della CO₂ alle tecnologie di stoccaggio

IMMISSIONE NELLA RETE GAS

Si ritiene opportuno adeguare la legislazione (DM 16 e 17/04/2008) e la normativa tecnica (CEN/TC 234) relativa all'immissione in rete affinché si possa supportare la domanda di idrogeno, anche in un contesto *hydrogen valley*. In particolare, si ritiene importante avviare gli iter per la definizione delle percentuali di immissione in rete: si considera fattibile una percentuale fino al 2% medio a livello nazionale, percentuale che su tratti di rete può anche aumentare, in funzione delle tipologie di usi finali collegati. A tal riguardo Snam ha già effettuato nel corso del 2019 delle prove con miscele fino al 10% effettuate su una porzione della rete di trasporto, in località Contursi (Salerno), a cui sono collegati due utenti industriali che hanno consumato la miscela nei loro processi produttivi.

RINNOVABILI ELETTRICHE E ELETTROLIZZATORI (IDROGENO VERDE)

Le Linee Guida Preliminari della Strategia Nazionale Idrogeno evidenziano correttamente come sia determinante mettere in atto misure per lo **snellimento** e **l'accelerazione dei processi di autorizzazione** per l'installazione di impianti rinnovabili *«assicurando al tempo stesso una coordinazione adeguata tra gli organi regionali, con piani locali implementati di conseguenza»*. Confindustria ritiene prioritario e propedeutico, non solo allo sviluppo dell'idrogeno, ma in generale delle fonti rinnovabili in Italia -anche considerati gli obiettivi del PNIEC- che siano adottate misure concrete per sbloccare il potenziale di produzione per competere efficacemente con i sistemi industriali degli altri Stati Membri. Inoltre, laddove elettrolizzatori e impianto rinnovabile costituiscono un'infrastruttura unica, anche l'iter autorizzativo possa essere unico. Il D.L. Semplificazioni è andato nella giusta direzione ma non è sufficiente infatti mancano almeno tre elementi: (i) **perentorietà dei termini autorizzativi e criteri sostitutivi in caso di inerzia**; (ii) **norma di coordinamento tra la nuova disciplina nazionale e quelle regionali**; (iii) **decreto che definisca nel dettaglio la differenza tra variante sostanziale e non sostanziale**; (iv) **linea comune di governo tra le istituzioni, i ministeri e i vari organi tecnici dello stato ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni previste**.

ALTRE SEMPLIFICAZIONI

Dare piena attuazione delle normative in materia di **End of Waste**, con specifico riguardo ai settori del *waste to energy* e del *waste to fuel*, per la **produzione di idrogeno da rifiuti** e snellire i procedimenti autorizzativi per gli impianti di **produzione dell'e-gas e degli e-fuels**.

CONTENUTI

- Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato
- Opportune revisioni di Direttive/Regolamenti
- Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico
- **Meccanismi di supporto**

Risulta chiara l'importanza, nell'attuale contesto di mercato, di prevedere **meccanismi di supporto all'idrogeno**, dal punto di vista dell'**offerta** del vettore, della **domanda** finale e della **filiera** tecnologica prediligendo **un modello di mercato** che **riduca gli impatti redistributivi**.

I **Criteria** attraverso il cui **valutare** i possibili **meccanismi di supporto** e le eventuali declinazioni di dettaglio nel tempo possono essere:

- A. *Distributional impact* (impatto distributivo):** i) allocazione dei rischi tale da limitare il costo dello schema; ii) evitare costi per produzione non necessaria; iii) compatibilità con principi distributivi;
- B. *Feasibility*** (livello di complessità implementativa e gestionale sia per gli investitori che per la parte pubblica): i) praticità/fruibilità dal punto di vista degli investitori ii) complessità organizzativa/gestionale per la parte governativa; iii) tempistiche di implementazione; iv) compatibilità con schemi esistenti;
- C. *Efficiency*** (massimizzazione del valore sociale tramite stimolo dell'efficienza/competizione): i) indirizzare investimenti verso le tecnologie con il più alto valore per gli utilizzatori finali; convogliare i finanziamenti verso gli impianti più promettenti, ii) limitare il rischio di sovrapproduzione e iii) incentivare la riduzione dei costi;
- D. *Effectiveness*** (ottimizzazione dell'allocazione dei rischi): capacità del meccanismo di attrarre investimenti attraverso una corretta allocazione dei rischi per gli investitori (volume risk / input price risk / output price risk) e quindi un corretto costo del capitale;
- E. *Consistency with EU competition rules/EU H2 Strategy*:** in particolare, normativa sugli Aiuti di Stato, *Carbon Border Adjustment Mechanism*, estensione EU ETS; impatto in termini di import/export da/per regioni adiacenti.

MECCANISMI DI SUPPORTO

Offerta (1/2)

- **OBIETTIVO:** massimizzare la disponibilità di idrogeno *green e low-carbon* garantendo la copertura dei costi e consentendo lo sviluppo delle diverse filiere e l'utilizzo delle diverse tipologie di idrogeno. Nella Strategia UE si prevede nel 2024 di arrivare a 6 GW di elettrolizzatori e 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile, nel 2030 40 GW di elettrolizzatori e 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile mentre al 2050 una penetrazione dell'idrogeno negli usi finali del 13-14%. Le linee guida nazionali prevedono al 2030 una penetrazione dell'idrogeno negli usi finali del 2% (con 5 GW di elettrolizzatori), percentuale che arriva al 20% al 2050.
- **VINCOLI:**
 - Garantire l'**allocazione dei sussidi agli investimenti più vicini al break-even** o più promettenti;
 - Garantire una **corretta allocazione dei rischi** sistema (es. rischio prezzo e rischio volume a carico del sistema; rischio industriale a carico del produttore cui sono riconosciuti costi standard);
 - Garantire al cliente industriale un **prezzo dell'idrogeno strutturalmente allineato al costo opportunità dei competitor** (sino allo sviluppo di un mercato liquido dell'idrogeno la valorizzazione del vettore potrebbe essere allineata alla commodity gas naturale considerando anche il costo evitato della CO2 per i settori ETS) gestendo i profili di rischio derivanti dall'esposizione alla concorrenza internazionale sull'uso della commodity e ai costi residui delle emissioni climalteranti.
 - Svincolare la definizione degli incentivi riservati alla *value chain* dell'idrogeno da quelli destinati alla fonte primaria.
- **POSSIBILI AZIONI:** Creazione di **meccanismi di supporto correlati ai periodi di sviluppo del mercato definiti nell'ambito della strategia europea**. Inoltre, in merito alla questione della finanziabilità dei sussidi, si rimanda al principio di *cost-reflectivity* e potenzialmente al parziale utilizzo di **risorse pubbliche a supporto di un meccanismo virtuoso di *de-risking* degli investimenti** nel settore dell'idrogeno durante la fase iniziale. Al fine di contribuire alla riduzione dei costi e rispondere all'attuale fallimento del mercato si potrebbe fare leva sulla **partecipazione dei TSO nella fase sperimentale e di *upscale* delle tecnologie**, con regole definite ex ante sull'*unbundling* in modo da allocare correttamente i costi ed evitando sovvenzioni incrociate tra attività regolamentate e attività a mercato.

In una fase iniziale di definizione del mercato, l'**incentivazione** potrebbe essere strutturata sulla base di un **approccio "open book"** e definita **differenziando le componenti di costo in base alla connotazione (fissa o variabile)**:

- **Componente Fissa:** copertura dei Capex e degli Opex fissi (valorizzati a costo standard considerando un'equa remunerazione del capitale) attraverso lo stanziamento di fondi appositi per sostenere gli investimenti mediante il credito di imposta*.
- **Componente variabile:** Potrebbe essere sviluppato un meccanismo esplicito (preferibile per evitare distorsioni sul mercato elettrico) o un meccanismo implicito, come riportato di seguito:

Meccanismo esplicito (applicabile all'idrogeno clean e low carbon)

Contratto per differenza: il produttore riceve il differenziale fra i costi variabili di produzione considerando un minimo profitto e un *Reference Price* dato dalla disponibilità a pagare del cliente per il *fuel* sostituito dall'idrogeno, ad esempio mediante il sistema dei CIC (DM 2/3/18). Il driver del meccanismo di supporto potrebbe essere differenziato a seconda dell'utilizzo: *Reference Price* pari al prezzo del gas naturale nel caso del *blending*, pari alla somma fra il prezzo del gas naturale ed il costo della CO2 nel caso dell'utilizzo in ambito industriale o pari al prezzo dell'idrogeno grey in caso di sostituzione dello stesso ove già utilizzato.

Meccanismo implicito (applicabile all'idrogeno clean)

Esenzione oneri: agevolazioni sul costo delle commodities di input come ad esempio la differenziazione del regime tariffario applicato agli impianti Power-to-Gas in base alla funzione di impiego e al sistema energetico di trasporto con la riduzione degli oneri connessi all'incentivazione dell'energia rinnovabile (c.d. oneri ASOS) come avviene per le attività industriali che ricadono nella categoria "energivori". A tale incentivo andrebbe abbinato un meccanismo per sostenere lo squilibrio nei prezzi.

Supporto assegnato attraverso **meccanismi competitivi** strutturati sul **levelized cost of hydrogen** (colmando la differenza tra costi della produzione rinnovabile o low-carbon e il prezzo di mercato delle tecnologie 'grey' con un market premium attraverso aste a ribasso rispetto ad uno strike price fissato amministrativamente) oppure sulla base dei **Contract for Difference basati sulla CO2** (aste ETS). Tali sistemi permettono di **selezionare gli impianti i cui costi di produzione sono più bassi** massimizzando l'efficienza sistemica complessiva.

Nel lungo periodo si prevede una maggiore liquidità del mercato che potrebbe permettere lo sviluppo di impianti mediante un mix di strumenti *market-based* (esempio **PPA**) e non *market-based*, con **intensità di sussidi sottostante decrescente nel tempo**.

*Per gli elettrolizzatori, i meccanismi di supporto alla produzione di idrogeno green potrebbero essere strutturati in modo da promuovere gli investimenti che possano garantire un congruo numero di ore di produzione (ad es. tramite una variabilizzazione – parziale o integrale – della componente fissa).

- **OBIETTIVO:** incentivare gli investimenti tecnologici e infrastrutturali necessari a **promuovere lo switch** (anche parziale) della domanda (direct grants/crediti e agevolazioni fiscali). I sistemi di promozione della domanda possono comprendere quote d'obbligo, meccanismi di certificazione dell'utilizzo di H2 e sussidi per lo switch tecnologico. Ai fini dello *scale up* del mercato i meccanismi di supporto alla domanda devono essere coerenti con lo stimolo alla produzione. Sostenere gli investimenti lato domanda nell'applicazione dell'idrogeno decarbonizzato secondo un approccio di neutralità tecnologica con l'obiettivo di preparare la catena del valore alla transizione.
- **VINCOLI:** gli incentivi dovranno essere riconosciuti agli utenti secondo una logica che promuova lo **sviluppo efficiente del mercato** (minimizzazione dei costi di logistica, priorità per industriali che hanno maggiore disponibilità a pagare, ...).
- **POSSIBILI AZIONI:** **Risulta necessario supportare l'aggiornamento tecnologico dei settori di impiego finale**, in particolare i comparti manifatturieri hard to abate e nel trasporto:
 - Ampliando il sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE);
 - Prevedendo la possibilità di cumulo con il credito di imposta;
 - Sviluppando uno strumento dedicato al vettore, ispirato ai Certificati di Immissione al Consumo (CIC);
 - Premiare con incentivi ad hoc la quota parte di idrogeno decarbonizzato che prende il posto di quello fossile derivante dal processo produttivo.

MECCANISMI DI SUPPORTO

Filiera

- **OBIETTIVO:** Ampliare la **filiera nazionale** di ricerca, sviluppo e produzione di tecnologie in modo da ottenere le diverse opzioni e tipologie di impiego dell'idrogeno allineando la regolazione con il resto del quadro europeo, per consentire alle aziende di avere un mercato più largo a disposizione.
- **VINCOLI:** gli incentivi dovranno essere inquadrati all'interno del framework regolatorio correlato alla disciplina per gli aiuti di stato nel rispetto della concorrenza nel mercato unico.
- **POSSIBILI AZIONI:**
 - Finanziare la **filiera di produzione delle tecnologie di generazione dell'idrogeno** decarbonizzato (elettrolizzatori, celle a combustibile, CCUS, ecc.) non considerando solo il polo di produzione finale ma anche gli impianti che producono i necessari sottocomponenti (es. membrane).
 - Creazione di progetti pilota con obiettivi precisi, a forte vocazione locale (es. porti, distretti industriali, grandi stabilimenti). Partecipazione estesa a tutta la filiera tecnologica (es. per il porto navi, carrelli elevatori, generazione energia elettrica, ferrovie, componentistica, rete distribuzione locale, ...), dove si possano sperimentare e mettere alla prova le nuove tecnologie dell'idrogeno.
 - Incentivare la partecipazione di aggregati di imprese rappresentative della filiera, anziché di imprese singole, magari con strumenti appositi per progetti più complessi e fondi dedicati ai progetti di ricerca e sviluppo tecnologico (distinti dai progetti più maturi);
 - Non concentrarsi solo su progetti che combinano produzione e consumo nello stesso luogo, ma fin dalle fasi iniziali prevedere hub di produzione e distribuzione di idrogeno, per aiutare anche piccole realtà a svilupparsi con loro progetti.
 - Utilizzo di strumenti di finanziamento (*Innovation funds* – IPCEI) per integrare il sostegno ai primi progetti pilota, così da portare al 100% il contributo (si è fatto in Germania in passato per alcuni progetti europei), per poi ridurlo gradualmente man mano si sviluppa la filiera.