

PIANO D'AZIONE PER L'IDROGENO

Focus Regolamentazione Mercato



CONFINDUSTRIA

Piano d'azione per l'idrogeno

Focus Regolamentazione Mercato

Coordinatore di progetto:

Massimo Beccarello

Project Manager:

Andrea Andreuzzi

Team di progetto:

Andrea Andreuzzi - CONFINDUSTRIA

Claudia Bassano – ENEA

Giulia Maria Branzi – SNAM

Andrea Gusmaroli – ANIMA

Leo Leonori – ENEL

Ilaria Palombini - ENI

Con il supporto scientifico dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



Analisi e proposte elaborate grazie al contributo delle associazioni e delle aziende del sistema Confindustria

Sommario

Abstract	5
1. Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato	6
1.1. L'idrogeno nelle strategie europee.....	6
1.1. Proposta di classificazione per l'idrogeno decarbonizzato.....	7
1.2. Certificazione dell'Idrogeno decarbonizzato.....	8
A. Il Principio dell'Addizionalità: <i>Grid Hydrogen</i>	8
B. Le Garanzie d'origine per l'idrogeno	10
2. Opportunità per l'idrogeno nelle revisioni di Direttive e Regolamenti UE ...	11
2.1. Revisione del Mercato Interno del Gas e dell'Idrogeno.....	12
A. Infrastrutture e mercati dell'idrogeno.....	12
B. Accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio alle infrastrutture e al mercato	13
C. Diritti dei consumatori, concorrenza e trasparenza	13
D. Mancanza di mercati integrati dell'energia.....	13
2.2. Revisione del Regolamento TEN-E 347/2013.....	13
2.3. Revisione del Regolamento TEN-T 1315/2013	14
2.4. Revisione della Direttiva DAFI e del Regolamento (UE) 2019/631	14
2.5. Revisione Regolamenti Etichettatura Energetica 811/2013 e 812/2013. 14	
2.6. Riforma dell'EU ETS 2018/410.....	14
2.7. Revisione del Regolamento sull' <i>Effort Sharing</i>	14
2.8. Revisione delle <i>Guidelines on State aid for environmental protection</i> EEAG.....	14
2.9. Revisione della <i>Energy Taxation Directive</i> 2003/96 (ETD).....	15
2.10. Revisione della <i>Renewable Energy Directive</i> 2018/2001/EU (RED II)15	
2.11. Revisione della <i>Energy Efficiency Directive</i> 2018/2002/EU	15
3. Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico	16
3.1. Indirizzi di regolazione in definizione in Europa.....	17
A. ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations.....	17
B. ACER, CEER White Paper: When and How to Regulate Hydrogen Networks?	18
C. ACER, CEER White Paper: Regulatory Treatment of Power-to-Gas (P2G)	19
3.2. Primi esperimenti di regolazione dell'idrogeno.....	20
A. Regolazione immissione rete gas: Esperimento Regolatorio ARERA Documento per la consultazione - 39/2020/R/GAS	20
B. Regolazione reti dedicate (<i>Hydrogen Valleys</i>)	20
3.3. Proposte per una regolazione efficace	20
A. Assetti di produzione e consumo.....	20

B.	Elettrolizzatori e POWER TO X.....	21
C.	Idrogeno prodotto da combustibili fossili, rifiuti non riciclabili e CCUS	22
D.	Infrastruttura di trasporto dell'idrogeno puro	22
E.	Hydrogen Valley.....	22
F.	Utilizzo dell'infrastruttura di trasporto e distribuzione gas.....	22
G.	Usi finali.....	23
4.	La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato	24
4.1.	Rinnovabili elettriche e elettrolizzatori: Idrogeno “verde”	25
4.2.	Cattura, stoccaggio e utilizzo della CO2: Idrogeno “blu”	25
4.3.	Immissione nella rete del gas naturale.....	25
4.4.	Altre semplificazioni.....	26
5.	Meccanismi di supporto.....	27
5.1.	Supporto all'offerta di idrogeno	28
A.	Periodo 2021-2024: Target a breve termine non definito nelle Linee Guida.....	29
B.	Periodo 2025-2030: Target 2% Consumi Finali.....	30
C.	Periodo post 2030: Strumenti di mercato nel lungo termine.....	30
5.2.	Supporto alla domanda di idrogeno.....	30
5.3.	Supporto alla filiera dell'idrogeno	31

Abstract

Le politiche climatiche ed energetiche sono centrali per la crescita economica del Paese, esse, infatti, influiscono profondamente sui fattori di competitività delle imprese, ma, al contempo, possono rivelarsi una grande opportunità di investimento e avanzamento tecnologico. Occorre pertanto sostenere il processo di ricerca e applicazione di breakthrough technologies come quelle appartenenti alla filiera dell'idrogeno, finalizzato alla nuova progettazione delle diverse fasi dei processi produttivi tradizionali, alla re-ingegnerizzazione dei prodotti, alla massimizzazione dell'utilizzo di materiali di scarto, al ripensamento degli impianti produttivi, all'ibridazione delle macchine termiche per assicurare la riduzione delle impronte carbonio e ambientale.

Nei prossimi mesi diverse norme europee dovranno essere riviste coerentemente con gli obiettivi dello European Green Deal (EGD) e del '2030 Climate Target Plan' della Commissione Europea. Una forte accelerazione delle politiche climatiche europee necessita un ripensamento dell'intero paradigma energetico e lo sfruttamento di opzioni tecnologiche innovative, fra cui quelle appartenenti alla filiera dell'idrogeno, adatte alla decarbonizzazione dei settori «hard to abate» dove l'elettrificazione diretta non è praticabile dal punto di vista tecnologico o estremamente onerosa in termini economici.

Partendo dalle principali barriere allo sviluppo del vettore riscontrate nel Piano d'Azione, Confindustria ha istituito tre focus di approfondimento tematico con la collaborazione di ENEA: normativa, regolamentazione del mercato e tecnologie industriali.

Il presente documento, sviluppato nel contesto del focus sulla regolamentazione del mercato, tiene conto degli attuali livelli di produzione ed utilizzo di idrogeno (l'idrogeno rappresenta meno del 2% dei consumi energetici dell'Europa, di cui solo il 4% è Green) e dei costi di generazione (Grey hydrogen: 1 – 1,5 €/kg; Blue Hydrogen: 2 - 2,5 €/kg; Green hydrogen: 2,5-5,5 €/kg secondo le prime stime riportate dalla Commissione Europea) si occupa di definire criteri efficaci per la futura classificazione, certificazione e regolazione del mercato dell'idrogeno.

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. Allo stesso tempo sarà centrale effettuare una corretta definizione degli assetti di produzione e consumo sulla base di considerazioni di efficienza economica, correlate alla necessità di promuovere un utilizzo efficiente della generazione elettrica e delle infrastrutture, nonché di sfruttare i benefici derivanti da economie di scala e i risparmi nei costi di trasporto.

Da ultimo, la semplificazione delle procedure autorizzative e l'interazione dei diversi settori nel sistema energetico complessivo porteranno le tecnologie per la generazione, il trasporto, la distribuzione e l'utilizzo dell'idrogeno ad essere competitive e utili alla decarbonizzazione dell'economia nazionale.

1. Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato

1.1. PROPOSTA DI CLASSIFICAZIONE PER L'IDROGENO DECARBONIZZATO

1.2. CERTIFICAZIONE DELL'IDROGENO DECARBONIZZATO

- A. IL PRINCIPIO DELL'ADDIZIONALITÀ GRID HYDROGEN
- B. LE GARANZIE D'ORIGINE PER L'IDROGENO

1. Classificazione e certificazione dell'idrogeno decarbonizzato

1.1. Proposta di classificazione per l'idrogeno decarbonizzato

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 (cosiddetto «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* o ossidazione parziale del biogas/biometano (invece del gas naturale), integrati con fonti solari per l'energia termica necessaria al processo, o 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 (cosiddetto «blu»)** che comprende:
 - **L'idrogeno da elettrolisi con emissioni inferiori all'idrogeno fossile** prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore alimentato 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* o l'ossidazione parziale del metano associato ad un sistema di cattura e/o utilizzo dei gas a effetto serra emessi come parte del processo di produzione (CCS/CCUS). Ulteriori tecnologie sono la produzione di syngas mediante reattori elettrificati, il *cracking* del metano a H₂ e la mineralizzazione della CO₂.
- **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 (quota parte non biogenica). 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 che, qualora non trovasse utilizzo diretto nello stabilimento, potrebbe essere accoppiata ad un sistema di produzione di idrogeno. Allo stesso modo potrebbero essere impiegati anche i recuperi energetici da cascami termici a bassa temperatura attraverso *Organic Rankine Cycle*. In tali casi 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** che può essere di origine rinnovabile o a basse emissioni. Affinché i combustibili sintetici siano considerati rinnovabili la parte di idrogeno del syngas deve essere rinnovabile. I combustibili sintetici includono ad esempio il metano sintetico, il cherosene sintetico, il diesel sintetico e il metanolo sintetico e varie molecole utilizzate nella produzione di sostanze chimiche (ex. ammoniaca) e fertilizzanti. I combustibili sintetici possono essere associati a livelli diversi di emissioni di GHG a seconda delle materie prime e del processo utilizzato.

1.2. Certificazione dell'Idrogeno decarbonizzato

A. Il Principio dell'Addizionalità: *Grid Hydrogen*

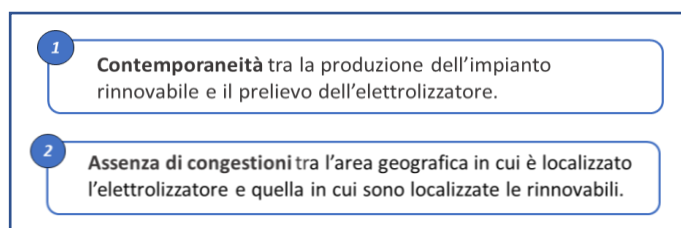
La strategia europea sull'idrogeno identifica come rinnovabile anche l'idrogeno prodotto tramite elettrolizzatori connessi alla rete (cd. *grid hydrogen*) purché, oltre l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile, risultino soddisfatte specifiche condizioni, inclusa quella di «addizionalità» dell'energia elettrica utilizzata.

La condizione di addizionalità ad oggi è definita nella Direttiva UE 2018/2001, con riferimento ai criteri di calcolo riguardo alle quote minime di energia rinnovabile nel settore dei trasporti (Art. 27), e prevede che la maggior domanda di energia elettrica indotta dalla produzione di RFNBOs (carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica) debba essere integralmente soddisfatta tramite un contestuale incremento della produzione rinnovabile immessa in rete. Secondo quanto previsto dal recital (90) e dall'articolo 27, paragrafo 3 dalla Dir. 2018/2001, a cui si fa riferimento nella nota 48 della *Hydrogen Strategy*, affinché il *grid hydrogen* possa essere qualificato come rinnovabile devono essere soddisfatte due ulteriori condizioni¹: contemporaneità e assenza di congestioni.

¹ 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.

Figura 1 Condizioni green grid hydrogen

Fonte: EU Hydrogen Strategy



Per la produzione di *grid hydrogen* dovranno quindi essere definiti criteri convenzionali che garantiscano il rispetto delle condizioni sopra indicate: entro la fine del 2021 la Commissione presenterà un atto delegato che stabilisca tali condizioni.

Una volta definite tali condizioni, il loro mancato rispetto espone al rischio che una parte delle 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 subsidiare 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»).

La declinazione del criterio di addizionalità è demandata ad atti delegati che dovranno essere definiti anche considerando il contesto più ampio di riforma del settore gas e le future evoluzioni regolatorie nella dimensione del *sector coupling*. 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 linee dirette tra produzione di energia elettrica rinnovabile ed elettrolizzatori;
- L'esclusione degli impianti rinnovabili esistenti, anche in caso di collegamento diretto agli elettrolizzatori.

Si possono prendere in considerazione le seguenti possibili misure per rendere meno stringenti i vincoli del principio di addizionalità correlato alle condizioni di cui sopra:

- Slegare la classificazione dagli assetti di produzione ma corredandola solo 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. I criteri di addizionalità potrebbero essere considerati come premianti in ottica di limitare le congestioni sulla rete elettrica, coerentemente a quanto espresso nelle Linee Guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno.
- 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.
- 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.

B. Le Garanzie d'origine per l'idrogeno

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 Stati Membri la 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.

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.

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. In particolare, nei settori *hard to abate* e soggetti a target specifici può sorgere l'esigenza di abbinare le GOs al sottostante fisico (quantità di energia) al fine di garantire una migliore tracciabilità (emissione, trasferimento e annullamento) e trasparenza (precisione, affidabilità, unicità autenticità e *fraud resistance*). 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'. Pertanto, è necessario che le GOs contengano indicazione di uno standard GHG *emission level* calcolato su base *life cycle* e definito a monte per tecnologia.

2. Opportunità per l'idrogeno nelle revisioni di Direttive e Regolamenti UE

2.1. REVISIONE DEL MERCATO INTERNO DEL GAS E DELL'IDROGENO

- A. INFRASTRUTTURE E MERCATI DELL'IDROGENO
- B. ACCESSO DEI GAS RINNOVABILI E A BASSE EMISSIONI DI CARBONIO ALLE INFRASTRUTTURE E AL MERCATO
- C. DIRITTI DEI CONSUMATORI, CONCORRENZA E TRASPARENZA
- D. MANCANZA DI MERCATI INTEGRATI DELL'ENERGIA

2.2. REVISIONE DEL REGOLAMENTO TEN-E 347/2013

2.3. REVISIONE DEL REGOLAMENTO TEN-T 1315/2013

2.4. REVISIONE DELLA DIRETTIVA DAFI E DEL REGOLAMENTO (UE) 2019/631

2.5. REVISIONE REGOLAMENTI DI ETICHETTATURA ENERGETICA 811-812/2013

2.6. RIFORMA DELL'EU ETS 2018/410

2.7. REVISIONE DEL REGOLAMENTO SULL' EFFORT SHARING

2.8. REVISIONE DELLE "GUIDELINES ON STATE AID FOR ENVIRONMENTAL PROTECTION", EEAG

2.9. REVISIONE DELLA ENERGY TAXATION DIRECTIVE 2003/96 (ETD)

2.10. REVISIONE DELLA RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE 2018/2001/EU

2.11. REVISIONE DELLA DIRETTIVA ENERGY EFFICIENCY 2018/2002/EU

2. Opportunità per l'idrogeno nelle future 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**²;
 - ii. Revisione del **Regolamento TEN-E**³,
 - 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.

2.1. Revisione del Mercato Interno del Gas e dell'Idrogeno

La Commissione Europea ha presentato l'*Inception Impact Assessment dell'Hydrogen and Gas markets Decarbonisation Package*, in cui indica le principali tematiche che verranno trattate per la futura regolazione del mercato del gas e dell'Idrogeno nell'aggiornare la Direttiva 2009/73/EC, la Direttiva 2019/692 e il Regolamento 715/2009.

A. 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 tramite di gasdotti appare più sicuro e sostenibile; iii) il trasporto tramite gasdotti 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 essere 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

² *Inception Impact Assessment della Commissione UE* pubblicato il 10/02/21 e *Public Consultation* pubblicata il 26/03/2021.

³ *Proposta della Commissione UE* pubblicata il 15/12/2020, COM (2020) 824.

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. Si dovrà definire se – e con che titolo - i TSO gas debbano essere autorizzati a gestire gli elettrolizzatori e come facilitare anche lo sviluppo delle infrastrutture nei Paesi terzi evitando *stranded assets*.

B. Accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio alle infrastrutture e al mercato

- **Quadro favorevole per i gas rinnovabili e 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.

C. 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 e i crescenti volumi di biometano e idrogeno influiscono sulla qualità del gas.

D. Mancanza di mercati integrati dell'energia

- **Integrare la pianificazione nazionale per le infrastrutture di gas, elettricità, H2 e H&C:** Risulta necessario 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.

2.2. Revisione del Regolamento TEN-E 347/2013

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 of 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 di progetti, '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).

2.3. Revisione del Regolamento TEN-T 1315/2013

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 ed energia (incl. H2) e lo sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento H2.

2.4. 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*".

2.5. Revisione Regolamenti Etichettatura Energetica 811/2013 e 812/2013

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*'.

2.6. Riforma dell'EU ETS 2018/410

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 costituirebbe un incentivo a ridurre le emissioni e quindi all'utilizzo di idrogeno rinnovabile o low-carbon. Altre modifiche sul tavolo sono la revisione dei criteri per ricevere '*free allowances*', l'introduzione di un "*Carbon Border Adjustment Mechanism*" per ridurre il rischio del cosiddetto '*carbon leakage*' e l'utilizzo di GO H2 in ambito ETS.

2.7. 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, ecc...) che attualmente non sono compresi nell'ETS. L'ESR deve essere rivisto al fine di essere in linea con 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*.

2.8. Revisione delle Guidelines on State aid for environmental protection EEAG

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.

2.9. Revisione della *Energy Taxation Directive 2003/96 (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 nel sistema energetico.

2.10. Revisione della *Renewable Energy Directive 2018/2001/EU (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 utilizzando l'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*).

2.11. Revisione della *Energy Efficiency Directive 2018/2002/EU*

L'attuale *Energy Efficiency Directive 2018/2002/EU*, che prevede un incremento dell'efficienza energetica pari ad almeno il 32,5% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030, deve essere rivista (revisione prevista per il Q2 '21) per concorrere al raggiungimento dei target *'2030 Climate Target Plan'*. Si punterà ad 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.

3. Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico

3.1. INDIRIZZI DI REGOLAZIONE IN DEFINIZIONE IN EUROPA

- A. ACER REPORT ON NRAS SURVEY - HYDROGEN, BIOMETHANE, AND RELATED NETWORK ADAPTATIONS
- B. ACER, CEER WHITE PAPER: WHEN AND HOW TO REGULATE HYDROGEN NETWORKS?
- C. ACER, CEER WHITE PAPER: REGULATORY TREATMENT OF POWER-TO-GAS

3.2. PRIMI ESPERIMENTI DI REGOLAZIONE DELL'IDROGENO

- A. REGOLAZIONE IMMISSIONE RETE GAS: ESPERIMENTO REGOLATORIO ARERA DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE - 39/2020/R/GAS
- B. REGOLAZIONE RETI DEDICATE (HYDROGEN VALLEY)

3.3. PROPOSTE PER UNA REGOLAZIONE EFFICACE

- A. ASSETTI DI PRODUZIONE E CONSUMO
- B. ELETTROLIZZATORI E POWER TO X
- C. IDROGENO PRODOTTO DA COMBUSTIBILI FOSSILI, RIFIUTI NON RICICLABILI E CCUS
- D. INFRASTRUTTURA DI TRASPORTO DELL'IDROGENO PURO
- E. HYDROGEN VALLEY
- F. UTILIZZO DELL'INFRASTRUTTURA DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE GAS

3. Una regolazione dell'idrogeno integrata con il sistema energetico

3.1. Indirizzi di regolazione in definizione in Europa

A. ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations

Nel Rapporto dell'ACER "*Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations*" sono riscontrabili alcuni indirizzi di regolazione in merito all'immissione dell'idrogeno nelle reti del gas naturale.

ACER afferma che la **miselazione 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 miselazione** 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 gas⁴. 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** alla **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 di compressione**, di controllo della pressione e di misura del gas, nonché i **serbatoi di gas naturale compresso** e alcuni tipi di **stoccaggio** possono accettare solo una **bassa concentrazione di idrogeno (< 5%)**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 dettagliati⁶.

⁴ Il codice di Rete Snam consente la presenza di idrogeno nel gas immesso in rete, ma solo con riferimento al biometano: in questo caso, la concentrazione massima consentita è dello 0,5% in volume.

⁵ Alcuni modelli recenti possono arrivare a percentuali maggiori (anche >25%).

⁶ 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.

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

L'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori nazionali in tema di energia (ACER) e il Consiglio dei Regolatori europei dell'energia (CEER) hanno pubblicato un libro bianco funzionale al raggiungimento dell'obiettivo del Green Deal. Il paper, dal titolo "*When and How to Regulate Hydrogen Networks?*" concentra l'attenzione sulle circostanze in cui è necessaria la regolazione delle reti a idrogeno, come trattare gli idrogenodotti esistenti e come affrontare le sfide normative relative al riutilizzo delle infrastrutture del gas per il trasporto dedicato all'idrogeno.

In sintesi, la regolazione del vettore potrebbe svilupparsi secondo i seguenti criteri:

1. Prendere in considerazione un approccio graduale alla regolazione delle reti di idrogeno in linea con lo sviluppo del mercato e delle infrastrutture

La necessità di un intervento normativo per le infrastrutture della rete dell'idrogeno dipenderà dall'evoluzione del settore. In particolare, se la rete dell'idrogeno presenta caratteristiche di monopolio naturale e può essere considerata un impianto essenziale, in cui i produttori e i consumatori di idrogeno hanno bisogno di accedere a un impianto di trasporto difficile da duplicare, esiste il rischio strutturale di un abuso del potere di mercato che dovrebbe essere affrontato.

2. Applicare un approccio normativo dinamico basato sul monitoraggio periodico del mercato

Ciò include una valutazione della struttura del mercato e, in particolare, delle circostanze di mercato che aumentano il rischio di abuso di posizione dominante da parte dei proprietari della rete di idrogeno. Le autorità nazionali di regolamentazione (ANR) dovrebbero monitorare e valutare se e quando dare avvio all'eventuale regolamentazione delle reti a idrogeno, sulla base di principi predefiniti a livello dell'UE. La governance di questo approccio normativo dinamico potrebbe ispirarsi al modello dell'attuale regolamentazione comunitaria delle telecomunicazioni, che ha dimostrato il suo valore nell'affrontare in modo flessibile ma prevedibile le mutevoli circostanze del mercato, consentendo alle ANR di valutare regolarmente la necessità e l'adeguatezza degli interventi normativi.

3. Chiarire i principi normativi fin dall'inizio

Al fine di fornire certezza ai (potenziali) investitori, dovrebbe esserci chiarezza su quando la regolamentazione dovrebbe iniziare, a seconda dell'esito dell'attività di monitoraggio, e sui principi generali che saranno applicati alla futura regolamentazione europea dei settori dell'idrogeno (in particolare *unbundling* proprietario, accesso di terzi, trasparenza sulle informazioni rilevanti, non discriminazione, monitoraggio e supervisione da parte dell'ANR pertinente).

4. Prevedere esenzioni normative temporanee per le infrastrutture di idrogeno esistenti e nuove sviluppate come reti business-to-business

Chiarire fin dall'inizio il quadro normativo per le reti private di idrogeno costruite come reti *business-to-business*. Le esenzioni temporanee al futuro regolamento possono essere esplicitamente previste nel prossimo quadro giuridico dell'UE, evitando che i gasdotti *point-to-point* siano inutilmente regolati, garantendo al contempo che tali esenzioni siano concesse nell'ambito dello stesso quadro normativo dell'UE.

5. Valore dei benefici del riutilizzo degli asset gas per il trasporto dell'idrogeno

Le autorità di regolamentazione riconoscono che la riconversione degli asset gas per il trasporto di idrogeno potrebbe comportare vantaggi sia per gli utenti finali del gas che dell'idrogeno. Ciò dovrebbe essere valutato caso per caso mediante analisi costi-benefici (APA), tenendo conto di tutti i fattori pertinenti. Va in tal senso sottolineato che le società di trasporto dell'idrogeno e dell'elettricità sono potenziali concorrenti, in quanto entrambi i mezzi potrebbero essere utilizzati per trasportare energia da un luogo all'altro. Ciò implica che tali entità dovrebbero presentare proposte di investimento per dimostrare l'efficacia e l'efficienza con cui potrebbero rispondere a tali esigenze. Come primo passo, il ruolo dei piani nazionali di sviluppo (PND) degli operatori della rete del gas potrebbe essere esteso per identificare anche le reti che potrebbero essere convertite in idrogeno.

6. Applicare il principio di *cost-reflectivity* per evitare sovvenzioni incrociate tra gli utenti della rete del gas e dell'idrogeno

Nel caso di riutilizzo delle infrastrutture gas per il trasporto di idrogeno, tali asset dovrebbero essere rimossi dalla base patrimoniale regolamentare (RAB) dei gestori della rete del gas. Dovrebbero essere applicate norme di *unbundling* al fine di evitare il possibile rischio di sovvenzioni incrociate tra gli utenti dell'infrastruttura della rete del gas e dell'infrastruttura della rete dell'idrogeno separando, almeno, le attività, i RAL e i costi (disaggregazione contabile) tra le entità proprietarie che gestiscono l'infrastruttura dell'idrogeno e le entità che possiedono e gestiscono l'infrastruttura del gas. Essi dovrebbero essere valutati, come riferimento, in base al loro valore specifico nel RAB al momento del trasferimento, tenendo conto dell'ammortamento applicabile a tali attività.

C. ACER, CEER White Paper: Regulatory Treatment of Power-to-Gas (P2G)

Nel Libro Bianco ACER – CEER “*Regulatory Treatment of Power-to-Gas*” si possono riscontrare alcune linee di indirizzo della regolazione in merito all'integrazione dei sistemi P2X nel sistema energetico. In particolare, nel documento si ritiene importante:

- 1. Rivedere la definizione di Power to Gas in funzione della configurazione:** i.e. collegamento alla sola rete elettrica come utente o collegamento sia alla rete elettrica che alla rete gas in ottica di *sector coupling* (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:** solo se 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'idrogeno, ad esempio attraverso le Garanzie d'Origine e fissando criteri per definire le emissioni associate ai processi di produzione.

3.2. Primi esperimenti di regolazione dell'idrogeno

A. Regolazione immissione rete gas: Esperimento Regolatorio ARERA Documento per la consultazione - 39/2020/R/GAS

Con la Consultazione 39/2020/R/gas l'Autorità ha indicato 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, è ritenuto 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*.

B. Regolazione reti dedicate (*Hydrogen Valleys*)

Nel contesto italiano e internazionale si ritiene utile menzionare due esperimenti di regolazione:

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

3.3. Proposte per una regolazione efficace

A. Assetti di produzione e consumo

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 l'utilizzo efficiente delle energie rinnovabili**, sfruttando l'elettricità prodotta sia da impianti dedicati che dall'*overgeneration* della generazione distribuita;
- permettere il raggiungimento di **economie di scala con conseguente riduzione dei costi, facendo leva sugli asset esistenti**, ad esempio le FER esistenti, lo stoccaggio per l'idrogeno rinnovabile nella rete e nei siti esistenti⁷ o la riconversione di metanodotti in idrogenodotti⁸;
- **connettere l'offerta di idrogeno alla domanda «hard to abate»**, offrendo anche l'opportunità di veicolare le eccedenze di idrogeno low carbon, prodotto ad esempio nelle raffinerie o negli stabilimenti chimici, verso altri poli di consumo come materia prima;
- 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.

B. Elettrolizzatori e POWER TO X

E' necessario definire le **configurazioni P2X** a seconda dell'utilizzo delle infrastrutture e dei costi associati (esternalità in termini di *balancing & network costs* sistemi elettrico e gas). 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 **maggior diffusione delle rinnovabili**. Certamente i servizi dovrebbero essere distinti in base alle *performance* dell'elettrolizzatore (rapidità di risposta, disponibilità all'erogazione continuativa, ecc). Lo sviluppo di tali impianti dovrebbe essere in via prioritaria effettuato dagli operatori del mercato, consentendolo ai TSO e DSO solo 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** o un'incentivazione esplicita che in modo trasparente copra anche tali oneri. 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

⁷ "Global gas report 2020", Snam, International Gas Union e BloombergNEF, 2020.

⁸ 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.

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).

C. Idrogeno prodotto da combustibili fossili, 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 sia la domanda industriale attualmente *gray* che garantire la necessaria continuità di fornitura per gli usi finali *hard to abate*⁹.

D. Infrastruttura di trasporto dell'idrogeno puro

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/repurposing* delle infrastrutture esistenti, evitando *stranded asset*. In coerenza con i principi chiave della regolamentazione dell'energia (*unbundling*, TPA, ecc.), nei casi in cui la produzione di idrogeno avvenga lontano dai luoghi di consumo, è importante garantire un accesso trasparente, equo e non discriminatorio all'infrastruttura di trasporto e distribuzione 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 GfC¹⁰, 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 con un costo di trasporto dell'ordine di 0,13 €/kg ogni 1000 km.

E. 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.

F. Utilizzo dell'infrastruttura di trasporto e distribuzione gas

Va promosso l'utilizzo della rete gas per il trasporto di idrogeno, anche attraverso una **futura riconversione** che tenga indenni dai costi gli attuali utenti della rete gas, per raggiungere le previste penetrazioni del vettore nel lungo termine e sfruttare i benefici della **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

⁹ Nei 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.

¹⁰ *European Hydrogen backbone*, Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, July 2020

di accumulo in funzione della producibilità degli impianti rinnovabili. La rete italiana potrebbe in futuro permettere **l'importazione di H2 da aree geopolitiche terze** sulla base di valutazioni di efficienza riguardo le loro ricadute sul sistema energetico italiano ed europeo. Se i metanodotti sono in larga misura riconvertibili anche al trasporto di idrogeno puro, altre parti dell'infrastruttura gas sono invece in grado di accettare percentuali limitate di idrogeno in *blending* con metano. **Immettendo percentuali in volume del 10-20% di idrogeno alla pressione attuale delle reti si prevede tuttavia che il sistema gas possa non aver bisogno di interventi strutturali¹¹** (nonostante ancora non esistano studi affidabili su *aging* ed *embrittlement* in funzione della pressione parziale di idrogeno e dei materiali relativi a tutte le apparecchiature presenti nell'infrastruttura gas) ma sono da valutare i profili legati alla qualità del gas, considerando anche gli effetti della stratificazione del mix gassoso dovuta a diverse densità tra H2 e CH4 nelle diverse condizioni fluidodinamiche, e le necessità di ulteriore odorizzazione/coloranti di fiamma oltre all'aggiornamento dei sistemi di misura e rilevamento considerando che 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 (regole e studi sperimentali) per adeguare per tempo gli asset di misura.

G. Usi finali

Nel breve termine, seguendo un principio di neutralità tecnologica, gli impieghi finali si concentreranno prevalentemente verso i settori dove l'idrogeno porta concreti benefici in termini di decarbonizzazione con livelli di efficienza comparabili o superiori rispetto alle alternative. Con riferimento alla rete di distribuzione difficilmente potrà essere esercitata con percentuali stabili di idrogeno nel *blending* del gas metano, soprattutto nei casi in cui potrà verificarsi la possibilità che integrazioni di produzione siano immesse in prossimità delle utenze. Le tecnologie di impiego finale verranno approfondite nella mappatura delle tecnologie industriali per l'idrogeno. Si segnala comunque che nel comparto del riscaldamento sono già stati testati con esiti incoraggianti apparecchi che permettono miscele di idrogeno fino al 20%.

¹¹ Questa considerazione risulta attendibile per le tubazioni ma non può essere estesa, secondo le informazioni attualmente disponibili, anche p.e. alle stazioni di controllo della pressione, di misura e di compressione del gas.

4. La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato

- 4.1. RINNOVABILI ELETTRICHE E ELETTROLIZZATORI
- 4.2. CATTURA, STOCCAGGIO E UTILIZZO DELLA CO₂
- 4.3. IMMISSIONE NELLA RETE DEL GAS NATURALE
- 4.4. ALTRE SEMPLIFICAZIONI

4. La semplificazione autorizzativa necessaria allo sviluppo del mercato

4.1. 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.

4.2. Cattura, stoccaggio e utilizzo della CO₂: Idrogeno “blu”

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.

4.3. Immissione nella rete del gas naturale

Si ritiene opportuno adeguare la legislazione (DM 16 e 17/04/2008 e DM Mise 18/05/2018 “Regola tecnica”) e la normativa tecnica relativa ai prodotti ed ai sistemi delle infrastrutture gas (CEN/TC 64, 234, 235, 237, ecc.) relativa all'immissione in rete affinché si possa supportare la domanda di idrogeno, anche in un contesto di *hydrogen valleys*. 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. Riteniamo sia meglio fissare rigidi parametri per la qualità del gas riconsegnato in rete, anziché fissare rigide percentuali di immissione.

4.4. Altre semplificazioni

Si ritiene importante dare piena attuazione alle 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*.

5. Meccanismi di supporto

5.1. SUPPORTO ALL'OFFERTA DI IDROGENO

A. PERIODO 2021-2024: TARGET A BREVE TERMINE NON DEFINITO NELLE LINEE GUIDA

B. PERIODO 2025-2030: TARGET 2% CONSUMI FINALI

C. PERIODO POST 2030: STRUMENTI DI MERCATO NEL LUNGO TERMINE

5.2. SUPPORTO ALLA DOMANDA DI IDROGENO

5.3. SUPPORTO ALLA FILIERA DELL'IDROGENO

5. 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 Criteri attraverso 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.
- F.

5.1. Supporto all'offerta di idrogeno

Si ritiene importante perseguire l'obiettivo di 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.

I principali vincoli che devono essere tenuti in considerazione nella definizione di un meccanismo di supporto all'offerta di idrogeno sono:

- o Garantire l'**allocazione dei sussidi** agli investimenti più vicini al **break-even** o più promettenti;
- o 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);
- o Garantire ai clienti industriali un **prezzo dell'idrogeno strutturalmente allineato al costo opportunità dei competitors** (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 e ai costi residui delle emissioni climalteranti.

- **Svincolare la definizione degli incentivi riservati alla *value chain* dell'idrogeno da quelli destinati alla fonte primaria.**

Si propone la 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. Si potrebbe, inoltre, fare leva sulla partecipazione dei DSO/TSO nella fase sperimentale e di *upscale* delle tecnologie, con regole definite ex ante sull'*unbundling* in modo da allocare correttamente i costi ed evitare sovvenzioni incrociate tra attività regolamentate e attività a mercato.

A. Periodo 2021-2024: Target a breve termine non definito nelle Linee Guida

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:** contributo a 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 (ad es. mediante il credito di imposta)¹².
- **Componente variabile:** potrebbe essere sviluppato un meccanismo di supporto esplicito (preferibile per evitare distorsioni sul mercato elettrico) oppure implicito, come riportato di seguito:

Meccanismo esplicito applicabile all'idrogeno clean e low carbon	Meccanismo implicito applicabile all'idrogeno clean
Contratto per differenza: il produttore riceve il differenziale fra i costi variabili di produzione considerando un minimo profitto e un <i>Reference Price dato</i> dalla disponibilità a pagare del cliente per il <i>fuel</i> 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: <i>Reference Price</i> pari al prezzo del gas naturale nel caso del <i>blending</i> , 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 <i>grey</i> in caso di sostituzione dello stesso ove già utilizzato.	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.

¹² 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) comprendendo il *funding gap* vs combustibili fossili.

B. Periodo 2025-2030: Target 2% Consumi Finali

Supporto assegnato attraverso **meccanismi competitivi** strutturati sul **LCOH - 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* assegnato 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.

C. Periodo post 2030: Strumenti di mercato nel lungo termine

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**.

5.2. Supporto alla domanda di idrogeno

Si ritiene di dover perseguire l'obiettivo di 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. Occorre sostenere gli investimenti lato domanda nell'applicazione dell'idrogeno decarbonizzato, oltre che lato offerta, secondo un approccio di neutralità tecnologica con l'obiettivo di preparare la catena del valore alla transizione.

I vincoli da tenere in considerazione nella definizione degli incentivi risultano essere quelli legati alla necessità di perseguire una logica che promuova lo **sviluppo efficiente del mercato**: minimizzazione dei costi di logistica, priorità per industriali che hanno maggiore disponibilità a pagare, ecc.

Si propone di supportare l'aggiornamento tecnologico dei settori di impiego finale, in particolare i comparti manifatturieri hard to abate e il trasporto. Ad esempio:

- Ampliando il sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per sostenere gli investimenti impiantistici per l'utilizzo dell'idrogeno nei processi industriali;
- Prevedendo la possibilità di cumulo con il credito di imposta;
- Sviluppando uno strumento dedicato al vettore, ispirato ai Certificati di Immissione al Consumo (CIC);
- Premiando con incentivi ad hoc la quota parte di idrogeno *clean* che prende il posto di quello fossile derivante dal processo produttivo.
- Per le imprese in ETS, dando la possibilità di introdurre Garanzie di Origine per l'idrogeno e consentire l'offset con le quote di emissione di CO₂.

5.3. Supporto alla filiera dell'idrogeno

Si ritiene di dover perseguire l'obiettivo di ampliare la filiera nazionale di ricerca, sviluppo e produzione di tecnologie in modo da ottenere 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.

I vincoli da considerare nella definizione degli incentivi dovranno essere inquadrati all'interno del framework regolatorio correlato alla disciplina per gli aiuti di stato, nel rispetto della concorrenza nel mercato unico.

Si ritengono funzionali all'obiettivo le seguenti possibili azioni:

- Finanziare la filiera di produzione delle tecnologie di generazione dell'idrogeno *clean* e 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 o aree civili come avvenuto in Scozia). Partecipazione estesa a tutta la filiera tecnologica (es. per il porto navi, carrelli elevatori, generazione energia elettrica, ferrovie, componentistica, rete distribuzione locale, ecc...), 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 che si sviluppa la filiera.