Analisi della regolazione a livello nazionale ed europeo sull'idrogeno: dal power-to-gas agli utilizzi finali

Nathan Giovannini

2023

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale

Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti
Work Package WP1 – Studi sulla Regolazione e sul Funzionamento dei Mercati Energetici
Linea di Attività LA1.03 – Regolazione dei mercati energetici: Mercati a termine e Mercato della Capacità; impatto delle riforme a livello europeo

Codice identificativo RT-2.09-1.03-004

Titolo: Analisi della regolazione a livello nazionale ed europeo sull'idrogeno: dal power-to-gas agli utilizzi finali
Autori: Nathan Giovannini
Verificatori: Alessandro Zani
Approvatori: Diana Moneta, Dario Siface

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.
Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.

INDICE

INDICE 3

SOMMARIO 4

1 - INTRODUZIONE 5

2 - STRATEGIE 7

2.1 La Strategia Europea per l'Integrazione dei Sistemi Energetici 7

2.2 La Strategia Europea per l'Idrogeno 9

2.3 RePower EU 11

2.4 Linee guida per la Strategia Italiana Idrogeno 11

2.5 Strategie Nazionali a livello Europeo 13

2.6 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) 15

2.7 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 18

3 - PRODUZIONE 20

3.1 Le configurazioni del *power-to-gas* 20

3.2 Definizione di idrogeno rinnovabile 21

3.2.1 Definizione europea 21

3.2.2 La classificazione cromatica 24

3.3 Inquadramento regolatorio 25

3.4 Partecipazione da parte degli operatori delle reti di elettricità e gas 27

3.5 Incentivi sul prezzo dell'energia elettrica per elettrolisi 28

3.6 Altri meccanismi di incentivazione 30

4 - TRASPORTO 32

4.1 Il contesto regolatorio attuale 33

4.1.1 Proprietà fisiche 33

4.1.2 Il "Gas package" 34

4.1.3 Revisione del regolamento TEN-E 36

4.2 La sperimentazione ARERA 37

5 - USI FINALI 39

5.1 Direttiva RED III 40

5.2 ReFuelEU Aviation 41

5.3 ReFuelEU Maritime 42

6 - CONCLUSIONI 43

7 - BIBLIOGRAFIA 45

8 - ACRONIMI 48

SOMMARIO

In seguito alla presentazione del *Green Deal* europeo, sono stati stabiliti obiettivi di decarbonizzazione sfidanti per diminuire le emissioni di gas serra a livello europeo e combattere il cambiamento climatico. Un ruolo importante è affidato all'idrogeno, vettore energetico versatile e trasversale attraverso molteplici settori dell'energia.

Tuttavia, ciò ha scaturito un'importante sfida da un punto di vista legislativo e regolatorio, dal momento che la trattazione riguardante il vettore idrogeno era sostanzialmente assente, costituendo una barriera per uno sviluppo del mercato in questo settore. Negli ultimi anni sono stati quindi numerosi, specialmente all'interno del panorama politico europeo, gli interventi volti alla regolazione e promozione del settore dell'idrogeno, spaziando per tutte le fasi della sua catena del valore: dalla produzione, al trasporto agli usi finali.

Questo documento, attraverso un esame approfondito delle normative vigenti a livello europeo e nazionale, si pone l'obiettivo di fornire il più aggiornato quadro regolatorio riguardante l'idrogeno, alla luce dei recenti sviluppi.

Il percorso evidenziato all'interno di questa analisi inizia dalla strategia europea per l'idrogeno, che presenta un piano di sviluppo del settore basato sulla produzione da energia rinnovabile e utilizzo progressivo negli usi finali dove è più promettente (a partire dall'uso come materia prima fino ai settori *hard-to-abate*). Alla programmazione europea si contrappone una normativa italiana che pare prudente, e soprattutto senza una visione d'insieme definita. L'evoluzione del quadro regolatorio europeo osservato fornisce chiarezza sui requisiti per l'identificazione della produzione di idrogeno rinnovabile (basata su concetti di addizionalità, contemporaneità e correlazione geografica), introduce un'ambiziosa regolazione dell'infrastruttura dedicata per l'idrogeno (che segue il percorso di quanto fatto per il gas) e identifica target di utilizzo di idrogeno rinnovabile all'interno dei settori dell'industria, dell'aviazione e marittima.

In conclusione, è stato osservato come quello sviluppatosi negli ultimi anni in Europa è un contesto regolatorio completo, che potrà fornire la chiarezza e la sicurezza normativa affinché il settore dell'idrogeno si possa sviluppare nei prossimi anni, limitando le barriere normative. Considerata la recente introduzione di tali misure, è prevista a breve la ricezione all'interno della normativa italiana, la quale negli ultimi anni non sembra essersi contraddistinta per una elevata propositività.

Keywords: Idrogeno, Regolazione, Power-to-gas

1 - INTRODUZIONE

Il progetto "Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti" sviluppa, all'interno del Triennio 2022-2024 di Ricerca di Sistema (RdS), attività di ricerca negli ambiti dello studio dell'evoluzione della regolazione e della configurazione dei mercati energetici, dell'evoluzione del ruolo del Distributore e dell'integrazione dei sistemi energetici con l'obiettivo di supportare al meglio e favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico (Figura 1.1).

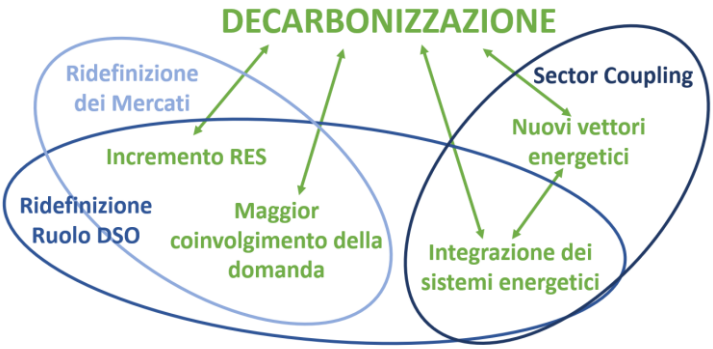

Figura 1.1 – Le tematiche affrontate dal Progetto RdS 2.9 in ottica di supporto al processo di decarbonizzazione e le loro interrelazioni

Nel contesto sopra presentato, le attività descritte nel presente Rapporto di Ricerca di Sistema avviano un percorso di analisi del contesto regolatorio per l'ambito del *sector coupling* che proseguirà anche nella linea di attività LA 1.05 del WP1 del Progetto 2.9 (Figura 1.2).

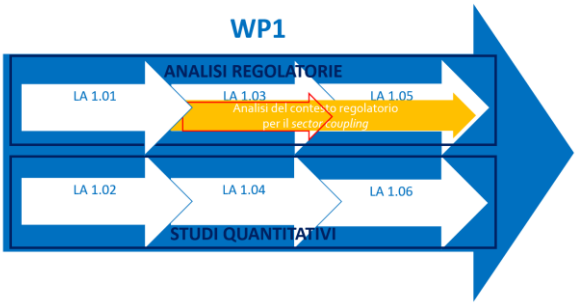

Figura 1.2 – Inquadramento dell'attività descritta nel presente rapporto (freccia rossa) nell'ambito del WP1 del Progetto 2.9

Nell'attuale panorama energetico, caratterizzato da una crescente consapevolezza ambientale e dall'urgente necessità di ridurre le emissioni di gas serra, l'idrogeno emerge come una delle soluzioni per la transizione verso fonti energetiche più sostenibili. La sua capacità di agire come vettore energetico trasversale attraverso diversi settori energetici lo rendono una componente chiave nelle strategie volte a raggiungere gli obiettivi di sostenibilità e decarbonizzazione.
Tuttavia, al momento l'idrogeno ricopre una porzione limitata del mix energetico europeo, ed è prodotto principalmente attraverso risorse fossili. Nel 2022 la sua quota sul consumo energetico europeo è stata al di sotto del 2%, con una produzione proveniente per il 96% da gas naturale. Il suo utilizzo è stato principalmente come materia prima per processi chimico-industriali, e la sua produzione su scala locale.

Gli obiettivi dell'Unione Europea, nel suo percorso verso la neutralità climatica al 2050, individuano nell'idrogeno rinnovabile un vettore fondamentale per la decarbonizzazione e sicurezza del proprio sistema energetico. Nei prossimi anni, l'Europa programma un aumento graduale della produzione di idrogeno rinnovabile (fino ad arrivare a 10 Mt al 2030), una possibile futura infrastruttura dedicata al trasporto su lunga distanza, e la sostituzione dei combustibili fossili negli usi finali difficili da decarbonizzare. Inoltre, tra i suoi obiettivi è presente la formazione di un mercato dell'idrogeno competitivo ed europeo, con uno sviluppo analogo all'attuale mercato dell'energia elettrica.
L'invio di giusti stimoli al mercato, in modo da sviluppare coerentemente domanda e offerta in questo nuovo settore, rappresenta la sfida regolatoria che segue la proclamazione degli ambiziosi obiettivi. Di conseguenza, sono numerosi gli interventi regolatori susseguitisi negli ultimi anni per attuare i piani dell'Unione, tra cui un prolifico 2023 che ha visto concludersi il percorso legislativo legato al pacchetto "Fit-for-55".

Questo documento si propone di presentare un'analisi dettagliata della regolazione che governa l'intera catena del valore dell'idrogeno, dalla produzione al trasporto e all'utilizzo finale. Attraverso un esame approfondito delle normative vigenti e delle sfide regolatorie, a livello europeo e nazionale, si mirano a identificare le opportunità presenti per promuovere l'adozione dell'idrogeno come vettore energetico.

Il presente documento si sviluppa come segue.
Nel Capitolo 2 -, vengono presentati i principali piani strategici legati all'idrogeno sia a livello nazionale che Comunitario, l'evoluzione che ha portato alla considerazione del vettore come elemento di sicurezza energetica, e un confronto tra gli obiettivi principali delle più significative strategie nazionali a livello europeo.
All'interno del Capitolo 3 -, si analizzano gli interventi effettuati per regolare e promuovere la produzione di idrogeno rinnovabile da parte di impianti *power-to-gas*. Si mostrano le varie configurazioni che tali impianti possono presentare, i requisiti necessari per la certificazione della produzione di idrogeno rinnovabile, la classificazione cromatica della produzione di idrogeno, il posizionamento che presentano all'interno della trattazione regolatoria e le conseguenze che questo ha nel diritto al loro esercizio e nell'accesso a possibili schemi di incentivi.
L'infrastruttura che sarà necessaria per il trasporto di idrogeno all'interno dell'Unione Europea è oggetto di dibattito. Nel Capitolo 4 - è trattata la possibilità del riutilizzo di porzioni di infrastruttura di gas naturale, così come la possibilità di costruzione di una infrastruttura dedicata, e l'approccio regolatorio impostato per il suo graduale sviluppo.
Infine, nel Capitolo 5 -, si presentano quali possono essere gli usi finali più promettenti per l'idrogeno. Questi si riflettono all'interno del più aggiornato quadro normativo europeo, dove sono presenti misure per favorire l'adozione di idrogeno rinnovabile all'interno dei settori con maggior potenziale.

Complessivamente, i risultati attesi contribuiscono a fornire una visione chiara e completa del panorama normativo relativo all'idrogeno all'interno dell'Unione Europea e in Italia, anche in seguito alla dinamicità mostrata negli ultimi anni. L'introduzione delle conoscenze ottenute tramite lo studio che ha portato alla redazione di questo documento aggiorna la conoscenza di RSE al livello dello stato dell'arte, permettendo di implementarle all'interno dei propri modelli e strumenti di simulazione ed includerle all'interno di futuri studi quantitativi.

2 - STRATEGIE

Attualmente il settore dell'idrogeno ha uno sviluppo limitato, dove la produzione è prevalentemente per via fossile e gli utilizzi sono circoscritti all'uso dell'idrogeno come materia prima. Il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione Europea (UE) richiede uno sviluppo importante per questo settore, da un punto di vista tecnologico e infrastrutturale, nonché la necessità di ingenti investimenti finanziari e una cooperazione internazionale ancora acerba. Per questo è fondamentale pianificare un percorso di sviluppo coerente e graduale, dove domanda e offerta crescano parallelamente, e dove la penetrazione del vettore avvenga progressivamente dai settori dove è già presente una domanda fino a quelli ad oggi meno pronti alla sua introduzione.

In questo capitolo sono presentate le principali strategie relative all'idrogeno sia a livello comunitario che italiano:

- La Strategia Europea per l'Integrazione dei Sistemi Energetici e La Strategia Europea per l'Idrogeno
- Il REPowerEU;
- Le linee guida per la Strategia Italiana Idrogeno;
- Le Strategie Nazionali a livello europeo;
- Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR);
- Il Piano Nazionale Integrato per Energia e Clima (PNIEC).

2.1 La Strategia Europea per l'Integrazione dei Sistemi Energetici

Storicamente, i sistemi energetici sono stati basati su settori indipendenti tra di loro, collegando rigidamente materie prime a consumi finali, con infrastrutture elettriche e del gas naturale pianificate e gestite in modo separato e regole dei mercati energetici specifiche per ogni settore. Questa struttura porta a delle inefficienze nella catena energetica, che è necessario superare per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati dall'Unione.
Con la comunicazione EU COM(2020)299 del 8/7/2020 (da qui "Strategia europea per l'integrazione del sistema energetico") [1], l'Unione Europea mira ad evolvere il proprio sistema energetico verso un maggiore integrazione tra i settori, con una visione olistica nella sua pianificazione e operazione, considerando molteplici vettori energetici e usi finali.
La strategia include proposte concrete di politiche per sviluppare un sistema energetico integrato, favorendo la crescita economica e contribuendo agli obiettivi del *Green Deal* europeo.

L'Unione vede tale sistema integrato sviluppato intorno a tre concetti fondamentali:

- un sistema energetico "circolare", dove viene prioritizzata l'efficienza energetica e i flussi di scarto vengono riutilizzati sinergicamente tra i settori;
- una maggiore elettrificazione diretta dei consumi finali, in parallelo ad una rapida espansione delle energie rinnovabili, principalmente diretta ai settori del calore e del trasporto;
- un sistema energetico "multi-direzionale", dove attori decentralizzati possono contribuire all'equilibrio del sistema, e dove sono incentivati scambi energetici tra consumatori.

L'Unione Europea, tramite un sistema energetico integrato, mira a trarre benefici sia attraverso il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione che di crescita economica.

I primi sono legati all'introduzione di una maggiore quota di energia elettrica rinnovabile all'interno del sistema energetico. Un sistema integrato contribuisce all'aumento di richiesta di energia elettrica, in sostituzione a fonti energetiche fossili, e allo stesso tempo è in grado di fornire flessibilità al sistema elettrico, assorbendo la variabilità delle principali fonti rinnovabili. Inoltre, nonostante la significativa quantità di energia necessaria per la produzione di combustibili sintetici, l'apporto della elettrificazione diretta porterebbe ad un sostanziale diminuzione della energia primaria richiesta dal sistema.
La crescita economica è legata allo sviluppo di nuovi settori tecnologici, dove l'Unione può sfruttare la propria posizione di leadership (come nel settore delle *smart grid*) o costruirne una nuova (come nei sistemi di accumulo o nell'idrogeno).
L'Unione si aspetta che la transizione verso un sistema energetico maggiormente integrato possa portare al 2050 ad una riduzione del consumo lordo di energia di un terzo, ed a una crescita del PIL di due terzi.

L'idrogeno svolge un ruolo di primo ordine all'interno di un sistema energetico integrato, in quanto vettore trasversale attraverso diversi settori energetici ed usi finali. Questo si riflette nella Strategia europea per l'integrazione del sistema energetico.

Per quanto riguarda la produzione, la priorità dell'Unione Europea è quella di produrre idrogeno tramite elettrolisi, in quanto rappresenta la soluzione con minori emissioni (a patto che l'energia elettrica utilizzata sia prodotta da energia rinnovabile). Tuttavia, forme a basse emissioni possono essere utili per una fase transitoria di sviluppo dell'economia del settore. Un ruolo all'interno del sistema integrato potranno averlo anche i combustibili sintetici, prodotti dalla combinazione dell'idrogeno con anidride carbonica.
Al fine di facilitare la chiarezza all'interno del mercato è quindi fondamentale per l'Unione definire una terminologia per tutti i combustibili rinnovabili o a bassa emissione, compreso l'idrogeno.

Da un punto di vista di mercato, già con il *Green Energy package* sono stati mossi i primi passi per la promozione della flessibilità che le nuove tecnologie distribuite, come gli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, possono offrire al sistema. Rimane la necessità di implementare queste misure propriamente all'interno delle legislazioni e regolazioni nazionali. Elemento da tenere in considerazione particolare è la tassazione delle tecnologie trasversali tra i settori elettrico e gas, come gli elettrolizzatori, dove è necessario evitare doppie tassazioni.

L'idrogeno è direttamente coinvolto anche per quanto riguarda un approccio integrato nella programmazione delle infrastrutture. Prima che venga sviluppata un'infrastruttura dedicata per l'idrogeno, potrebbe essere necessario un utilizzo condiviso dell'infrastruttura del gas naturale. L'obiettivo dovrebbe essere quello, dove possibile, di sfruttare il potenziale delle infrastrutture esistenti, evitando il presentarsi di *stranded asset*[1].
In ogni caso, si rende fondamentale una pianificazione integrata delle infrastrutture, con lo sviluppo dei Piani decennali di sviluppo delle reti (*Ten-Year Network Development Plan*, TYNDP [2] [3]) svolto in maniera congiunta dai rispettivi operatori di sistema.

Per quanto riguarda gli utilizzi finali, l'idrogeno può avere un ruolo importante nei settori *hard-to-abate*, dove l'elettrificazione è tecnologicamente complessa o poco conveniente. In particolare, può essere utilizzato come combustibile per alcune applicazioni di trasporto (trasporto pesante, reti ferroviarie non elettrificate, trasporto marittimo o fluviale), per applicazioni industriali dove sono richieste alte temperature, o trasformato in combustibili sintetici per l'aviazione. Inoltre, il suo utilizzo come materia può essere espanso verso un numero maggiori di processi industriali (siderurgia, raffinerie e industria chimica).

[1] *Strutture che terminano la propria attività prima di aver ripagato l'investimento iniziale*

La strategia comprende l'introduzione di quote minime di idrogeno (o altri combustibili rinnovabili o a basse emissioni) all'interno di specifici settori di utilizzo, la promozione di progetti pilota per cluster industriali integrati e lo sviluppo tecnologico della cattura di anidride carbonica per la produzione di carburanti sintetici.

2.2 La Strategia Europea per l'Idrogeno

Nella comunicazione EU COM(2020) 301 "Una strategia europea per l'idrogeno" [4] si riprendono gli obiettivi e la visione espressi sul vettore energetico nella Strategia europea per l'integrazione del sistema energetico, delineando le tappe fondamentali del percorso verso lo sviluppo del settore nei prossimi decenni.

Il documento ribadisce la trasversalità dell'idrogeno all'interno di un sistema energetico integrato, in grado di coinvolgere, all'interno di settori energetici diversi, attori della filiera energetica dalla produzione al consumo (produzione di potenza, gas naturale, consumi domestici, consumi industriali termici, materie prime). Le opportunità che il vettore rappresenta per i diversi settori sono molteplici, dall'assorbimento della variabilità delle energie rinnovabili non programmabili, al riutilizzo di una porzione dell'infrastruttura gas, alla decarbonizzazione di attività non elettrificabili.
L'Unione ribadisce come la sua priorità sia la produzione di idrogeno rinnovabile, tramite processo di elettrolisi, da energia elettrica rinnovabile. Questo include nell'onda innovativa anche i settori già interessati dall'utilizzo dell'idrogeno come materia prima, dove la produzione della molecola è storicamente affidata a processi basati su fonti fossili. Attualmente, a causa della sua maggiore competitività, il processo maggiormente utilizzato è lo *steam reforming* di metano, con conseguenti emissioni annue del settore tra i 70 ed i 100 $MtCO_2$.
Gli obiettivi di breve e medio termine dell'Unione per l'installazione di elettrolizzatori, prevedono al 2024 l'installazione di 6GW di elettrolizzatori, mentre per il 2030 la disponibilità di 20Mt di idrogeno, ottenuta per metà tramite 40GW di elettrolizzatori installati sul suolo europeo, e l'altra metà tramite import.

La strategia per l'idrogeno dell'UE delinea un percorso di sviluppo del settore, suddiviso in tre orizzonti temporali.

Prima fase (2020-2024):
L'obiettivo strategico prevede di installare al 2024 elettrolizzatori per una capacità complessiva di almeno 6 GW, con produzione annua di 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. Questa produzione ha l'obiettivo di decarbonizzare la già presente domanda di idrogeno e facilitarne l'adozione futura in nuovi settori. Strategico per l'aumento della capacità è lo sviluppo di elettrolizzatori di grande potenza (fino a 100 MW). Tuttavia, per raggiungere i target di produzione stabiliti, potrebbe essere necessario in via transitoria il *retrofitting* di impianti di produzione di idrogeno non rinnovabile, tramite la cattura di anidride carbonica (CCS).
In questa fase l'infrastruttura di trasporto di idrogeno mantiene un'importanza limitata, in quanto la produzione e l'utilizzo del vettore energetico sono circoscritti a siti di stretta vicinanza.
Il focus politico di questa fase è incentrato sullo sviluppo di un contesto regolatorio che supporti lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno, e sull'incentivazione della produzione e della domanda.

Seconda fase (2025-2030):
In questa fase l'idrogeno rinnovabile dovrebbe diventare parte intrinseca di un sistema energetico integrato. L'obiettivo strategico è avere, al 2030, 10 tonnellate di idrogeno prodotto annualmente tramite l'installazione di 40 GW di elettrolizzatori, più altre 10 tonnellate derivante da importazioni.

Ci si aspetta che l'idrogeno rinnovabile diventi competitivo con quello prodotto da fonti fossili. Allo stesso tempo saranno necessari interventi politici per permetterne l'adozione in nuovi settori, come ad esempio nella produzione di acciaio e nel trasporto. Si svilupperanno le cosiddette *Hydrogen Valley*, *hub* energetici che includono produzione e utilizzo locale di idrogeno, trasportato su brevi distanze da un'infrastruttura dedicata. Parallelamente l'idrogeno comincerà ad avere un proprio ruolo all'interno del sistema elettrico, sia nella partecipazione ai servizi di flessibilità che per lo storage energetico, specialmente di lungo periodo. Comincerà ad emergere la necessità di un'infrastruttura su scala europea per il trasporto di idrogeno da aree ad alto potenziale di produzione da fonte rinnovabile a centri di domanda. La rete gas esistente può eventualmente essere riconvertita al trasporto di idrogeno su lunga distanza e sarà necessario lo sviluppo di impianti di stoccaggio. L'impegno politico deve essere incentrato anche sullo sviluppo di un mercato europeo dell'idrogeno aperto e competitivo, con uno sviluppo parallelo di un mercato internazionale, specialmente con le nazioni confinanti dell'est Europa e mediterranee.

Terza fase (2030-2050):
Le tecnologie per l'idrogeno rinnovabile raggiungeranno la piena maturità e saranno sviluppate su larga scala per raggiungere tutti i settori *hard-to-abate*, anche attraverso combustibile sintetici derivanti dall'idrogeno. Ne sono un esempio il settore dell'aviazione e delle spedizioni. Questo richiede una quantità elevata di energia elettrica disponibile. L'Unione Europea stima che circa un quarto dell'energia prodotta al 2050 sarà dedicata all'idrogeno.

La transizione verso un'integrazione dell'idrogeno nel sistema energetico richiede investimenti sostanziosi. L'EU stima che la strategia al 2030 richieda:

- 24-42 MLD€ per l'istallazione di elettrolizzatori;
- 220-340 MLD € per l'installazione di capacità rinnovabile collegata a progetti di idrogeno rinnovabile (80-120 GW);
- 11 MLD€ per il *retrofitting* con CCS di impianti esistenti;
- 65 MLD€ per infrastrutture di trasporto, distribuzione e *storage*.

A seguire, sono riportate le principali misure per sostenere lo sviluppo dell'idrogeno all'interno dei diversi settori della *supply chain*.
Una possibilità per stimolare la crescita della produzione di idrogeno è costituita da meccanismi di supporto basati sul mercato, in grado di allocare gli incentivi in maniera diretta, trasparente e competitiva (vedi Paragrafo 3.6).
Per quanto riguarda l'import, l'idrogeno rinnovabile offre nuove opportunità per rimodellare i rapporti internazionali dell'Europa, promuovendo la diversificazione e raggiungendo una maggiore stabilità negli approvvigionamenti energetici. I partner individuati sono principalmente le nazioni confinanti dell'est Europa, come l'Ucraina o i paesi balcanici e le nazioni mediterranee del nord Africa [5].
Il trasporto dell'idrogeno è incluso nella strategia a partire dal periodo di medio termine (2025-2030) seppur con estensione limitata. Per un primo periodo sarebbe circoscritto a connessioni dedicate in *cluster* locali. Solo in un secondo momento, con un forte sviluppo del mercato, si renderebbe necessaria la presenza di un'infrastruttura di lunga distanza. Per ottimizzare il processo di produzione-trasporto-uso è importante che l'infrastruttura idrogeno sia contenuta all'interno dei piani decennali TYNDP. La strategia prevede, per questo motivo, la revisione del regolamento TEN-E (*Trans-European Networks for Energy*) dedicato alle strutture pan-europee (vedi Paragrafo 4.1.3). Una opportunità potrebbe essere data dal riutilizzo di porzioni della rete gas, già in parte ammortizzata e destinata ad essere progressivamente meno utilizzata. Nella strategia si espongono dubbi sul *blending*, pratica che consiste nel miscelamento di una quota di idrogeno con il gas naturale già presente nella rete. Come soluzione temporanea, si potrebbe permettere di immettere delle piccole quantità di idrogeno da parte di produttori decentralizzati, ma tale soluzione presenta dei limiti che ne rendono complicata l'espansione,

come la svalutazione del valore dell'idrogeno, l'impatto sull'esercizio delle reti gas, la compatibilità con gli apparecchi presso gli utenti finali e la interoperabilità alla frontiera [6].
Per favorire lo sviluppo della domanda, principalmente nei settori del trasporto pesante e dell'industria, sono state considerate varie forme di incentivo, tra cui una quota minima di idrogeno rinnovabile nei vari settori (vedi Capitolo 5 -).

2.3 RePower EU

L'invasione russa ai danni dell'Ucraina ha cambiato il contesto energetico in Europa: ha messo in luce le carenze dell'Unione in termini di sicurezza energetica, rendendo evidente la forte dipendenza dalle importazioni russe. L'utilizzo della risorsa energetica come posizione di forza nei rapporti diplomatici, l'aumento deliberato del prezzo e l'indiretto finanziamento alla invasione tramite il suo acquisto, hanno portato alla decisione del Consiglio Europeo di terminare la dipendenza europea dalle importazioni di gas russo appena possibile. La comunicazione EU COM(2022)203 "Piano REPowerEU") [7], presentato nel maggio del 2022, pone l'obiettivo di terminare ogni importazione energetica dalla Russia entro il 2027, tramite azioni di riduzione della domanda, diversificazione dei fornitori e un'accelerazione della transizione energetica, in particolare riguardo all'utilizzo di idrogeno rinnovabile. Tramite questo documento, considerato il contesto storico-politico in cui è stato concepito, si sancisce l'evoluzione dell'idrogeno da strumento per la decarbonizzazione a mezzo per la sicurezza energetica. L'Unione vede nell'idrogeno un vettore energetico che può essere prodotto autonomamente all'interno dei propri confini, o importato da una più vasta platea di potenziali paesi produttori, diminuendo la dipendenza dai singoli stati.

Come obiettivo al 2030 il Piano pone l'installazione di 120 GW di elettrolizzatori, aumentando di tre volte il target precedente. Insieme al contributo dell'importazione, questo comporterebbe una più rapida sostituzione dell'idrogeno prodotto dal gas naturale con idrogeno rinnovabile, portando il contributo dell'idrogeno e di combustibili rinnovabili al 75% nel settore industriale al 2050. Allo stesso tempo si prevede un aumento dell'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti fino ad oltre il 5% dei consumi totali.
Inoltre, stabilisce una lista di azioni regolatorie per accelerare l'integrazione dell'idrogeno nel settore energetico, tra cui l'introduzione di obiettivi nel settore industriale e dei trasporti e la definizione di requisiti tecnici per il riconoscimento della produzione di idrogeno rinnovabile.
Da un punto di vista infrastrutturale l'attenzione è riservata alle strutture di ricezione portuali, come ad esempio la possibilità di riconversione dell'idrogeno dall'ammoniaca, e il trasporto a utilizzatori industriali in aree limitrofe. La Commissione conferma la propria posizione di cautela riguardo il *blending* dell'idrogeno nella infrastruttura gas.

L'importazione dell'idrogeno, per non incorrere nuovamente in una forte dipendenza da uno stato esportatore, dovrà essere diversificata. Per questo la commissione supporta lo sviluppo di tre corridoi di import: il Mediterraneo, il Mare del Nord e, quando la situazione lo permetterà, l'Ucraina. Gli accordi faciliteranno l'importazione di idrogeno rinnovabile, supportando allo stesso tempo la decarbonizzazione degli stati partner.

2.4 Linee guida per la Strategia Italiana Idrogeno

A fine 2023 l'Italia non ha ancora presentato una strategia dedicata per l'idrogeno, ma solo delle linee guida preliminari nel novembre 2020.
Il Governo italiano ha pubblicato nel novembre 2020, il documento Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari [8]. RSE è stata coinvolta nell'analisi della consultazione aperta

successivamente ai soggetti interessati e agli *stakeholder*, oltre che alla formulazione degli scenari e delle indicazioni di base per la costruzione della strategia nazionale di sviluppo dell'idrogeno [9] [10]. Tuttavia, a fine 2023 un documento che riporti tale strategia non risulta ancora pubblicato. Sono attesi sviluppi per inizio 2024.

Il documento del 2020 contenente le linee guida, rappresenta una visione di alto livello sul ruolo che l'idrogeno potrà avere nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano, e presenta le possibili applicazioni nel medio e lungo termine.

Le linee guida seguono in parte le indicazioni presenti nella strategia europea, ma con delle differenze:

- Non viene confermata esplicitamente la priorità per l'idrogeno prodotto da elettrolisi. Il documento si riferisce spesso a idrogeno "*low carbon*", includendo anche i processi basati su combustibili fossili con cattura e uso (o stoccaggio) dell'anidride carbonica (*Carbon Capture, Utilization and Storage*, CCUS). Nella strategia europea è previsto il ricorso a questa tecnologia "da usare temporaneamente nel breve periodo", a differenza della strategia italiana dove non viene menzionato un orizzonte temporale;
- differenza nel trattamento del *blending*: nel documento europeo vengono indicati dubbi sul *blending*, sia tecnologici che economici. Nel documento italiano vengono invece sottolineate solo le opportunità derivanti dalla produzione di idrogeno (incluso quello prodotto a "basse emissioni") e dalla sua immissione nella rete gas fino al 2% in modo indistinto, non facendo accenno a possibili aspetti negativi;
- altra differenza è l'introduzione dell'utilizzo dell'idrogeno come combustibile per il calore nel settore residenziale e commerciale, in competizione con le pompe di calore.

Le linee guida individuano due orizzonti temporali sui quali indicare i possibili sviluppi. Un orizzonte di breve termine al 2030, dove l'utilizzo di idrogeno è limitato in applicazioni selezionate, ed uno di lungo termine al 2050 dove è indicato un utilizzo ampio del vettore all'interno del sistema energetico.

Le applicazioni selezionate per i possibili utilizzi al 2030 sono:

- Camion a lungo raggio a celle a combustibile: si prevede una penetrazione di almeno il 2% nel parco italiano, richiedendo uno sviluppo infrastrutturale per il rifornimento. Una tratta individuata per un primo sviluppo delle stazioni di rifornimento è l'autostrada A22 Modena-Brennero.
- Treni: è un settore con potenziale in quanto un terzo delle linee ferroviarie in Italia non sono elettrificate, e metà di queste potrebbero essere riconvertite ad idrogeno entro il 2030, sfruttando anche il ricambio previsto per la flotta alimentata a diesel. Potrebbero essere individuate sinergie con il settore dei camion per l'infrastruttura di rifornimento.
- Chimica e raffinazione: unico settore dove è già presente una domanda di idrogeno (come materia prima), rappresentante l'1% degli impieghi finali. Individuato come uno dei settori più promettenti per l'introduzione di idrogeno a basse emissioni.
- Miscelazione nella rete gas: è prevista una "plausibile introduzione" generalizzata dell'idrogeno nella rete gas, fino al 2% (non è specificato se in termine di massa o volume). Viene indicato come questo possa contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione e stimolare il mercato dell'idrogeno. Viene ipotizzato un possibile utilizzo dell'energia di surplus generata dalle fonti rinnovabili per la produzione di idrogeno rinnovabile.

In base a tali applicazioni si prevede una penetrazione dell'idrogeno negli impieghi finali che al 2030 sale dal 1% attuale al 2%. Per soddisfare parte di questa domanda è prevista l'installazione

di circa 5 GW di capacità di elettrolizzatori. Per sostenere la domanda elettrica è previsto un supporto del Governo italiano sia tramite schemi di incentivi che tramite lo snellimento della regolamentazione sull'autorizzazione all'installazione di capacità di produzione di energia rinnovabile e di elettrolizzatori.
Per soddisfare la domanda di idrogeno rimanente sono previste delle integrazioni tramite importazioni dall'estero o produzione di idrogeno da fonti fossili con cattura di anidride carbonica.

Una maggiore domanda prevista al 2050 espande i possibili settori di utilizzo dell'idrogeno all'interno del sistema energetico. In analogia alla strategia europea, si prevede uno sviluppo nel settore del calore ad alta temperatura nell'industria, dei trasporti a lunga distanza e dello stoccaggio stagionale dell'energia elettrica. Viene introdotto come possibile settore aggiuntivo quello del riscaldamento nei settori residenziale e commerciale, in competizione con le più efficienti pompe di calore: questo richiederebbe inoltre un'infrastruttura capillare di trasporto e distribuzione di idrogeno, con la necessità di una progressiva riconversione all'idrogeno dell'esistente rete gas.

Per la produzione e trasporto di idrogeno rinnovabile vengono indicati tre possibili modelli teorici, in funzione dell'applicazione:

- Produzione totalmente in loco: gli impianti rinnovabili e gli elettrolizzatori sono installati accanto al punto di consumo. È l'opzione con i minori costi di trasporto, ma richiede spazio a disposizione.
- Produzione in loco con trasporto di energia elettrica: gli impianti rinnovabili sono installati in zone ad alto potenziale energetico. L'energia elettrica è poi trasportata tramite la rete elettrica fino al luogo di consumo, dove sono presenti gli elettrolizzatori.
- Produzione centralizzata con trasporto di idrogeno: rispetto alla soluzione precedente, gli elettrolizzatori sono localizzati insieme agli impianti rinnovabili. L'idrogeno prodotto viene poi trasportato all'utilizzatore tramite tubazioni (tramite *blending* o infrastruttura dedicata) o altre soluzioni (ad esempio con carri bombolai).

2.5 Strategie Nazionali a livello Europeo

All'interno delle Linee Guida per la Strategia Nazionale Idrogeno, pubblicate a novembre 2020, si prevedeva la pubblicazione della Strategia Nazionale al principio dell'anno successivo. A fine 2023, seppur indicazioni politiche sono state programmate all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR, v. sezione successiva) e del nuovo PNIEC, la Strategia non è stata ancora pubblicata, in controtendenza con la maggior parte delle nazioni europee.
Come riepilogato in figura 2.1, gli Stati che al dicembre 2023 hanno pubblicato la propria Strategia Nazionale per l'Idrogeno sono: Austria, Belgio, Croazia, Repubblica Ceca, Danimarca, Francia, Germania, Ungheria, Irlanda, Lussemburgo, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Slovacchia, Portogallo, Romania, Spagna, Svezia, Regno Unito. Oltre all'Italia, gli Stati europei che non hanno la Strategia sono: Bulgaria, Cipro, Estonia, Finlandia, Grecia, Lettonia, Lituania, Malta, Slovenia.

Figura 2.1 – Panoramica degli Stati europei in possesso di una Strategia nazionale per l'idrogeno a fine 2023.

Le varie politiche nazionali hanno diversi approcci e motivazioni, con conseguente eterogeneità nelle strategie e indicazioni sull'idrogeno. Si vedono preferenze diverse sulla qualità e provenienza dell'idrogeno: approcci estremi sono quelli di Germania e Spagna da una parte e Norvegia dall'altra, dove le prime puntano fortemente sull'idrogeno rinnovabile, mentre la seconda sulla produzione di idrogeno da fonti fossili con cattura dell'anidride carbonica. L'Italia (per quanto dichiarato) e gli altri stati europei, hanno invece un approccio di tipo intermedio. Per quanto riguarda il posizionamento in un mercato internazionale dell'idrogeno, la Germania si pone in una posizione di importatore netto, la Spagna ad essere esportatore verso gli altri Stati Membri, l'Italia a rappresentare un hub energetico grazie alla sua posizione centrale nel mediterraneo. Paesi come la Francia, Polonia e Svezia hanno invece una visione prettamente nazionale della strategia, dove non sono previsti scambi importanti con l'estero. Infine, si evidenziano approcci diversi anche per quanto riguarda la prioritizzazione degli interventi. L'Austria (Figura 2.2) ha indicato chiaramente quali sono i settori dove è efficiente usare l'idrogeno e quali no, seguendo un approccio per cui il vettore è da utilizzare solo per le applicazioni dove può sfruttare pienamente le proprie caratteristiche. Italia (Figura 2.3) e Polonia, al contrario, non hanno indicato priorità nell'utilizzo dell'idrogeno. Sono poste sullo stesso piano applicazioni dove il vettore si presenta come una delle poche soluzioni per la decarbonizzazione e altre nelle quali, invece, sarebbe in competizione con altre tecnologie (come il caso citato del riscaldamento civile).

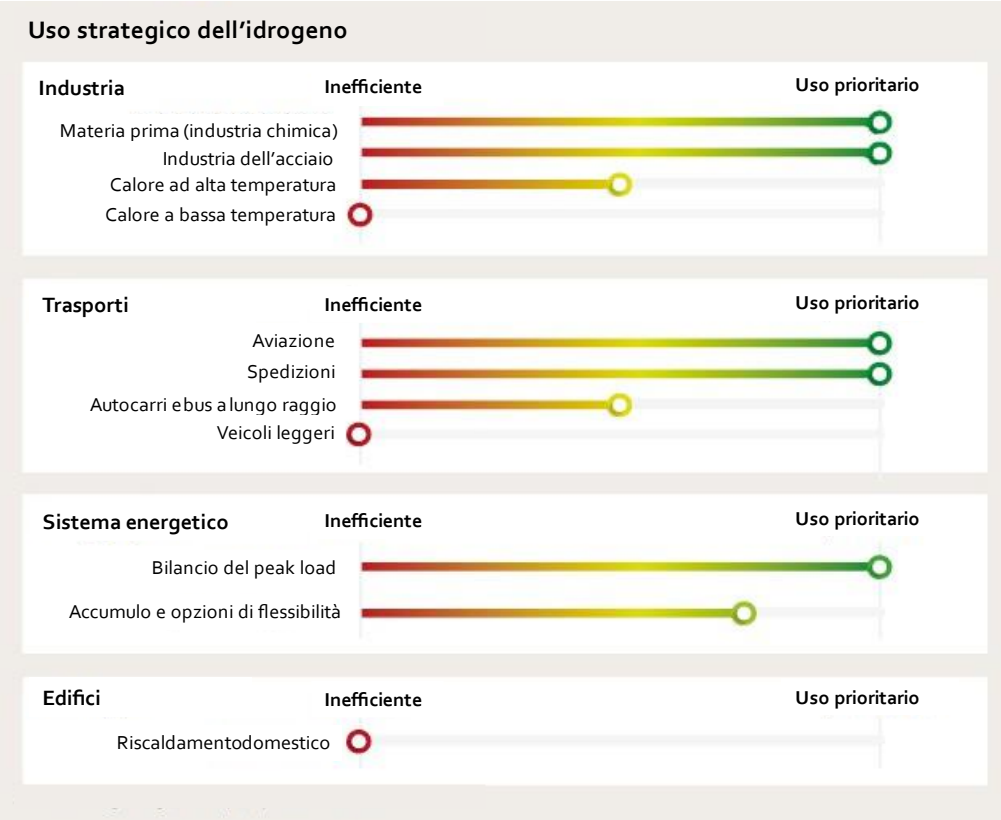

Figura 2.2 – Utilizzo strategico dell'idrogeno all'interno del piano austriaco (tradotto da [11]).

Figura 2.3 – Possibili utilizzi dell'idrogeno all'interno delle linee guida italiane [8].

2.6 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Tramite il piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) [12] il Governo italiano mira ad illustrare alla Commissione Europea la pianificazione degli investimenti dei fondi che verranno stanziati all'interno del programma Next Generation EU. Per il finanziamento del PNRR italiano sono stati

messi a disposizione dall'Unione Europea 191,5 mld di euro, di cui 68,9 mld a fondo perduto, e 122,6 mld tramite prestiti.
L'Italia è vincolata con le istituzioni UE al completamento delle misure nei termini previsti, pena la mancata erogazione dei fondi. Un processo di verifica, in capo alla commissione europea, avviene ogni sei mesi.

All'interno delle sei Missioni del PNRR sono due quelle interessate da interventi legati all'idrogeno: la Missione 2 "Rivoluzione Verde e transizione ecologica", e la Missione 4 "Istruzione e ricerca".

All'interno della Missione 2, Componente 2 "Energia Rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità sostenibile", nell'ambito di intervento 3 "Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno", sono incentrate la maggior parte delle azioni relative all'idrogeno, con un finanziamento di 3,19 mld di euro. L'obiettivo principale, seguendo la strategia europea, è quello di introdurre l'utilizzo dell'idrogeno in quei settori che non è possibile decarbonizzare tramite elettrificazione.
Questo si riflette in diverse linee di investimento:

- produzione in aree industriali dismesse (500 mln€): in questa linea si mira a finanziare lo sviluppo delle *hydrogen valley*, aree industriali dove si concentra produzione ed utilizzo dell'idrogeno. Possono essere una buona possibilità per contenere i costi, perché posseggono già le infrastrutture energetiche e solitamente sono posizionate in luoghi strategici. Gli elettrolizzatori saranno installati in loco e il trasporto di H_2 sarà su scala locale.
- Utilizzo di idrogeno in settori *hard-to-abate* (2 mld€): è per distacco la linea dove si è deciso di investire maggiormente in questo ambito di intervento. L'obiettivo è quello di sviluppare competenze e nuove tecnologie in modo competitivo. Include sia i processi che utilizzano l'idrogeno e suoi possibili derivati come materia prima che quelli che utilizzano alte temperature. I settori interessati sono chimico, petrolifero, acciaio, cemento, vetro, e carta. Particolarmente strategico il settore dell'acciaio, dove l'Italia è il secondo produttore europeo dopo la Germania.
- Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (830 mln€): si mira a promuovere la costruzione di stazioni di rifornimento di idrogeno indirizzate al trasporto a lungo raggio tramite autocarri.
- Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario (300 mln€): per questa sperimentazione si mira alla sostituzione dei treni diesel sulle linee non elettrificate. Il progetto include la produzione di idrogeno verde[2] in prossimità delle stazioni di rifornimento e lo sviluppo dell'intera catena di produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno.
- Ricerca e sviluppo sull'idrogeno (160 mln€): questo investimento mira a migliorare la conoscenza delle tecnologie legate all'idrogeno in tutte le fasi: produzione, stoccaggio e distribuzione.

L'ambito di intervento 5 della stessa Componente "Sviluppare una leadership internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione" contiene la linea di investimento 2 "Idrogeno" che prevede un finanziamento di 450 mln€ e comprende l'installazione di 5 GW di elettrolizzatori al 2030 per lo sviluppo del mercato dell'idrogeno e lo sviluppo delle celle a combustibile per autocarri.

[2] *Per la classificazione cromatica della produzione dell'idrogeno v. Paragrafo 3.2.2*

In Tabella 2.1 sono riportati gli investimenti di cui sopra, con indicazioni sulla pubblicazione del bando e gli eventuali esiti:

Tabella 2.1 – Investimenti del PNRR in materia idrogeno.

Linea di intervento		Stanziamento	Bando pubblicato (al 31/12/2023)	Progetti selezionati
M2C2I3.1	Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse (hydrogen valleys)	500 MLN	sì	54
M2C2I3.2	Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate	2 MLD	sì	-
M2C2I3.3	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	830 MLN	sì	40
M2C2I3.4	Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300 MLN	sì	8
M2C2I3.5	Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	160 MLN	sì	22 + accordo MASE-ENEA (con CNR e RSE)
M2C2I5.2	Idrogeno	450 MLN	sì	In attesa di approvazione della commissione europea

Oltre agli investimenti, il PNRR include anche linee di riforma da portare avanti riguardo all'idrogeno:

- semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno (Tabella 2.2);

Tabella 2.2 – Interventi normativi ed enti designati previsti dal PNRR.

Interventi normativi	Ente
Emissione di norme tecniche di sicurezza su produzione, trasporto, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno	Decreti del ministero dell'interno e Ministero della transizione ecologica
Semplificazione amministrativa per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde	Costituzione di uno sportello unico per la concessione di autorizzazione a costruire e gestire impianti di produzione di idrogeno su piccola scala da RES
Regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete	Emanazione ARERA
Sistema di Garanzie di Origine per l'idrogeno rinnovabile al fine di dare segnali di prezzo ai consumatori	Emesso da ARERA e GSE
Misure per consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc.	*Tramite accordo tra ministero della transizione ecologica e il ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibile*

- misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno: comprende misure di stimolo per la produzione ed il consumo di idrogeno. In particolare, include l'emanazione di incentivi fiscali per il sostegno alla produzione di idrogeno verde in considerazione del suo impatto ambientale neutro, all'interno di un progetto più ampio di revisione generale della tassazione dei prodotti energetici e delle sovvenzioni inefficienti ai combustibili fossili (vedi Paragrafo 3.5); misure per la diffusione del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti.

2.7 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Nel luglio del 2023 il governo italiano ha inviato alla Commissione Europea la proposta di aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [13]. Rispetto alla versione precedente, prodotta nel 2019, il nuovo PNIEC nasce in un contesto energetico-politico differente. Da una parte la pandemia mondiale del COVID-19 e l'emergenza energetica per la guerra in Ucraina hanno avuto conseguenze macroeconomiche significative, come strozzature negli approvvigionamenti o aumento dell'inflazione; dall'altra hanno portato a fondi aggiuntivi per la transizione energetica, tramite i finanziamenti del PNRR e del REPowerEU.

In Tabella 2.3, è riportata una sintesi degli utilizzi più significativi dell'idrogeno 2030:

- nel settore dei trasporti è previsto un utilizzo al 2030 in autobus, trasporto pesante e treni a idrogeno, tramite utilizzo diretto o carburanti derivati;
- nei settori *hard-to-abate* dell'industria, come la raffinazione, il cartario, la siderurgia tra le principali. Sull'utilizzo nel settore civile, presentato nella strategia nazionale, viene fatto un passo indietro, preferendo l'utilizzo di pompe di calore;

Tabella 2.3 – Domanda di idrogeno per settori energetici al 2030 secondo la bozza PNIEC [13].

Settore	Quantità H_2 - 2030
	Mton
Industria	0,115
Trasporti	0,136
di cui aviazione/navigazione	*0,010*
TOTALE	0,251

L'obiettivo è produrre l'80% della domanda di idrogeno su territorio nazionale, integrando la quantità rimanente tramite importazione. Maggiore importanza viene data alla produzione di idrogeno da fonti fossili con cattura della anidride carbonica, vista come indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Anche per questo motivo la capacità di elettrolizzatori necessaria per la produzione di idrogeno di cui sopra è calcolata pari a 3 GW, al ribasso rispetto ai 5 GW indicati precedentemente nel PNRR. La capacità è stata definita ipotizzando un *load factor* del 40%, ottenendo una richiesta di energia elettrica per la produzione di idrogeno rinnovabile al 2030 pari a 10 TWh.

Per quanto riguarda gli ambiti della ricerca, si confermano le linee del PNRR. Inoltre, con la reintroduzione nel PNIEC di attività riguardanti l'energia nucleare, sono previste linee di ricerca sulla produzione di idrogeno da tale fonte.

Come principale politica di promozione dell'idrogeno rinnovabile è previsto un meccanismo che garantirà la copertura dei costi di funzionamento degli impianti di produzione – meccanismo che, a fine 2023, non è stato ancora stabilito.

3 - PRODUZIONE

Nel percorso regolatorio europeo l'attenzione è principalmente dedicata alla produzione di idrogeno tramite processo di elettrolisi da energia rinnovabile, descritto estesamente in questo capitolo.
La produzione di idrogeno da elettrolisi avviene all'interno degli impianti *power-to-gas*, ossia impianti che utilizzano elettricità per la produzione di un gas, che può essere idrogeno o metano sintetico. La produzione di idrogeno è ottenuta tramite la sola reazione di elettrolisi, mentre per la produzione di metano sintetico è necessario un ulteriore passaggio, la metanazione, che combina idrogeno e anidride carbonica.

In primo luogo, è importante fare chiarezza sulla definizione di idrogeno rinnovabile, individuando quali sono i requisiti tecnici richiesti per un impianto di produzione affinché l'idrogeno prodotto possa ricadere in questa categoria.

In seguito, il capitolo analizza l'inquadramento regolatorio della produzione di idrogeno all'interno della legislazione europea e italiana. In particolare, in quanto elemento trasversale tra diversi settori energetici, le casistiche in cui un impianto *power-to-gas* può considerarsi consumatore o produttore.

L'inquadramento della produzione di idrogeno ha poi importanti conseguenze sulla possibilità di possedere e operare impianti *power-to-gas* da parte degli operatori di rete dei settori dell'elettricità e del gas, secondo le regole dell'*unbundling*, e sull'accesso a possibili incentivi europei e nazionali che mirano allo sviluppo di tale settore.

3.1 Le configurazioni del *power-to-gas*

Gli impianti *power-to-gas* contengono al loro interno la trasformazione di energia elettrica in un altro vettore energetico di forma gassosa, con la possibilità di accumulo intermedio di tale vettore. Per definizione sono quindi elementi trasversali tra i due diversi sistemi energetici, con una struttura versatile che permette di avere molteplici prodotti finali.

Il primo elemento di un impianto *power-to-gas* è l'elettrolizzatore che, alimentato da energia elettrica, scinde l'acqua in ingresso in idrogeno e ossigeno molecolari. L'energia elettrica in ingresso può essere prelevata dalla rete, oppure prodotta tramite impianti alimentati a fonti rinnovabili.
L'idrogeno prodotto può essere utilizzato direttamente, immagazzinato oppure essere trasformato.
Tramite la metanazione, ovvero la reazione tra idrogeno e anidride carbonica, è possibile produrre del metano sintetico, gas con caratteristiche del tutto analoghe a quelle del gas naturale.
In entrambi i casi è possibile utilizzare il gas (idrogeno o metano sintetico) per produrre nuovamente energia elettrica. In questi casi si parla di impianti *power-to-gas-to-power*, la cui efficienza complessiva è, tuttavia, molto contenuta (intorno al 36%[3]).
In aggiunta, è possibile accumulare energia all'interno del processo sotto forma di tutti i vettori disponibili (elettrico, idrogeno, metano sintetico) in vari punti della catena.
Nella Figura 3.1 sono indicate le principali possibilità di produzione tramite un impianto *power-to-gas* e successivi utilizzi.

[3] *Considerando un rendimento di elettrolisi del 60%, un rendimento di celle a combustibile del 60%, ed escluse le perdite per l'accumulo*

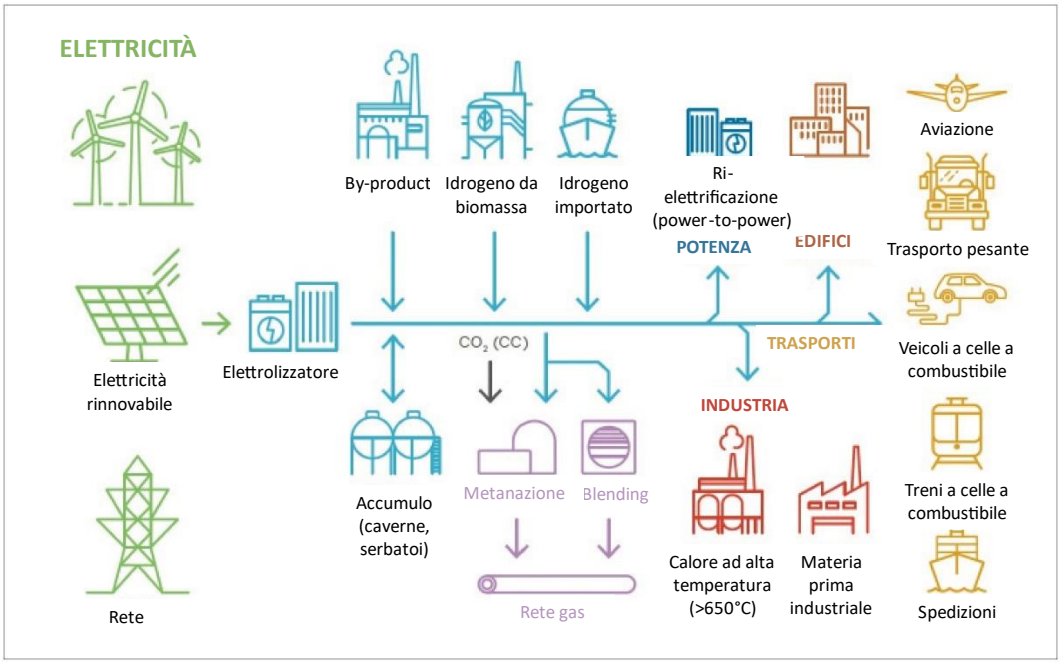

Figura 3.1 – Le possibili configurazioni di un processo *power-to-gas* e utilizzi finali (tradotto da [14]).

3.2 Definizione di idrogeno rinnovabile

3.2.1 Definizione europea

La strategia europea per l'integrazione dei sistemi energetici, presentata nel Capitolo 2, prevede un ruolo significativo per l'idrogeno nel sistema energetico del futuro. A livello comunitario, la direzione sul lungo periodo è rivolta verso l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili, aprendo alla possibilità di un idrogeno a basse emissioni di carbonio solo per un periodo di transizione. Risulta quindi di fondamentale importanza chiarire le definizioni di idrogeno rinnovabile e idrogeno a basse emissioni di carbonio, e stabilire criteri e metodologie per valutare le emissioni equivalenti relative alla produzione di idrogeno.

Per fare chiarezza su questi concetti i documenti di riferimento sono i Regolamenti Delegati (UE) 2023/1184 [15] e (UE) 2023/1185 [16] della commissione europea, e la comunicazione EU COM/2021/803 (Proposta di direttiva del parlamento europeo e del consiglio relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno) [17].
Nel Regolamento Delegato 2023/1184 vengono esplicitati i requisiti tecnici per la produzione di idrogeno rinnovabile, mentre nel 2023/1185 le metodologie per il calcolo della riduzione delle emissioni rispetto al combustibile che vanno a sostituire. Nella proposta di direttiva è invece contenuta la definizione di idrogeno a basso contenuto di carbonio (Art. 2, comma 10), dove viene esplicitata una soglia di riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70%.

In particolare, in questo paragrafo sono trattati i criteri riportati all'interno del primo Regolamento Delegato, presentato a febbraio 2023. Tale documento indica le condizioni affinché l'idrogeno, carburanti derivati dall'idrogeno o altri vettori energetici possono essere considerati rinnovabili, rientrando così nella categoria di RFNBO (*Renewable Fuel of Non-Biological Origin*), ovvero combustibili il cui contenuto energetico sia derivato da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa, secondo la definizione contenuta all'interno dell'articolo 2 comma 36 della direttiva UE 2023/2413

sulla promozione dell'energia da fonte rinnovabili (direttiva "RED III", approfondita nel Capitolo 5) [18][4].
All'interno del documento, la Commissione sostiene come sia particolarmente importante limitare l'utilizzo dell'energia prelevata dalla rete alla sola energia rinnovabile, in quanto un idrogeno prodotto tramite elettrolisi usando energia elettrica da fonte fossile avrebbe un'emissione maggiore rispetto ad un idrogeno prodotto con i metodi tradizionali da fonti fossili. Tale tesi è avvalorata anche dall'Agenzia internazionale dell'energia, nel suo Global Hydrogen Review [19], come illustrato in Figura 3.2.

Figure 3.15 Comparison of the emissions intensity of different hydrogen production routes, 2021

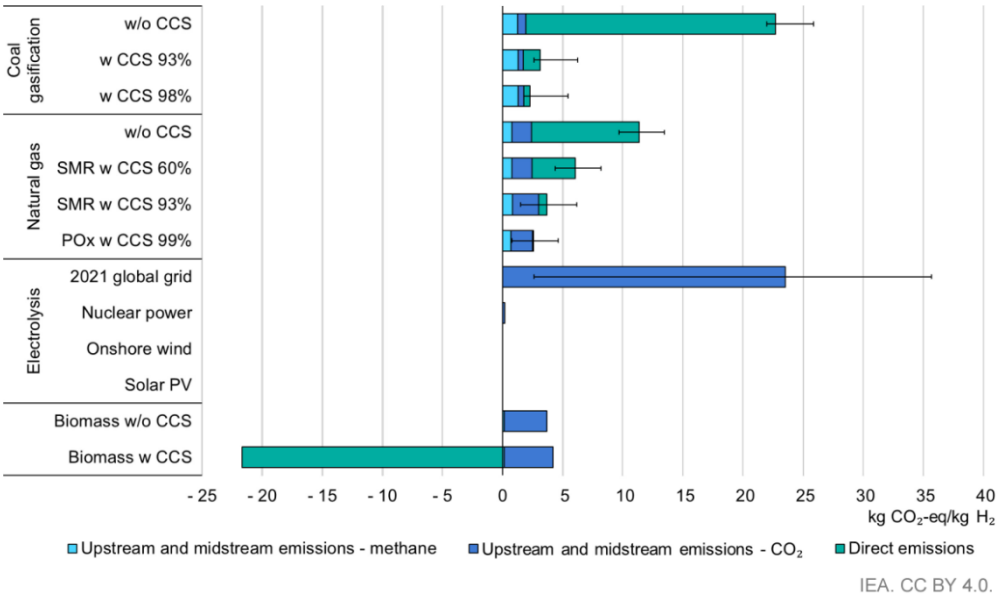

Figura 3.2 – Confronto dell'intensità energetica tra diverse metodi di produzione di idrogeno [19, p. 89].

Secondo i Regolamenti Delegati, l'origine rinnovabile dell'idrogeno prodotto può essere garantita con il rispetto di alcuni criteri, in particolare:

- addizionalità: la produzione deve avvenire attraverso un impianto rinnovabile di nuova installazione. Con questo criterio si vuole evitare che l'energia rinnovabile utilizzata per produrre idrogeno venga sottratta a precedenti consumatori, che si vedrebbero costretti a virare verso altra energia – anche prodotta a partire dai combustibili fossili;
- contemporaneità: la produzione di energia da fonti fossili deve avvenire all'interno di uno stesso intervallo temporale rispetto alla produzione di idrogeno. L'obiettivo è quello di non avere curve di produzione ed utilizzo disaccoppiate, che risulterebbero in un uso di energia dalla rete prodotta potenzialmente da fonti fossili per soddisfare la domanda dell'elettrolizzatore al momento dell'utilizzo;
- correlazione geografica: la produzione di energia elettrica e la produzione di idrogeno devono essere ubicate in zone per cui lo scambio di energia non crei congestioni sulla rete. In caso contrario si richiederebbe un'operazione di ridispacciamento e sarebbe necessario attivare delle risorse di flessibilità, potenzialmente fossili, per la produzione di idrogeno.

[4] *La definizione all'interno della direttiva RED III aggiorna quella presente all'interno della direttiva precedente (UE 2018/2001), dove lo scopo dei RFNBO era limitato esclusivamente al settore dei trasporti*

Nel caso di diretta connessione con un impianto rinnovabile, il controllo relativo ai precedenti criteri si semplifica e vanno verificate le seguenti condizioni:

- l'elettrolizzatore è direttamente collegato all'impianto rinnovabile con una linea diretta;
- l'impianto rinnovabile è entrato in funzione non prima di 36 mesi rispetto all'elettrolizzatore;
- nel caso in cui l'installazione rinnovabile è connessa alla rete, la presenza di uno *smart meter* deve dimostrare che l'energia utilizzata dall'elettrolizzatore non proviene dalla rete.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno rinnovabile con energia elettrica proveniente dalla rete, è necessario esplicitare in quale modo i criteri di addizionalità, contemporaneità e correlazione geografica vengano rispettati:

- addizionalità:
  - la produzione di energia rinnovabile deve avvenire in una propria installazione, o tramite un contratto *Power Purchase Agreement (PPA)*[5] dove:
    - l'impianto di generazione a fonte rinnovabile è entrato in esercizio non più di 36 mesi prima dell'impianto di produzione di idrogeno;
    - l'impianto a fonte rinnovabile non ha ricevuto sostegno sotto forma di aiuti al funzionamento o agli investimenti.
  - tale misura è da applicare ad impianti entranti in funzione a partire dal 1° gennaio 2028. Nel caso in cui l'elettrolizzatore entri in funzione prima di tale data, si potrà sfruttare un'eccezione a questo criterio fino al 1° gennaio 2038;
- contemporaneità:
  - la produzione di energia rinnovabile deve avvenire all'interno dello stesso periodo di funzionamento dell'elettrolizzatore (oppure l'energia elettrica deve essere reimmessa in rete da un nuovo impianto di accumulo, localizzato dietro lo stesso punto di connessione dell'elettrolizzatore o dell'impianto di generazione, che si è ricaricato durante lo stesso mese di produzione dell'energia):
    - fino al 31 dicembre 2029, l'energia utilizzata dovrà essere stata prodotta nello stesso mese dell'utilizzo da parte dell'elettrolizzatore;
    - a partire dal 1° gennaio 2030, il criterio diventa più stringente, limitando l'orizzonte di produzione non più allo stesso mese ma alla stessa ora;
  - questo periodo di transizione è stato inserito in seguito a critiche riguardanti il fatto che questo criterio penalizzerebbe fortemente le ore di utilizzo e, di conseguenza, aumenterebbe il costo dell'idrogeno rinnovabile prodotto. Ciò si inserisce anche all'interno del contesto di potenziale competizione internazionale che i produttori potrebbero affrontare nei prossimi anni. Ad esempio, nell'*Inflaction Reduction Act* [20] i produttori di idrogeno degli Stati Uniti d'America possono beneficiare di incentivi per la produzione di idrogeno rinnovabile, quando esso è prodotto all'interno dello stesso mese rispetto all'equivalente produzione di energia elettrica rinnovabile;
- correlazione geografica:
  - la capacità rinnovabile della quale l'elettrolizzatore sta utilizzando l'energia prodotta deve essere alternativamente:
    - nella stessa zona di mercato;
    - in una zona di mercato interconnessa (anche in un altro Stato Membro) a patto che il prezzo nel mercato *day-ahead* nella zona di utilizzo sia inferiore o uguale a quella di produzione;

[5] *Il Power Purchase Agreement (PPA) è un contratto di lungo termine tra produttore e consumatore di energia elettrica, generalmente di grandi dimensioni.*

        - all'interno di una zona *offshore* interconnessa con quella dell'elettrolizzatore;
    - l'obiettivo è quello di non utilizzare tale energia quando è presente una congestione nella direzione del flusso richiesto dall'elettrolizzatore (con conseguenza disaccoppiamento delle zone di mercato.).

Alcune eccezioni sono concesse nel caso in cui:

- l'elettrolizzatore sia installato in una zona di mercato dove all'interno di uno dei cinque anni precedenti la quota rinnovabile nel mix energetico ha raggiunto almeno il 90%:
    - non sono necessari altri criteri. Infatti, l'introduzione di nuova capacità rinnovabile potrebbe addirittura essere dannosa per la stabilità della rete, e si presume che l'energia utilizzata sia già con basse emissioni equivalenti;
    - l'elettrolizzatore ha la possibilità di produrre idrogeno rinnovabile per una percentuale di ore annue uguale alla percentuale di energia rinnovabile nel mix energetico in esame;
- seguendo lo stesso criterio, quando l'elettrolizzatore sia installato in una zona di mercato dove all'interno di uno dei cinque anni precedenti l'intensità emissiva è stata minore di 18g CO2eq/MJ:
    - in questo caso rimarrebbero da soddisfare i criteri di correlazione temporale e spaziale, mentre è sufficiente firmare un contratto di fornitura di PPA rinnovabile senza dover soddisfare il criterio di addizionalità;
- quando il prezzo di *clearing* nella zona di mercato di riferimento è minore di 20 €/MWh oppure minore del costo dell'emissione equivalente di anidride carbonica moltiplicato per un fattore di 0.36:
    - risulta non necessario rispettare il criterio di contemporaneità;
- l'energia elettrica assorbita dall'elettrolizzatore sarebbe stata oggetto di *curtailment* in seguito ad una congestione della rete.

3.2.2 La classificazione cromatica

All'interno del dibattito scientifico e regolatorio, e soprattutto all'interno del linguaggio industriale, è utilizzata un'ulteriore classificazione dell'idrogeno, che associa metodi di produzione a colori [21]. Seppure la Commissione e il Parlamento europeo si siano allontanati da tale classificazione [22], a favore delle definizioni di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni viste nel paragrafo precedente, essa continua ad essere presente in altri documenti politici, come ad esempio la Bozza PNIEC di cui al Paragrafo 2.7.

La classificazione cromatica identifica le tecnologie di produzione come segue:

- idrogeno nero: prodotto dalla gassificazione del carbone bituminoso;
- idrogeno marrone: prodotto dalla gassificazione della lignite;
- idrogeno grigio: prodotto da gas fossile tramite conversione elettrochimica;
- idrogeno blu: idrogeno grigio con cattura, uso o stoccaggio dell'anidride carbonica;
- idrogeno turchese: prodotto dalla pirolisi del metano;
- idrogeno rosa: prodotto da elettrolisi utilizzando elettricità di origine nucleare;
- idrogeno verde: prodotto da elettrolisi utilizzando elettricità di origine rinnovabile;
- idrogeno giallo: prodotto da elettrolisi, utilizzando elettricità prelevate dalla rete
- idrogeno bianco: contenuto in giacimenti geologici.

Figura 3.3 – Classificazione cromatica della produzione di idrogeno (tradotto da [21])

3.3 Inquadramento regolatorio

In questo paragrafo si analizza se, a livello regolatorio, un impianto *power-to-gas* ricade all'interno di una precisa definizione legale. Inoltre, dal momento che i suoi processi implicano una conversione da energia elettrica ad una forma gassosa (idrogeno o metano sintetico), è importante definire se, sempre da un punto di vista regolatorio, un impianto di questo tipo si può considerare consumatore di energia elettrica e produttore di gas (o nuovamente di energia elettrica se in configurazione *power-to-gas-to-power*).

Da un punto di vista legislativo il *power-to-gas* non è definito in maniera chiara e dedicata. Di conseguenza, la classificazione legale di impianti *power-to-gas* deve essere determinata a partire dalle definizioni esistenti di accumulo di energia, utilizzo finale o produzione.

All'interno del più aggiornato quadro normativo italiano, un impianto *power-to-gas* ricade all'interno della definizione di accumulo. Infatti, nel decreto legislativo 210/2021 [23], recependo le indicazioni della direttiva UE 2019/944 [24], relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, la fattispecie dell'accumulo viene aperto anche ad altre forme di energia. Lo stoccaggio di energia viene definito all'articolo 3 comma 6 del decreto come "il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione ovvero la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica ovvero l'uso sotto forma di un altro vettore energetico". La definizione apre all'utilizzo sotto forma di gas (idrogeno o metano sintetico) di un'energia precedentemente trasportata sotto forma di elettricità. Fino a tale recepimento, la definizione degli accumuli era contenuta nella delibera ARERA 574/2014/R/eel [25], dove venivano definiti come "un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica". Avendo come punto di partenza e di arrivo il solo vettore elettrico, sotto questa definizione un impianto *power-to-gas* avrebbe potuto ricadere all'interno della definizione di accumulo solo quando operante in modalità *power-to-gas-to-power*, cioè riconvertendo il gas in elettricità.

Di conseguenza, al momento è possibile affermare che per la normativa europea e italiana un impianto *power-to-gas* ricade nella definizione di stoccaggio.

La definizione di consumatore finale è presente nella normativa italiana all'art.2 del d.lgs 79/1999 (decreto "Bersani") [26], modificato dall'art 34 del d.lgs 93/2011 [27], dove il Cliente Finale è definito come "il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio". Di conseguenza, un impianto *power-to-gas*, così come un generico accumulo, ricadono in tale definizione. Tuttavia, definire un impianto di stoccaggio come un consumatore finale di energia può portare a critiche, in quanto in verità l'energia utilizzata non ha altro fine che non quello di posticipare l'utilizzo ad un altro momento e per un altro consumatore.

L'inclusione degli impianti *power-to-gas* all'interno della categoria degli utilizzatori finali o in quella degli accumuli energetici ha importanti conseguenze dal punto di vista del pagamento delle tariffe di rete e degli oneri generali sull'energia elettrica prelevata dalla rete (si rimanda al Paragrafo 3.5).

Per quanto riguarda il lato produzione, la ragione principale per cui è importante valutare se l'impianto *power-to-gas* rappresenta un'unità di produzione è legato all'*unbundling* degli operatori di rete del settore dell'elettricità e del gas, come indicato nel Paragrafo 3.4.

In assetto *power-to-gas-to-power*, è possibile affermare che l'impianto è considerato dalla normativa italiana come produttore di energia elettrica. Infatti, nella regolazione italiana non è presente una distinzione tra differenti tipologie di possibili produttori di energia elettrica. L'attuale codice di rete italiano [28] riporta la stessa definizione di produttore di energia elettrica del d.lgs 79/1999 [26], ovvero "Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di generazione". Conferma di ciò deriva dal trattamento degli accumuli elettrici come unità di produzione, all'interno della già citata delibera ARERA 574/2014/R/eel [25].

In caso di produzione di gas sintetico, la questione è più complessa e meno definita. Nel testo che descrive le regole del sistema gas italiano, ovvero il d.lgs 164/2000 (decreto "Letta") [29] si parla di "coltivazione" di gas, definita come l'estrazione di gas naturale da pozzi naturali. Nel 2011, tramite il d.lgs 93/2011 [27], è stata modificata tale definizione, con l'obiettivo di includere tipologie di gas diverse dal gas naturale. Il temine "coltivazione" è sostituito da "produzione", con l'obiettivo di estendere le norme del decreto "in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza", seguendo le indicazioni della Direttiva 2009/73 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale [30]. Inoltre, nel d.lgs 28/2011 [31] era stata indicata la definizione di biometano come "gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale", quindi non limitandolo a forme di origine biologica.
L'origine della CO_2 utilizzata nel processo di metanazione non è specificata, e per questo al momento l'unica categoria di gas prodotto da *power-to-gas* ricadente in modo univoco nella definizione di biometano è costituito dalla combinazione di elettricità rinnovabile e CO_2 da fonte rinnovabile.
Tuttavia, all'interno del decreto ministeriale del Ministero dello sviluppo economico del 18/12/2018 (decreto "biometano") [32], si categorizza la produzione di biometano come produzione di gas naturale. Questo, anche se una vera e propria regolamentazione del gas prodotto da *power-to-gas* non è presente nella normativa italiana, lascia intendere che nella visione di tale regolamentazione esso possa ricadere all'interno della produzione di gas.

In aggiunta a ciò, nel regolamento delegato (UE) 2023/1184 [15] viene definito come "produttore di carburante" un "operatore economico che produce carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto". La limitazione dei combustibili rinnovabili di origine non biologica al solo settore dei trasporti è stata poi eliminata dalla direttiva RED III [18].

3.4 Partecipazione da parte degli operatori delle reti di elettricità e gas

In seguito alla liberalizzazione dei mercati energetici, la legislazione europea divide le attività energetiche tra quelle afferenti ad un mercato competitivo (produzione, mercato e fornitura) e quelle attività che, per la loro natura di monopolio naturale, afferiscono ad un mercato regolato (trasmissione e distribuzione). In seguito al *Third Energy Package*[6], si è concluso il processo legislativo legato all'*unbundling*, ovvero la separazione delle varie fasi di mercato dalle operazioni delle imprese verticalmente integrate operanti dei settori dell'elettricità e del gas[7]. Questo implica l'impossibilità di un'azienda di operare sia nel mercato libero che in quello tutelato, nella direzione di una liberalizzazione del mercato dell'energia, con l'obiettivo di promuovere gli investimenti nell'infrastruttura, garantire un accesso equo alla rete e fornire trasparenza al consumatore.

L'approccio legislativo per quanto riguarda il *power-to-gas* segue il medesimo percorso: lo sviluppo del settore attraverso un mercato libero, con la possibilità di deroghe per i gestori di rete per una fase iniziale, seguendo l'approccio di *unbundling*. Questo argomento è trattato nel Paragrafo 4.1.2.

È importante, tuttavia, capire se nella trattazione regolatoria dell'idrogeno e del *power-to-gas* esiste spazio per una partecipazione in tale settore da parte di operatori delle infrastrutture dei settori dell'elettricità e del gas.

Come indicato nel paragrafo precedente, le installazioni *power-to-gas* possono rientrare all'interno della definizione di accumulo energetico secondo la Direttiva (UE) 2019/944 dei mercati elettrici [24]. Seguendo questo approccio, all'interno della stessa Direttiva si indica come la gestione di un accumulo è un'attività commerciale che in prima istanza deve essere separata dalle attività regolate, sia per quanto riguarda la distribuzione che per la trasmissione.
Tuttavia, un'apertura a possibili deroghe è concessa negli articoli 36 e 54. Affinché ciò sia possibile, si devono verificare le seguenti condizioni, valutate e verificate da parte dell'Autorità di regolazione:

- gli impianti sono necessari al gestore di sistema per adempiere agli obblighi di funzionamento efficiente, affidabile e sicuro della rete e non sono utilizzati per attività di compravendita di energia all'interno del mercato elettrico;
- a seguito di procedura di appalto non è emerso interesse di terze parti nel possedere e gestire tali impianti.

L'Autorità è successivamente responsabile di effettuare una consultazione pubblica almeno ogni cinque anni per valutare l'interesse di terze parti a investire in tali impianti.

---

[6] *Pacchetto regolatorio relativo al mercato dell'energia elettrica e del gas naturale adottato nel 2009.*

[7] *L'Allegato A "Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione" definisce un'impresa verticalmente integrata come <<con riferimento al settore dell'energia elettrica svolge almeno una delle attività di trasmissione dell'energia elettrica, dispacciamento dell'energia elettrica, distribuzione dell'energia elettrica o misura dell'energia elettrica e almeno una delle attività di produzione dell'energia elettrica, acquisto e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, vendita ai clienti finali dell'energia elettrica o attività elettriche estere>>.*

Per gli operatori di sistemi di trasmissione si aggiungono le indicazioni di dover comunicare la deroga concessa alla Commissione Europea e all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER).

Tali indicazioni sono state recepite nella legislazione italiana all'interno del d.lgs 210/2021 [23]. In particolare, con tale decreto è iniziato l'iter per definire il processo di sviluppo di capacità di stoccaggio in Italia, successivamente definito nella delibera ARERA 247/2023/R/eel. Secondo tale procedura, l'operatore di rete per la trasmissione di energia elettrica italiano, Terna, predispone una proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio, sottoposta all'approvazione del Ministero della Transizione Ecologica (adesso Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica). In seguito alla approvazione e alla procedura di assegnazione, qualora risultasse scoperta parte della capacità richiesta, Terna può sottomettere al Ministero un piano di realizzazione diretta, che sarà oggetto di verifica da parte dell'Autorità.
Alcune osservazioni riguardo tale recepimento sono:

- Terna ha pubblicato l'8 agosto 2023 il documento "Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica" [33]. Nel documento, una delle sette macrocategorie tecnologiche analizzate è lo stoccaggio chimico *power-to-gas-to-power*. Tuttavia, per quanto riguarda la prima asta, saranno ammesse solamente le categorie dello stoccaggio elettrochimico agli ioni di litio e lo stoccaggio idroelettrico, per merito della loro maggiore maturità tecnologica. Di conseguenza, impianti *power-to-gas* non potranno partecipare per il momento al meccanismo. L'aggiornamento di tale documento è previsto a cadenza biennale.
- Il DL 69/2023 [34] ha abrogato l'Art.18 comma 4 del DL 210/2021, che dava la possibilità a Terna di avanzare "un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, previo parere favorevole dell'ARERA", nel caso in cui parte della domanda non fosse coperta dalla offerta.

Per quanto riguarda il possibile interesse da parte di un operatore di rete del settore gas, lo spazio di manovra si riduce ulteriormente. Come si evince dal paragrafo precedente, la produzione di idrogeno, o gas naturale sintetico, da parte di un impianto *power-to-gas*, è paragonabile a quella del biogas. Seppur non ci fosse una indicazione diretta, l'interpretazione regolatoria già virava verso un'impossibilità per un operatore di rete del settore gas di esercire tali impianti. Inoltre, con la definizione di "operatore economico" per i produttori di combustibili rinnovabili di origine non biologica (tra cui rientra l'idrogeno), ogni dubbio è stato fugato circa questa possibilità.

In conclusione, si evince che per le regole dell'*unbundling* sussista da un punto di vista regolatorio l'impossibilità da parte degli operatori di rete di elettricità e gas di essere coinvolte nella proprietà ed esercizio di un impianto *power-to-gas*. L'unica apertura potrebbe provenire dall'introduzione degli impianti *power-to-gas* nella lista delle tecnologie di riferimento per lo sviluppo di capacità di accumulo nel caso in cui in seguito non si manifestasse interesse da parte del mercato all'effettiva realizzazione.

3.5 Incentivi sul prezzo dell'energia elettrica per elettrolisi

La classificazione vista nel Paragrafo 3.3 ha importanti conseguenze sull'aspetto della tassazione e del pagamento degli oneri di rete, in particolare per quanto riguarda la produzione di idrogeno. Infatti, in Italia è presente solo una tassazione sull'utilizzatore (le *L-charges* europee) e non sul produttore (le *G-charges* europee). Il pagamento delle tasse e degli oneri di rete è una barriera spesso menzionata per quanto riguarda l'esercizio di impianti *power-to-gas*, dove l'energia

immagazzinata di fatto subisce una doppia tassazione, una al momento dello stoccaggio e una al momento dell'utilizzo finale. Recentemente, sia a livello istituzionale che privato è stata individuata in questa doppia tassazione una delle barriere principali da abbattere per favorire lo sviluppo di questo settore (Strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico [1], *ACER-CEER white paper on the regulatory treatment of power to gas* [35], *EASE Recommendations on Sectoral Integration Through Power-to-Gas/Power-to-Liquid* [36]).

L'elettricità utilizzata dagli elettrolizzatori è il principale input energetico per gli impianti *power-to-gas*. I costi di esercizio di un impianto di conversione dell'energia elettrica in gas sono quindi determinati in gran parte dal prezzo pagato per l'energia elettrica. Il prezzo finale pagato dal consumatore è composto, oltre al costo dell'elettricità, dai costi dei servizi di rete, oneri e tasse.
In particolare, come analizzato in un precedente rapporto di RSE [37], il prezzo per il consumatore finale dell'energia elettrica è formato dalle componenti descritte nella seguente tabella:

Tabella 3.1 – Disaggregazione dei costi in bolletta.

Costo di approvvigionamento dell'energia sul mercato all'ingrosso	Comprende i costi della *commodity* elettrica, i costi di commercializzazione e di vendita
Costo dei servizi di dispacciamento	A copertura delle risorse acquisite dal gestore di rete (Terna) per garantire la gestione sicura ed efficiente del sistema elettrico
Costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura	Costi connessi alle infrastrutture necessarie per portare l'energia elettrica dalle centrali di produzione ai consumatori finali, e misurarne le quantità fornite
Oneri generali di sistema	Comprende gli oneri di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, che vengono pagati da tutti i clienti finali del servizio elettrico. Tra i principali, si può ricordare la componente a copertura degli incentivi dedicati agli impianti a fonte rinnovabile
Oneri fiscali	Accisa e imposta sul valore aggiunto (IVA)

Inoltre, la bolletta ha natura trinomia, ossia vi sono componenti in misura fissa, altre in funzione della potenza impegnata, e infine componenti variabili legate all'energia prelevata dalla rete.
Al momento, sono presenti dei meccanismi di incentivazione che, per promuovere l'utilizzo dell'energia elettrica per applicazioni di particolare interesse, scontano in parte o in toto gli oneri applicabili.
I meccanismi di incentivazione vigenti al momento sono:

- Esenzione per sistemi di accumulo (Delibera ARERA 547/2014);
- Esenzione per produzione di idrogeno verde (DM 21 settembre 2022).

La già citata delibera ARERA 547/2014/R/eel, relativa all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, prevede che per un un'unità di accumulo non sia previsto il pagamento dei corrispettivi per i servizi di rete e gli oneri generali. Infatti, al punto 4.2 a) equipara le unità di produzione costituite solo da sistemi di accumulo alle unità di pompaggio,

le quali sono esentate dal pagamento degli oneri di cui sopra dall'articolo 16 del Testo Integrato Trasporto [38].
Tuttavia, come già trattato, la delibera considera esclusivamente l'accumulo di tipo elettrico, di fatto limitando tale esenzione alle configurazioni *power-to-gas-to-power.*
Con l'ultima direttiva sui mercati elettrici, si è però ampliata la definizione di accumulo per includere anche usi "sottoforma di altro vettore energetico". Non è stato chiarito se tale aggiornamento è da intendersi anche per la delibera in questione riguardo l'accumulo oppure no. Ciò avrebbe l'effetto di estendere tale esenzione a tutte le applicazioni di tipo *power-to-gas*.

Tale interpretazione potrebbe essere confutata dal fatto che, all'interno del Decreto Ministeriale del 21 settembre 2022 del Ministero della transizione ecologica [39], è indicata un'esenzione dedicata per l'elettricità utilizzata nel processo di idrolisi per la produzione di idrogeno verde[8], nella forma di esenzione dal pagamento della quota variabile degli oneri generali per l'elettricità[9]. Ciò attua la Milestone M2C2-21 del PNRR, la quale prevede che "La legge deve introdurre incentivi fiscali a sostegno della produzione di idrogeno verde e del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti".

Si dedurrebbe quindi che, per le applicazioni che prevedono una riconversione dell'idrogeno (o dei gas sintetici derivati) in energia elettrica, sia previsto una esenzione degli oneri generali e dei corrispettivi di rete, secondo la delibera 547/2014. Mentre per le applicazioni che prevedono l'uso finale sottoforma di un altro vettore energetico, l'esenzione riguarderebbe solamente la parte variabile degli oneri generali, come da DM del 21 settembre 2022.

3.6 Altri meccanismi di incentivazione

Riguardo alla possibilità per gli impianti *power-to-gas* di partecipare a meccanismi di mercato ad asta competitiva, in questo momento sono previste due possibilità, la prima a livello nazionale e la seconda a livello europeo.

La prima è legata alla partecipazione al Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), introdotto dal d.lgs 210/21 [23] con la finalità di ottimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili non programmabili e la loro integrazione all'interno dei mercati elettrici. Come indicato nel paragrafo precedente, nella valutazione di Terna [33] è presente tra le tecnologie analizzate anche il *power-to-gas-to-power*, che però al momento non è stato incluso all'interno delle tecnologie di riferimento. Ad ogni modo, Terna dovrà aggiornare la lista delle tecnologie abilitate a partecipare al meccanismo ogni due anni. Il meccanismo consiste nella erogazione da parte di Terna di un premio annuale, attribuito tramite asta competitiva e relativa all'energia di accumulo utilizzabile. In cambio di tale premio, la capacità dell'accumulo deve essere messa a disposizione per l'utilizzo da parte di operatori di mercato assegnatari di contratti di tipo *time-shifting*, acquistabili tramite una piattaforma GME dedicata. Inoltre, dovranno offrire la loro intera capacità sui mercati dei servizi di dispacciamento (MSD), all'interno di una determinata fascia di prezzo indicata dalla Disciplina [40]. I ricavi derivanti da MSD dovranno essere poi successivamente restituiti a Terna per una quota pari al 95%.

La seconda possibilità è legata alla *Hydrogen bank* europea, organismo della Commissione Europea creato nel 2023, con l'obiettivo di avviare un mercato interno di idrogeno e sbloccare investimenti privati nel settore. La prima azione dell'organismo è l'asta pilota per l'incentivazione della produzione di idrogeno rinnovabile (definito tale secondo i criteri del Regolamento Delegato

---

[8] *Nel Decreto è definito idrogeno verde quando comporta una emissione equivalente minore di 3 tCO_{2eq} per tonnellata di H_2*
[9] *Ai sensi dell'art. 23, comma 2, del decreto-legge n. 36 del 2022 sono definite le condizioni per la compatibilità dell'agevolazione con la normativa sugli aiuti di Stato*

(UE) 2023/1184 [15] presentato precedentemente). L'apertura dell'asta è avvenuta nel novembre 2023, con la chiusura prevista per marzo 2024. L'asta aggiudicherà un premio fisso alla produzione di idrogeno rinnovabile (€/kg di idrogeno prodotto). I partecipanti presentano delle offerte di premio che saranno ordinate in ordine crescente fino ad esaurimento dei fondi. Il meccanismo è finanziato attraverso i fondi dell'*Innovation Fund*, e per ogni asta sarà allocato un budget. Per la prima asta pilota il budget stanziato è di 800 milioni di euro. Le offerte sono presentabili per una produzione di periodo massimo di 10 anni, per impianti entranti in funzione entro 5 anni. Il cumulo con altri Aiuti di Stato è proibito, per garantire un giusto livello di competizione all'interno dell'asta e non creare discriminazioni tra stati membri. L'asta pilota sarà fondamentale per capire il reale posizionamento dell'idrogeno rinnovabile sul mercato, ed il suo divario economico con quello di origine fossile. Infine, gli stati membri avranno anche la possibilità di aggiungere fondi interni all'asta per finanziare ulteriori progetti all'interno dei propri confini, secondo un modello di *Auction-as-a-Service*. In questo modo è possibile diminuire il costo amministrativo e non disperdere i meccanismi di incentivazioni in molteplici aste nazionali.
Nel discorso di avvio della European Hydrogen Week 2023, la presidentessa della Commissione Europea Ursula von der Leyen ha dichiarato che nella primavera del 2024 sarà bandita una nuova asta, con budget di 2,2 miliardi di euro.

4 - TRASPORTO

A seguito del capitolo riguardante la produzione di idrogeno, questa sezione tratterà il quadro regolatorio-legislativo riguardante il suo trasporto.

La strategia europea per l'idrogeno, trattata nel Paragrafo 2.2, specifica che l'infrastruttura richiesta per il trasporto di idrogeno dipenderà dal percorso di sviluppo che il vettore energetico avrà nel corso degli anni. Inizialmente la domanda sarà principalmente soddisfatta da produzioni locali, ad esempio all'interno di *cluster* commerciali. Di conseguenza ci si aspetta uno sviluppo di un'infrastruttura per lo più sotto forma di distretti locali. Successivamente al 2030, potrebbe esserci la necessità di dover trasportare l'idrogeno su lunghe distanze, in seguito allo sviluppo di un mercato competitivo tra Stati Membri o con Paesi Terzi.

Ci sono diverse soluzioni per il trasporto di idrogeno: sottoforma di gas in recipienti in pressione, in forma liquida in serbatoi criogenici, trasportato all'interno di composti chimici (tra cui l'ammoniaca). Tali soluzioni possono essere a loro volta abbinate ad un trasporto su strada, ferrovia o nave. Sebbene queste siano soluzioni usate attualmente nel commercio di idrogeno, la trattazione si concentrerà soprattutto sul trasporto via gasdotto, maggiormente adatto allo spostamento di grandi volumi di gas all'interno di un mercato competitivo. Un recente studio del *think tank Energy Transition Commission* [41] individua il punto di passaggio per la economicità di quest'ultimo come lo spostamento di volumi superiori a 10 t/giorno e per distanze superiori a 200 km. Inoltre, la trattazione regolatoria-legislativa di soluzioni legate al trasporto gomma/rotaia/nave, essendo settori non regolati, riguarda esclusivamente gli aspetti legati alla sicurezza, inerenti infiammabilità e gestione di serbatoi ad alta pressione.

Storicamente, sono già presenti alcuni esempi di trasporto tramite gasdotto. Il primo risale addirittura al 1938 ed è situato in Germania nell'area industriale della Ruhr, con un'estensione di 240 km. L'estensione totale dei network locali di idrogeno al momento in operazione in Europa si attesta a 2.000 km [42] . Un esempio di idrogenodotto su scala locale è presente anche in Italia, presso il distretto orafo di Arezzo.

Un gasdotto dedicato su larga scala richiede volumi di produzione decisamente superiori a quelli attuali (nel 2022 sono stati prodotti 8,2 Mt di idrogeno in Europa [43]) e un mercato che attualmente non è sufficientemente sviluppato e liquido, nell'attesa che le misure introdotte dalla Commissione Europea, come l'asta dell'Hydrogen Bank presentata nel capitolo precedente, producano i loro effetti.
Una soluzione a gasdotto dedicato potrebbe prevedere sia una infrastruttura di nuova realizzazione sia un parziale riutilizzo dell'attuale rete del gas naturale. Un esempio virtuoso di tale applicazione è la dorsale di idrogeno di cui è iniziata la costruzione nei Paesi Bassi. In tale progetto, circa l'85% dell'infrastruttura dovrebbe essere derivata da un riutilizzo di gasdotti per gas naturale. Poiché, a causa delle sue proprietà chimico-fisiche (vedi 4.1.1), l'idrogeno può provocare dei fenomeni di infragilimento, penetrando all'interno delle strutture di alcune tipologie di condotte, sono necessarie delle opere di modifica. Nel progetto citato, è stato stimato un costo per tale aggiornamento di 700 milioni di euro [44].
Nella pubblicazione di ACER *Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure* [45] sono confrontati vari studi in materia di riutilizzo della rete gas, concludendo che l'utilizzo di una rete gas ammodernata comporterebbe costi di investimento dell'ordine del 10-35% rispetto alla costruzione di un'infrastruttura dedicata.
Il network *European Hydrogen Backbone*, di cui fanno parte i principali operatori del gas naturale in Europa, vede al 2040 una rete di idrogenodotti estesa in tutta Europa per un totale di 40 mila chilometri, utilizzante al 75% infrastrutture del gas naturale riconvertite [46] .

Tuttavia, sono stati presentati dubbi per quanto riguarda l'effettiva necessità di uno sviluppo di una rete idrogeno su larga scala, preferendo un approccio più cautelativo, con cluster localizzati nelle aree di maggiore interesse, eventualmente collegati tra loro [47]. Un confronto tra le due reti suggerite è illustrato in Figura 4.1.

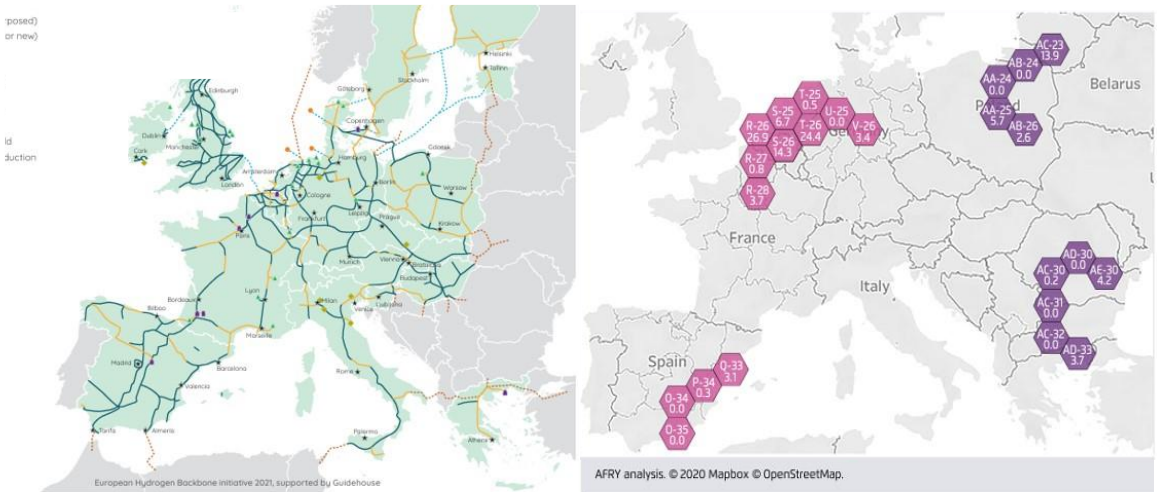

Figura 4.1 – Comparazione tra un'espansione della rete estesa (a sinistra) [46] e per cluster (a destra) [47].

Una soluzione intermedia potrebbe essere quella, già citata, della introduzione di una percentuale di idrogeno all'interno dell'infrastruttura gas, il cosiddetto *blending*. In linea teorica, questa soluzione potrebbe accompagnare una transizione graduale dal gas naturale all'idrogeno, permettendo inizialmente l'introduzione di volumi limitati, per poi incrementare a percentuali sempre maggiori di gas rinnovabile all'interno della miscela.
Tuttavia, la diffusione di tale soluzione è frenata dalle criticità strutturali delle condotte del gas al contatto con l'idrogeno, oltre ad un limitato impatto ambientale: in una miscela al 10% di volume di idrogeno la riduzione delle emissioni di anidride carbonica sarebbe limitato al 3,5% [48].
Inoltre, nel caso di una domanda di idrogeno puro da parte di utilizzatori industriali, questi si dovrebbero attrezzare di membrane (attualmente in oggetto di sperimentazione) in grado di ri-separare l'idrogeno dalla miscela presente nel gasdotto. Ciò porterebbe alla necessità di una disciplina regolatoria dedicata a questa doppia funzione dell'infrastruttura.

4.1 Il contesto regolatorio attuale

4.1.1 Proprietà fisiche

Il contesto regolatorio dell'infrastruttura gas in Europa è stato costruito intorno al gas naturale e alla gestione in sicurezza della rete, con procedure operative a livello nazionale atte a garantire standard di qualità specifici per il gas. Da un punto di vista delle proprietà fisiche i parametri principali sono il Potere Calorifico Superiore (PCS) e l'indice di Wobbe (*Wobbe Index*, WI). Il primo è legato alla quantità di energia trasportata e consegnata all'utente finale, mentre il secondo è legato alle proprietà della combustione del gas, e quindi agli standard tecnici dei bruciatori.
L'introduzione di idrogeno all'interno della miscela risulta in una modifica di entrambi i parametri.

Il minor potere calorifico volumetrico dell'idrogeno rispetto al gas naturale rende necessario un maggior volume della miscela dei due gas per raggiungere la stessa quantità di calore fornita

precedentemente dal solo gas naturale. La maggiore potenza necessaria per movimentare questo maggior volume di gas all'interno delle condotte richiederebbe un ripotenziamento delle stazioni di compressione all'interno dell'infrastruttura gas. Inoltre, poiché in Italia i contatori registrano il consumo volumetrico, riconvertito in energia attraverso il potere calorifico misurato in apposite stazioni di misura, la presenza di idrogeno in quantità variabile e disomogenea all'interno della rete gas renderebbe necessario un monitoraggio della qualità del gas più capillare rispetto all'attuale.

Fino a concentrazioni di idrogeno intorno all'80% in volume si assiste ad una diminuzione anche del valore dell'Indice di Wobbe della miscela. Il WI è un parametro legato alle caratteristiche della fiamma nella combustione. In ogni Stato Membro sono presenti degli standard tecnici, in modo da garantire la compatibilità tra il gas utilizzato ed i bruciatori. Percentuali modeste di idrogeno (tra il 10% ed il 20% a seconda delle caratteristiche del gas naturale e dei bruciatori) richiederebbero la sostituzione dei bruciatori da parte degli utilizzatori finali, a favore di nuovi modelli in grado di lavorare con un gas da caratteristiche diverse.

Per quanto riguarda l'Italia, il testo di riferimento per gli standard tecnici riguardo al gas naturale è il decreto ministeriale del Ministro dello sviluppo economico del 18 maggio 2018 "Aggiornamento della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile" [49].
In particolare, l'allegato A contiene in forma tabellare i valori di accettabilità della composizione chimica, ad esempio il contenuto massimo di ossigeno e di zolfo, e delle proprietà fisiche, tra cui il PCS e l'indice di Wobbe. Tali valori sono stati modificati dal Decreto ministeriale n. 325 del 5 ottobre 2023 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica [50] per l'indice di Wobbe[10], risultando nei valori indicati in Tabella 4.1.

Tabella 4.1 – Intervalli di accettabilità delle proprietà fisiche del gas naturale secondo [49]

Parametro	***Intervallo di accettabilità***	***Unità di Misura***
Potere calorifico superiore	34,95 ÷ 45,28	MJ/Sm3
Indice di Wobbe	47,31 ÷ 53,00	MJ/Sm3

Inoltre, con il decreto ministeriale del Ministero della transizione ecologica del 3 giugno 2022 [51] si è ritenuto necessario specificare un primo valore limite cautelativo per l'immissione di idrogeno nella rete, pari al 2% in volume. Tale valore, di cui si prevede un innalzamento al termine di studi in corso da parte del Ministero, "consente l'avvio dell'immissione dell'idrogeno nella rete di trasporto e distribuzione del gas naturale garantendo al contempo i massimi livelli di sicurezza per gli utilizzatori, la popolazione e l'ambiente".

4.1.2 Il "Gas package"

Il pacchetto regolatorio più importante a livello europeo riguardo al trasporto di idrogeno è il *EU Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package*, contenente le proposte di direttiva e regolamento sui mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno [17] [52]. A fine 2023 è ancora in corso l'iter legislativo, in attesa dell'approvazione finale da parte del Parlamento Europeo.
I principali temi riguardanti l'infrastruttura sono:

- l'integrazione dei gas rinnovabili (compreso l'idrogeno) all'interno dell'infrastruttura attuale del gas;

[10] *Il limite dell'indice di Wobbe è stato innalzato al fine di consentire l'approvvigionamento di GNL proveniente da nuovi fornitori, in particolare africani, e l'immissione del GNL rigassificato nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale.*

- la regolazione di una infrastruttura dedicata per l'idrogeno;
- una pianificazione integrata con elettricità e gas, grazie anche alla nascita della associazione degli operatori di rete dell'idrogeno.

Considerando il limitato sviluppo attuale dell'infrastruttura e del mercato, e coerentemente con la strategia europea per l'idrogeno nella quale si prevede uno sviluppo graduale dell'infrastruttura, il pacchetto pianifica un'implementazione delle misure proposte in due fasi:

- una prima fase con entrata in vigore immediata, dove vengono introdotti principi regolatori chiave;
- una successiva, con decorrenza a partire dal 2030, dove questi vengono completati in uno schema regolatorio completo.

Ciò permette di avviare il mercato dell'idrogeno, fornendo chiarezza agli investitori, evita la necessità di rivalutare completamente la regolazione una volta che il mercato raggiungerà la maturità, e allo stesso tempo non appesantisce il quadro conferendo uno schema regolatorio completo ad un mercato non maturo.

L'integrazione all'interno dell'infrastruttura attuale del gas naturale si sviluppa attraverso più punti nella proposta di regolamento:

- Articolo 16: uno sconto sulle rispettive tariffe di rete basate sulla capacità pari al 75% ai punti di entrata da impianti di produzione di gas rinnovabili, e uno sconto del 100% sulle tariffe di rete per l'utente;
- Articolo 20: a partire dal 1° ottobre 2025 i gestori di rete dovranno accettare il trasporto di gas attraverso i punti di interconnessione tra Stati Membri con un contenuto di idrogeno fino al 5% in volume.

Tuttavia, la stessa proposta di regolamento afferma che la miscelazione dell'idrogeno con il gas naturale non è una pratica efficiente e diminuisce il valore commerciale dell'idrogeno rispetto alla sua forma pura.

La trattazione dell'infrastruttura dedicata cerca, con le dovute differenze, di ricalcare il percorso di regolazione sviluppatosi per il gas naturale, basato sulla regolazione dell'accesso ai terzi, la definizione delle tariffe di rete e le regole di *unbundling*. Come anticipato, lo schema regolatorio completo entrerà in vigore a partire dal 2031, mentre il periodo antecedente sarà caratterizzato da una certa flessibilità.

Per l'accesso a terzi è fondamentale l'articolo 31 della proposta di Direttiva, dove si indica che gli Stati Membri debbano implementare un accesso regolato alla rete da parte di terzi, attraverso un sistema tariffario pubblico oggettivo e non discriminatorio. L'obbligo di tale implementazione scatta al 1° gennaio 2031, mentre nel periodo precedente sarà possibile implementare un sistema di accesso negoziato. Ulteriori misure vengono indicate nell'articolo 6 della proposta di regolamentazione, dove si definisce la durata massima per un contratto di capacità pari a 15 anni.

L'Articolo 62 della proposta di Direttiva indica che a partire da un anno dall'entrata in vigore della stessa gli Stati Membri debbano assicurare che gli operatori di rete dell'idrogeno seguano le regole dell'*unbundling* in analogia alle regole per gli operatori di trasmissione del gas naturale. Prima del 31 dicembre 2030 è possibile adottare tutti i modelli di *unbundling*: separazione proprietaria (OU), operatore di trasmissione indipendente (ITO), operatore di sistema indipendente (ISO). A partire dal primo gennaio 2031 sarà necessaria la separazione proprietaria (OU), con l'eccezione che, nel caso in cui al momento dell'entrata in vigore della direttiva l'operatore di rete di idrogeno faccia parte di una impresa verticalmente integrata, ha la possibilità di applicare per il modello di operatore di sistema indipendente (ISO).

Inoltre, la proposta di regolazione introduce l'associazione degli operatori di rete per l'idrogeno (*European Network of Network Operators for Hydrogen*, ENNOH), come gestore della rete infrastrutturale europea e facilitatore degli scambi attraverso i confini dell'Unione.
Tra i suoi compiti, elencati nell'articolo 41(1) della proposta di regolamento, sono presenti, tra gli altri, il contributo alla redazione dei codici di rete e la pubblicazione e l'aggiornamento biennale di un piano di sviluppo decennale non-vincolante per l'infrastruttura europea dell'idrogeno. Inoltre, ENNOH dovrà partecipare alle analisi intersettoriali in collaborazione con gli operatori del settore elettrico e del gas naturale, come modelli e scenari comuni e lo sviluppo della lista dei progetti di interesse comune (*Projects of common interest*, PCI), nell'ottica di una visione olistica della pianificazione energetica indicata all'interno del nuovo regolamento TEN-E (*Trans-European Networks for Energy*).

4.1.3 Revisione del regolamento TEN-E

Il regolamento TEN-E ha l'obiettivo di agevolare il collegamento delle infrastrutture energetiche tra gli Stati Membri dell'Unione Europa. È uno strumento centrale per lo sviluppo di un mercato interno dell'energia, per la prima volta introdotto nel 2013.
Il contributo principale del regolamento è la definizione dei requisiti e dell'implementazione dei cosiddetti Progetti di interesse comune. Rientrano in tale categoria progetti infrastrutturali ritenuti fondamentali per completare il mercato interno europeo dell'energia e ad aiutare l'UE a conseguire i suoi obiettivi in materia di energia e clima. A seguito dei recenti sviluppi a livello tecnologico e regolatorio all'interno del sistema energetico europeo, la prima versione del regolamento si è rivelata inadeguata nel supportare il percorso verso l'obiettivo di neutralità climatica dell'Unione, in quanto ancora ancorata ad un sistema verticale e incapace di comprendere elementi trasversali fondamentali per raggiungere un sistema energetico integrato.
Per rispondere a queste esigenze a dicembre 2020 la Commissione Europea ha proposto una rivisitazione del regolamento TEN-E, entrata in fine in vigore il 23 giugno 2022 [53].
Secondo i criteri del nuovo regolamento, tra le categorie infrastrutturali sono adesso ammesse quelle relative all'idrogeno.
In particolare:

- le condotte per il trasporto ad alta pressione (comprese le infrastrutture per il gas naturale riconvertite);
- impianti di stoccaggio collegati alle condotte di idrogeno ad alta pressione;
- impianti di ricezione, stoccaggio e rigassificazione o decompressione per l'idrogeno liquefatto o l'idrogeno incorporato in altre sostanze chimiche finalizzati all'iniezione di idrogeno nella rete;
- qualsiasi attrezzatura o installazione essenziale affinché il sistema funzioni in maniera sicura, protetta ed efficiente o per predisporre la capacità bidirezionale, comprese le stazioni di compressione.

Da notare come allo stesso tempo siano state escluse le nuove infrastrutture relative al gas naturale, considerando questo approccio come il maggiormente efficace e coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione [54].

Nell'Articolo 4 del regolamento sono indicati i criteri per la valutazione dei progetti. Per quanto riguarda l'idrogeno, questi includono il contributo del progetto nell'integrazione del mercato dell'idrogeno, nella sicurezza dell'approvvigionamento e nella promozione della concorrenza tra fonti di approvvigionamento.

Seguendo le linee guida del precedente Regolamento TEN-E, negli ultimi dieci anni sono state stilate cinque liste di PCI. Il 28 novembre 2023 è stata pubblicata la prima lista di PCI basata sul nuovo regolamento [55].

I progetti inseriti sono 166 e per la prima volta non sono incluse infrastrutture legate alle fonti fossili. Il numero maggiore è dedicato all'infrastruttura elettrica (85), mentre al secondo posto come numerosità si posizionano i progetti relativi all'infrastruttura idrogeno, con 65 progetti. Questi sono divisi in tre cosiddetti "corridoi prioritari", che coprono rispettivamente tre aree geografiche diverse:

- *Hydrogen interconnections in Western Europe* (HI West), che copre: Belgio, Cechia, Danimarca, Germania, Irlanda. Spagna, Francia, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Austria e Portogallo.
- *Hydrogen interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe* (HI East), che copre: Bulgaria, Cechia, Germania, Grecia, Croazia, Italia, Cipro, Ungheria, Austria, Polonia, Romania, Slovenia e Slovacchia.
- *Baltic Energy Market Interconnection Plan in hydrogen* (BEMIP Hydrogen): che copre: Danimarca, Germania, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Finlandia e Svezia.

L'unico progetto riguardante l'Italia è il 10.1 all'interno del HI East, ovvero il corridoio Italia – Austria – Germania, nel quale è presente la cosiddetta dorsale italiana dell'idrogeno.

4.2 La sperimentazione ARERA

Una rilevante iniziativa nell'ambito della sperimentazione sulle strutture di trasporto del gas naturale per l'idrogeno è quella promossa da ARERA con la delibera 404/2022/R/gas [56], "Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale". Con tale iniziativa, l'Autorità sostiene progetti sperimentali, volti a favorire l'innovazione all'interno della gestione dell'infrastruttura del gas naturale. In particolare, nell'Allegato A alla delibera sono indicati tre ambiti progettuali:

- Ambito progettuale 1: metodo e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti;
- Ambito progettuale 2: utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti in relazione alla loro capacità di accogliere i c.d. gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, le applicazioni di tipo P2X2P (*power-to-X-to-power*)[11] che consentono di porre in connessione il sistema gas con quello elettrico, e le attività di cattura, sequestro e/o utilizzo dell'anidride carbonica;
- Ambito progettuale 3: interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica.

Nel primo ambito progettuale sono comprese quelle metodologie che favoriscono l'immissione di quote maggiori di gas rinnovabili all'interno dell'infrastruttura, come ad esempio reti bi-direzionali o l'utilizzo delle reti in funzione di accumulo. Le prime permettono la compressione del gas per il passaggio da una rete operante ad una pressione minore ad una operante a pressione maggiore. Ciò permette che il gas rinnovabile iniettato a livello locale possa essere distribuito attraverso reti a pressione maggiore, evitando un rapido raggiungimento dei limiti massimi di gas rinnovabile all'interno della rete di bassa pressione nel caso di intensa produzione locale. L'utilizzo della rete in funzione di accumulo permette invece l'accumulo di una certa quantità di gas all'interno della rete attraverso il controllo dinamico della pressione nelle tubazioni (fenomeno conosciuto come accumulo *linepack*).

L'ambito progettuale 2 ha l'obiettivo di studiare l'integrazione di tecnologie innovative all'interno dell'infrastruttura gas in particolari scenari, come: reti a basse/medie pressioni con concentrazioni variabili di idrogeno, studio di problematiche di sicurezza, funzionamento e prestazioni dei diversi componenti; integrazione con processi industriali; generatori di gas rinnovabile; interfaccia tra

[11] *Con power-to-X-to-power si intendono quei processi che, attraverso una doppia conversione, accumulano energia elettrica tramite un vettore intermedio. Tale categorizzazione include i processi power-to-gas-to-power.*

elettrolizzatori e le reti dell'elettricità e del gas; interfaccia tra impianti *power-to-gas* e processi di cattura di CO_2.

L'ambito progettuale 3 mira a tecnologie per il supporto della gestione delle reti, con il fine in prima istanza di migliorarne l'efficienza energetica. Rientrano nelle applicazioni il recupero di energia termica nelle stazioni di ricompressone del gas, recupero di energia dai salti di pressione nelle stazioni di decompressione; incremento dell'efficienza energetica nei sistemi di preriscaldo del gas nelle stazioni di decompressione.

La sperimentazione mette a disposizione un budget per i progetti vincitori pari a 35 milioni di euro. Inoltre, è destinata alle tecnologie con un *Technology Readiness Level*[12] compreso tra 5 e 6 (ovvero una tecnologia convalidata/dimostrata in ambiente rilevante), con l'obiettivo di raggiungere il valore 8 (ovvero un sistema completo e qualificato) al termine della sperimentazione, con una durata massima fissata a tre anni.

La valutazione delle istanze di partecipazione è stata condotta dagli Uffici dell'Autorità con il supporto di RSE, ed i risultati della procedura di ammissione sono contenuti nella delibera 590/2023/R/gas [57]. Il sostegno maggiore è stato aggiudicato per progetti relativi al blending nell'ambito progettuale 2, per un totale di circa 10 milioni di euro, seguito dalle sperimentazioni sulle reti bi-direzionali con circa 6 milioni di euro. Su un totale di 30.8 milioni, queste categorie si sono aggiudicate più della metà dei finanziamenti.
In Tabella 4.2 sono indicati i risultati aggregati per ambiti progettuali.

Tabella 4.2 – Risultati aggregato della procedura di ammissione per il programma di sperimentazione.

Ambito progettuale	*Numero progetti*	*Totale fondi*
1	10	9.922.558 €
2	7	16.272.928 €
3	4	4.625.555 €

[12] *La scala di Technology Readiness Level valuta il livello di maturazione di una tecnologia. Parte dal livello 1, dove solo i principi fondamentali sono stati formulati, fino al livello 9, ovvero lo stadio di commercializzazione [61].*

5 - USI FINALI

A seguito del capitolo riguardante il trasporto di idrogeno, dopo un breve riepilogo degli aspetti tecnici, questa sezione tratta il quadro regolatorio-legislativo riguardante gli usi finali dell'idrogeno.

L'idrogeno è un vettore energetico versatile, che si presta all'utilizzo in svariati settori energetici ed usi finali. Tuttavia, oltre a potenziali barriere regolatorie che ne possono limitarne lo sviluppo, presenta criticità da un punto di vista economico e tecnologico, in parte analizzate nel presente documento, e la competizione di altre forme di decarbonizzazione (*in primis* l'elettrificazione).
Come emerso all'interno del Capitolo 2 -è necessario favorire una prioritizzazione degli usi finali dell'idrogeno, concentrando l'attenzione nei settori dove non sono presenti altre soluzioni maggiormente economiche e di più semplice implementazione.

In seguito, sono presentati i principali usi finali per cui l'idrogeno può fornire il proprio contributo.

All'interno dell'industria l'idrogeno può essere utilizzato con diversi scopi, spaziando dalla materia prima per processi industriali a combustibile sostenibili per processi ad alta temperatura.

Alcuni settori industriali, principalmente nell'ambito chimico e petrolchimico già utilizzano l'idrogeno all'interno dei loro processi. Si possono citare, innanzi tutto, i processi chimici industriali che utilizzano idrogeno come materia prima, in particolare per la produzione di metanolo e ammoniaca[13]. Altro utilizzo attuale dell'idrogeno è all'interno delle raffinerie (in Italia ne è l'utilizzo principale). Il suo utilizzo è richiesto all'interno del processo di rimozione delle impurità, in particolare dello zolfo, e nell'*hydrocracking*, ovvero la trasformazione degli oli pesanti in prodotti petroliferi di valore superiore.
L'idrogeno utilizzato in tali contesti deriva in gran parte dal processo di *Steam Methane Reforming*, che sfrutta la reazione tra metano e vapore acqueo e produce anidride carbonica come prodotto di reazione. Per la decarbonizzazione di tali processi è fondamentale quindi un approvvigionamento di idrogeno rinnovabile.

Altri processi industriali, che attualmente utilizzano prodotti fossili sia come materia prima che come combustibile, hanno la potenzialità di essere decarbonizzati tramite l'utilizzo di idrogeno. Un esempio è il settore siderurgico, dove l'idrogeno può essere usato come riducente all'interno del processo di produzione dell'acciaio. Il processo è già tecnologicamente maturo, ma è limitato dalla grande quantità di idrogeno richiesta. Inoltre, in futuro potrebbe subire la concorrenza della riduzione diretta tramite elettricità, tecnologia attualmente in via di sviluppo.

L'idrogeno può essere, inoltre, usato come combustibile per quei processi che richiedono alte temperature o che presentano criticità all'utilizzo dell'elettricità, quali il settore del cemento o della produzione di vetro o ceramiche. La percentuale di calore industriale elettrificabile è tema di discussione aperto, con valori stimati che spaziano dal 50% al 80% di elettrificazione [48].Un vantaggio dell'idrogeno rispetto all'elettrificazione potrebbe verificarsi nell'ambito dei processi di tipo *batch*, dove è richiesta una grande quantità di energia concentrata in un breve periodo di tempo. Infatti, da un punto di vista puramente elettrico, i picchi di prelievo possono comportare congestioni sulla rete (sottotensioni, sovraccarico di linee o trasformatori) che, tuttavia, vengono solitamente gestiti in fase di connessione dell'utenza alla rete di distribuzione.

---

[13] *L'ammoniaca è in larga parte utilizzata per la produzione di urea, attraverso una reazione che vede l'anidride carbonica tra i reagenti. L'anidride carbonica utilizzata è spesso proprio catturata dai prodotti di reazione della produzione di idrogeno, per cui per la completa decarbonizzazione del processo, oltre ad idrogeno rinnovabile, sarebbe necessario un approvvigionamento rinnovabile di* CO_2.

L'utilizzo dell'idrogeno all'interno del settore dei trasporti è stato oggetto di studi e ricerche sia da un punto di vista accademico che industriale, in confronto all'elettrificazione della mobilità come soluzione per la sua decarbonizzazione. Se per il trasporto urbano si sono affermati i veicoli a trazione elettrica, l'idrogeno ed i suoi derivati rappresentano una potenziale soluzione per la mobilità su lunga distanza, dove sono necessarie densità energetiche maggiori – quali i settori del trasporto aereo e del trasporto marittimo [58]. Seppure l'idrogeno potrebbe essere utilizzato come combustibile in forma pura, per esigenze di tipo tecnologico può essere utilizzato come vettore intermedio per la produzione di altri combustibili RFNBO.

All'interno della già citata Strategia europea per l'idrogeno si pianifica un progressivo maggior utilizzo di idrogeno rinnovabile, espandendosi gradualmente all'interno dei settori appena citati.
Nella prima finestra temporale (pre-2025) l'attenzione è dedicata allo sviluppo del quadro regolatorio, con l'utilizzo limitato all'interno delle industrie dove già è utilizzato idrogeno da fonti fossili (produzione di ammoniaca e metanolo e nelle raffinerie). Nel periodo 2025-2030 si prevede la penetrazione all'interno di nuove applicazioni, tra cui la metallurgia e alcune soluzioni di trasporto, a patto che siano portate avanti politiche dedicate allo sviluppo della domanda in tali settori. Infine, nel periodo 2030-2050, si prevede uno sviluppo su larga scala, in grado di raggiungere tutte le applicazioni di difficile decarbonizzazione, tra cui l'aviazione e calore industriale ad alta temperatura.

Nello sviluppo del quadro regolatorio adeguato alla stimolazione della domanda di idrogeno, il 2023 è stato un anno risolutivo, che ha visto terminare il percorso legislativo di importanti direttive e regolamenti a livello Comunitario.
In particolare:

- la direttiva per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili (conosciuta come "RED III") [18];
- il regolamento sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile (conosciuto come "ReFuelEU Aviation") [59];
- il regolamento per sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo (conosciuto come "ReFuelEU Maritime") [60].

Si nota come, al fine di non perdere di generalità e favorire la neutralità tecnologica, all'interno dei documenti appena citati sono presenti obiettivi relativi ai RFNBO, sotto ai quali sono raggruppati l'idrogeno ed i combustibili sintetici derivati.

5.1 Direttiva RED III

La Direttiva (EU) 2023/2413 sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili ("RED III") [18], pubblicata il 20 novembre 2023, include una serie di emendamenti alla precedente direttiva del 2019. L'elemento principale della nuova versione è l'obiettivo della penetrazione delle energie rinnovabili all'interno del consumo energetico europeo del 42,5% al 2030, con un ulteriore obiettivo non vincolante pari al 45%, coerentemente con gli obiettivi del pacchetto "Fit for 55" che richiedono una riduzione del 55% delle emissioni di gas serra. Di conseguenza, la RED III propone degli obiettivi più sfidanti rispetto alla penetrazione del 32% presente nella precedente versione.

La direttiva prevede poi sotto-obiettivi riguardanti i diversi settori energetici e introduce una novità rispetto alla precedente: i combustibili RFNBO possono contribuire al calcolo della penetrazione dell'uso delle energie rinnovabili all'interno dei vari settori (e non più solo per il

settore del trasporto), a patto che ciò non si traduca in un doppio conteggio dell'energia utilizzata per la loro produzione.

Per il settore dell'industria, attualmente già utilizzatore dell'idrogeno sotto forma di materia prima, è previsto un obiettivo in termine di percentuale di utilizzo di RFNBO rispetto all'utilizzo totale di idrogeno. Secondo l'Articolo 22bis è previsto che entro il 2030 un minimo del 42% dell'idrogeno utilizzato, per usi energetici e non, sia coperto da idrogeno rinnovabile di origine non biologica, e che entro il 2035 tale percentuale raggiunga il 60%. Da tale calcolo è escluso l'idrogeno prodotto come sottoprodotto di processi industriali, e l'idrogeno utilizzato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto (poiché già coperto da obiettivi specifici).
Inoltre, gli Stati Membri possono chiedere una riduzione del 20% del target di RFNBO per uso industriale a due condizioni:

- Lo Stato Membro è in linea con gli obiettivi generali di penetrazione di energie rinnovabili
- La percentuale di idrogeno sui combustibili utilizzati è minore del 23% al 2030 e del 20% al 2035.

Il settore dei trasporti è quello con il primo obiettivo a breve termine. Infatti, nell'Articolo 25 è previsto un sotto-target al 2025 di utilizzo dell'1% di RFNBO e biocombustibili avanzati[14] all'interno dei combustibili utilizzati nel settore dei trasporti. Per il 2030 è previsto che tale percentuale salga al 5,5%, aggiungendo però un obbligo del 1% dedicato ai soli RFNBO. Concorre a tale obiettivo anche l'idrogeno utilizzato come prodotto intermedio per la produzione di combustibili tradizionali, ossia quello utilizzato all'interno delle raffinerie.
Inoltre, per il calcolo dell'energia rinnovabile utilizzata all'interno del settore dei trasporti, la quota di RFNBO è considerata pari al doppio del proprio contenuto energetico.
È prevista anche una misura dedicata al settore marittimo: gli Stati membri con porti marittimi a partire dal 2030 dovranno garantire una quota di RFNBO sulla quantità totale di energia fornita di almeno pari all'1,2 %.

5.2 ReFuelEU Aviation

Il Regolamento (UE) 2023/2405 ("ReFuelEU Aviation") [59], pubblicato il 19 ottobre 2023, è parte fondamentale del pacchetto "Fit for 55" e allinea il settore dell'aviazione con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'unione al 2030 e 2050. Il settore dell'aviazione rientra all'interno dei settori di difficile decarbonizzazione, in quanto richiede combustibili ad alta intensità energetica: in questo caso l'elettrificazione non è in grado di costituire una soluzione per viaggi su lunga distanza. Una possibile soluzione è rappresentata dai carburanti sostenibili per l'aviazione (*Sustainable Aviation Fuels,* SAF). All'interno di tale famiglia di carburanti sono contenuti:

- Biocarburanti per l'aviazione;
- Carburanti RFNBO per l'aviazione (incluso l'idrogeno);
- Carburanti per l'aviazione derivanti da carbonio riciclato.

Al momento tali carburanti sostenibili vedono un mercato non sviluppato, con un'offerta limitata e prezzi di gran lunga superiori rispetto ai carburanti per l'aviazione tradizionali, ma tramite tale Regolamento la Commissione si propone di dare il giusto avvio a tale mercato.

Con tale regolamento gli organi europei si pongono l'obiettivo di ridurre le emissioni ad effetto serra legate ai velivoli di due terzi entro il 2050, rispetto all'utilizzo di combustibili tradizionali.

[14] *I biocombustibili avanzati sono i biocombustibili che non provengono da coltivazioni alimentari*

La misura principale è l'obbligo di una quota minima progressiva di SAF che i fornitori di carburanti dovranno garantire all'interno degli aeroporti dell'Unione. Tale obbligo è circoscritto agli aeroporti con un traffico annuo di passeggeri maggiore di 800.000 unità o un traffico merci superiore alle 100.000 tonnellate. La prima quota minima sarà per l'anno 2025, con un valore del 2%, per poi innalzarsi gradualmente fino ad un valore del 70% al 2050. In particolare, una quota è dedicata ai RFNBO per l'aviazione (compreso l'idrogeno) con un valore iniziale del 1,2% al 2025 e che dovrà raggiungere il 35% al 2050. La progressione delle quote negli anni all'interno del periodo di riferimento è indicata in Tabella 5.1.

Tabella 5.1 – Progressione delle quote di SAF e RFNBO all'interno della fornitura di carburante agli areoporti secondo il regolamento ReFuelEU Aviation.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Quota SAF	2%	6%	20%	34%	42%	70%
Quota RFNBO	-	1,2 – 2 %	5%	10%	15%	35%

5.3 ReFuelEU Maritime

Il terzo elemento che completa il pacchetto delle misure approvate nel 2023, riguardo all'utilizzo finale dell'idrogeno ed i suoi derivati, è il Regolamento 2023/1805 ("ReFuelEU Maritme") [60].
Tramite il regolamento, si impongono degli obiettivi per quanto riguarda l'intensità emissiva dei carburanti utilizzati nelle imbarcazioni all'interno dell'Unione Europea a partire dal 2025. In particolare, il calcolo si riferisce alle emissioni *well-to-wake*, ovvero la somma delle emissioni necessarie per la produzione e approvvigionamento del combustibile all'imbarcazione (*well-to-tank*) e le emissioni derivante dalla combustione nel motore (*tank-to-wake*). La richiesta si applica alla totalità dell'energia utilizzata nei viaggi tra porti all'interno dell'Unione Europea (o dell'Area Economica Europea) e sulla metà dell'energia utilizzata per i viaggi in uscita o in entrata dall'Unione (o dell'Area Economica Europea).
I target di riduzione vedono una prima soglia al 2% per il 2025, valore che cresce fino al 80% nel 2050.

Anche in questo caso sono previste misure dedicate, indirizzate a favorire lo sviluppo del settore degli RFNBO. L'Articolo 5 del Regolamento prevede che per il calcolo dell'intensità dei gas a effetto serra emessi da una nave, dal 1º gennaio 2025 al 31 dicembre 2033 può essere utilizzato un moltiplicatore che raddoppia il contributo dovuto ai RFNBO, al fine di ricompensare la nave per il loro utilizzo. Inoltre, se al 2031 la quota di RFNBO all'interno del bilancio è inferiore al 1%, a partire dal 2034 si applica un sotto-limite del 2% di RFNBO all'interno dell'energia annua utilizzata da una nave. La progressione delle quote negli anni all'interno del periodo di riferimento è indicata in Tabella 5.2.

Tabella 5.2 – Progressione della riduzione delle emissioni di gas serra e della quota di RFNBO all'interno dei consumi energetici delle imbarcazioni secondo il regolamento ReFuelEU Maritime.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Riduzione delle emissioni di gas serra	2%	6%	14,5%	31%	62%	80%
Quota RFNBO			1 – 2%[(a)]	1 – 2%[(a)]	1 – 2%[(a)]	1 - 2%[(a)]
NOTE: [(a)] il limite del 2% scatta dal 2032 se al 2031 il bilancio di RFNBO all'interno dei consumi è minore al 1%						

6 - CONCLUSIONI

La trattazione degli aspetti regolatori che riguardano la catena del valore dell'idrogeno rappresenta uno dei temi rilevanti degli ultimi anni nel contesto europeo. In particolare, dall'emanazione del *Green Deal* europeo e la dichiarazione dei target di riduzione delle emissioni al 2030 e al 2050, attraverso il pacchetto "Fit-for-55", è iniziato un iter legislativo, conclusosi al termine del 2023, nel quale all'idrogeno rinnovabile è stata riconosciuta un'importanza di prim'ordine. La regolazione di questo settore, al momento caratterizzato da un'espansione limitata e con un mercato poco sviluppato, ha rappresentato una sfida, ma il lavoro di questi anni a livello comunitario pone l'Unione Europea come il primo ente politico con un pacchetto regolatorio completo, ponendo le basi per lo sviluppo di questo settore nei prossimi anni.
In Italia, al contrario, si rivela una discreta prudenza riguardo all'idrogeno, in particolar modo quello rinnovabile. Rimane uno dei pochi paesi europei dove non è stata ancora redatta una strategia nazionale per l'idrogeno, e il numero di elementi normativi dedicati al vettore negli ultimi anni è stato decisamente limitato.

Sulla base delle informazioni esaminate in questo documento si possono evidenziare le seguenti considerazioni.

Strategie. A livello europeo, si osserva negli ultimi anni una crescente attenzione al progressivo e graduale sviluppo del settore "idrogeno", sia in termini di produzione che di utilizzo, nonché del potenziale trasporto. Per quanto concerne la produzione, si sottolinea che l'attenzione è rivolta esclusivamente all'idrogeno rinnovabile, accettando come mezzo transitorio l'utilizzo temporaneo della cattura di CO_2 dai processi basati su fonti fossili. L'utilizzo dell'idrogeno è previsto con una graduale espansione, con priorità alla decarbonizzazione nei settori industriali già utilizzatori di idrogeno di origine fossile, per poi estendersi a settori industriali difficili da decarbonizzare e ai trasporti con basse possibilità di elettrificazione. Nel contesto dell'infrastruttura di trasporto, si prospetta una fase iniziale concentrata in *cluster* locali, con la prospettiva di collegamenti futuri tra tali centri e un possibile sviluppo più ampio nel caso in cui il mercato dimostrasse particolare crescita.
Nel contesto italiano, si evidenzia una strategia non ancora compiutamente definita e, per quanto riguarda la produzione, vi è ambiguità sulla prioritizzazione dell'idrogeno rinnovabile. A tal riguardo è significativa la diminuzione della capacità di elettrolizzatori installati previsti al 2030, passati dai 5 GW previsti nel PNRR, ai 3 GW dell'ultima proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Per quanto riguarda l'infrastruttura, è più volte richiamata l'immissione di una quota di idrogeno nella rete gas, senza una vera visione di sviluppo. Anche per gli usi finali, manca una loro prioritizzazione; in questo caso è significativo come nel PNIEC il settore interessato dalla maggiore domanda prevista al 2030 sia quello dei trasporti, dove già sono presenti alternative di decarbonizzazione.

Produzione. Lo sviluppo regolatorio degli ultimi anni ha permesso di fornire chiarezza agli investitori interessati a partecipare al mercato dell'idrogeno, definendo diritti di partecipazione, criteri di conformità e incentivi disponibili per promuovere l'avvio di un mercato competitivo.
In ciò, i Regolamenti Delegati europei rappresentano documenti fondamentali finalizzati a delineare in modo chiaro i requisiti necessari affinché l'idrogeno possa essere classificato come rinnovabile, considerando fattori quali l'addizionalità, contemporaneità e correlazione geografica, con lo scopo di evitare una promozione indiretta e non volontaria di produzione di energia da fonte fossile. Un'analisi del quadro regolatorio evidenzia che gli impianti produttori di idrogeno sono assimilati ad accumuli, consumatori di energia elettrica e produttori di gas (o eventualmente di energia elettrica). Di conseguenza, in conformità alle regole di *unbundling*, gli operatori di rete nei settori elettrico e del gas hanno il divieto di possedere e gestire impianti

power-to-gas. Il contesto normativo italiano prevede alcune esenzioni e agevolazioni riguardo all'energia elettrica utilizzata dagli elettrolizzatori. Nel caso di produzione di gas, godono di un'esenzione dalla parte variabile degli oneri generali di sistemi mentre, per le applicazioni che comprendono la riconversione in energia elettrica, sono totalmente esentati dall'applicazione degli oneri generali e dai corrispettivi di rete (analogamente ai sistemi di accumulo). Come ulteriore misura di sostegno, nel 2023 è stato costituito un meccanismo di incentivazione europeo, basato su di un premio fisso in €/kg per i produttori di idrogeno, stabilito tramite un'asta competitiva, con chiusura prevista nella primavera del 2024. È atteso prossimamente un analogo meccanismo implementato dal Governo italiano.

Trasporto. L'opinione non è unanime riguardo allo sviluppo su vasta scala dell'infrastruttura di trasporto dell'idrogeno, se essa debba avvenire attraverso una copertura capillare o con *cluster* localizzati solo nei luoghi di maggiore richiesta. A causa degli elevati costi e rischi associati a una nuova infrastruttura, l'opzione di riutilizzare l'infrastruttura del gas naturale è considerata come possibilità, tuttavia permangono incertezze riguardo al *blending*. In questo contesto, in Europa si è visto lo sviluppo di una regolazione ambiziosa, con la presenza sia di contenuti di immediata applicazione che misure di lungo periodo.
In particolare, l'approccio alla regolamentazione dell'infrastruttura dedicata cerca di seguire, con alcune differenze, il percorso già sviluppato per il gas naturale, basato sull'accesso regolamentato da parte di terzi, con definizione delle tariffe di rete e regole di *unbundling*. In particolare, si è scelto di introdurre fin da subito una struttura regolatoria non eccessivamente gravosa, considerando che il settore è ancora in fase di sviluppo. Ad esempio, gli operatori di rete dell'idrogeno possono liberamente scegliere il proprio modello di *unbundling* fino al 2030, mentre successivamente subentreranno regole più stringenti. Questo approccio mira ad avviare il mercato dell'idrogeno, fornendo chiarezza agli investitori, evitando la necessità di rivalutare completamente la regolazione una volta che il mercato raggiunge la maturità e, contemporaneamente, senza appesantire il quadro regolatorio iniziale.
L'inclusione delle tecnologie dell'idrogeno nel TEN-E ha aperto la strada all'inclusione di progetti infrastrutturali legati all'idrogeno nei progetti di interesse comune.
In Italia, si registra attualmente un limite di concentrazione di idrogeno nelle condotte del gas pari al 2% in volume, con prospettive di ampliamento. Oltretutto, si osservano attività di sperimentazione in materia avviate su impulso di ARERA.

Usi finali. Nel 2023 è stato completato il percorso legislativo per tutte e tre le misure europee indirizzate a stabilire obiettivi per gli usi finali relativi all'idrogeno e ai combustibili derivati. Si evidenzia un approccio che mira ai settori prioritari definiti all'interno della strategia europea.
In particolare, le misure sono state indirizzate al settore dell'industria, per il quale sono stati fissati gli obiettivi di percentuale di idrogeno rinnovabile all'interno dell'idrogeno utilizzato dal settore, (al 2030 e 2035 rispettivamente pari al 42% e 60%), coinvolgendo soprattutto i settori già utilizzatori di idrogeno non rinnovabile.
Inoltre, i regolamenti riguardanti l'aviazione e il settore marittimo proiettano lo sguardo verso il futuro, delineando frazioni di idrogeno e carburanti RFNBO gradualmente crescenti a partire dal 2030.

7 - BIBLIOGRAFIA

[1] Commissione Europea, «Comunicazione EU COM(2020)299 Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico,» 8 7 2020. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0299.

[2] «https://tyndp.entsoe.eu/about,» [Online].

[3] «https://www.entsog.eu/tyndp,» [Online].

[4] Commissione Europea, «Comunicazione EU COM(2020)301 Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra,» 8 7 2020. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0301.

[5] M.C. Pinto, G.S. Simoes, P. Fortes, Green hydrogen from North Africa to Europe: impacts and competitiveness through long-term scenario analyses, Ricerca di Sistema, RSE, n. 23012300.

[6] Phillips J., Ivanova V., «Against hydrogen blending building the uk's hydrogen economy needs a more strategic approach,» 2023.

[7] Commissione Europea, «Comunicazione EU COM(2022)203 Piano REPowerEU,» 18 5 2022. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230.

[8] Ministero dello sviluppo economico, «Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari,» [Online]. Available: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf.

[9] C. Zagano, Indicazioni base per la costruzione della strategia nazionale di sviluppo dell'idrogeno, Ricerca di Sistema, RSE, n. 21012435, 2021.

[10] Analisi di Scenari di sviluppo dell'idrogeno e relativi impatti sul sistema energetico, Ricerca di Sistema, RSE, n. 21012436, 2021.

[11] Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology, «Hydrogen Strategy for Austria,» [Online].

[12] Governo Italiano, Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, 2021.

[13] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per Energia e Clima,» Giugno 2023. [Online].

[14] IRENA, Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen, 2019.

[15] Commissione Europea, «Regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione del 10 febbraio 2023 che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo una metodologia dell'Unione che stabilisce norme dettagliate per la produzione di carburant,» 10 2 2023. [Online].

[16] Commissione Europea, «Regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione del 10 febbraio 2023 che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivan,» 10 2 2023. [Online].

[17] Commissione Europea, «EU COM(2021)803 Proposta di DIRETTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno,» 15 12 2021. [Online].

[18] Commissione Europea, «Direttiva UE 2023/2413 per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili,» 18 10 2023. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202302413.

[19] IEA, Global Hydrogen Review 2023, 2023.

[20] 117th Congress (2021-2022), «H.R.5376 - Inflation Reduction Act of 2022,» 16 8 2022. [Online].

[21] «https://fsr.eui.eu/hydrogen-in-the-energy-transition/,» [Online].

[22] European Parliament, «EU rules for renewable hydrogen,» [Online]. Available: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf.

[23] «Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210,» *Gazzetta Ufficiale,* 8 11 2021.

[24] Commissione Europea, «Direttiva (UE) 2019/944 del parlamento europeo e del consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica,» 5 6 2019.

[25] ARERA, «Delibera 574/2014/R/eel Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale,» 21 11 2014.

[26] «Decreto legislativo del 16 marzo 1999, n. 79».*Gazzetta Ufficiale.*

[27] «Decreto legislativo del 1 Giugno 2011, n.93,» *Gazzetta Ufficiale,* 1 6 2011.

[28] TERNA, «Codice di rete,» [Online]. Available: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[29] «Decreto legislativo del 23 Maggio 2000, n.164,» *Gazzetta Ufficiale,* 23 5 2000.

[30] Commissione Europea, «Direttiva 2009/73/CE del parlamento europeo e del consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE,» 13 7 2009.

[31] «Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n.28,» *Gazzetta* , 3 3 2011.

[32] Ministero dello sviluppo economico, «Decreto ministeriale del 18 Dicembre 2018,» 18 12 2018.

[33] TERNA, «STUDIO SULLE TECNOLOGIE DI RIFERIMENTO PER LO STOCCAGGIO DI ENERGIA ELETTRICA,» 4 8 2023. [Online]. Available: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/studio-tecnologie-riferimento-stoccaggio-energia-elettrica. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[34] «Decreto legge del 13 giugno 2023, n.69,» *Gazzetta Ufficiale,* 13 6 2023.

[35] ACER-CEER, «White paper on the regulatory treatment of power-to-gas,» 2 2021. [Online]. Available: https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/regulatory-treatment-power-gas-second-paper-acerceer-european-green-deal-regulatory-white-paper-series. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[36] EASE, «Recommendations on Sectoral Integration Through Power-to-Gas/Power-to-Liquid,» 5 2017. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/publication/ease-recommendations-on-sectoral-integration-through-power-to-gaspower-to-liquid/. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[37] A. Gatti, S. Canevese, Bolletta nazionale dell'energia elettrica e del gas: principali voci per il 2021, Ricerca di Sistema, RSE, n. 22014075, 2022.

[38] ARERA, «Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica,» 2023. [Online]. Available: https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/19/568-19TIT.pdf.

[39] Ministero della transizione ecologica, «Decreto ministeriale del 21 Settembre 2022,» 21 9 2022.

[40] TERNA, «Disciplina del meccaniscmo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico,» 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Disciplina_MACSE_8dbda3943dc7d3c.pdf. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[41] Energy Transition Commission, «Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy,» Aprile 2021. [Online]. Available: https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/.

[42] IEA, Global Hydrogen Review 2022, 2022.

[43] European hydrogen observatory, «Hydrogen production,» [Online]. Available: https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production. [Consultato il giorno 16 1 2024].

[44] Gas for climate, «The optimal role for gas in a net-zero emission energy system,» 3 2019. [Online]. Available: https://www.europeanbiogas.eu/the-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system/. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[45] ACER, «Transporting pure hydrogen by repurposing existing gas infrastructure,» 16 7 2021. [Online]. Available: https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/repurposing-existing-gas-infrastructure-pure-hydrogen-acer-finds-divergent-visions-future. [Consultato il giorno 12 1 2024].

[46] European hydrogen backbone, «Guidehouse 2021,» [Online]. Available: https://ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone-April-2021-V3.pdf. [Consultato il giorno 16 1 2024].

[47] AFRY, «No-regret hydrogen: charting early steps for H2 infrastructure in Europe,» [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.org/publications/no-regret-hydrogen. [Consultato il giorno 16 1 2024].

[48] RSE, ANIE, «Il vettore idrogeno: stato dell'arte e potenzialità dell'industria italiana,» 2023. [Online].

[49] Ministero dello sviluppo economico, «Decreto ministeriale del 18 maggio 2018,» 18 5 2018.

[50] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, «Decreto ministeriale del 5 ottobre 2023, n. 325,» 5 ottobre 2023.

[51] Ministero della transizione ecologica, «Decreto ministeriale del 3 giugno 2022,» 3 6 2022.

[52] «Proposta di regolamento del parlamento europeo e del consiglio sui mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno,» 15 12 2021. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0804.

[53] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2022/869 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee,» 3 6 2022. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32022R0869&qid=1664433022493.

[54] Commissione Europea, «IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Regulation (EU) No 347/2013,» 15 12 2020. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD:2020:346:FIN.

[55] Commissione Europea, «Regolamento delegato C(2023) 7930 per quanto riguarda l'elenco dell?unione dei progetti di interesse comune e dei progetti di interesse reciproco,» 28 11 2023. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C(2023)7930.

[56] ARERA, «Delibera 404/2022/R/gas Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale,» 4 8 2022. [Online]. Available: https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/404-22.

[57] ARERA, «Delibera 590/2023/R/gas Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale: approvazione della graduatoria di ammissione delle istanze alle sperimentazioni,» 12 12 2023. [Online]. Available: https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/590-23.

[58] C. Carlini, D. Bertini, D. Clerici, C. Michelangeli, D. Moneta, G. Viganò, Mobilità sostenibile e infrastrutture energetiche nelle nuove forme del trasporto, Ricerca di Sistema, RSE, n. 21011655.

[59] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2023/2405 sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile (ReFuelEU Aviation),» 18 10 2023. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202302405.

[60] Commissione Europea, «Regolamento (UE) 2023/1805 sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo,» 13 9 2023. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1805.

[61] «https://euraxess.ec.europa.eu/career-development/researchers/manual-scientific-entrepreneurship/major-steps/trl,» [Online].

8 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ACER	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*
CCUS	*Carbon Capture, Utilization and Storage*
ENNOH	*European Network of Network Operators for Hydrogen*
MACSE	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
MSD	Mercati dei Servizi di Dispacciamento
PCI	Progetti di Interesse Comune
PCS	Potere Calorifico Superiore
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per Energia e Clima
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PPA	*Power Purchase Agreement*
RdS	Ricerca di Sistema
RFNBO	*Renewable Fuel of Non-Biological Origin*
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SAF	*Sustainable Aviation Fuels*
TEN-E	*Trans-European Networks for Energy*
TYNDP	*Ten-Year Network Development*
UE	Unione Europea
WI	*Wobbe Index*