

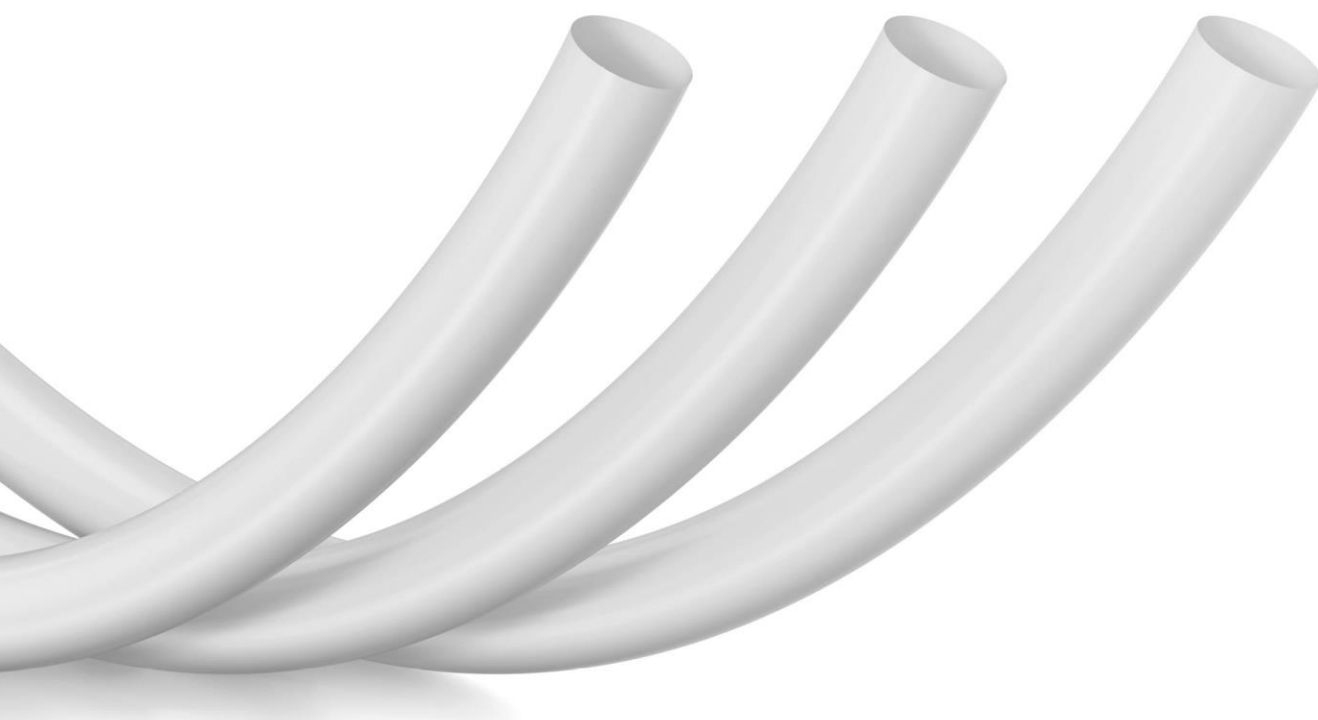
Analisi di Scenari di sviluppo dell'idrogeno e relativi impatti sul sistema energetico

Maria Gaeta, Alberto Gelmini, Federica Odifreddi, Laura Tagliabue, Fabio Lanati, Corine Nsangwe Businge

Dicembre 2021

Progetto 1.2 Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti”

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Contratto	Accordo di programma 2019-2021 con il Ministero dello Sviluppo Economico per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.
Titolo	Analisi di Scenari di sviluppo dell'idrogeno e relativi impatti sul sistema energetico
Title	Hydrogen development scenarios analysis and related impacts on the energy system
Progetto	1.2 Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti"
WP	WP5 - Idrogeno
Linea di Attività	Roadmap nazionale idrogeno
Keywords	strategia idrogeno; roadmap; idrogeno; scenari; decarbonizzazione

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine	49	N. pagine fuori testo	/
------------------	----	------------------------------	---

Emesso	31/12/2021
---------------	------------

Elaborato	Maria Gaeta, Alberto Gelmini, Federica Odifreddi, Laura Tagliabue, Fabio Lanati, Corine Nsangwe Businge
------------------	---

Verificato	Alberto Gelmini
-------------------	-----------------

Approvato	Diana Moneta, Omar Perego
------------------	---------------------------

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

Società con unico socio soggetta alla direzione ed al coordinamento di GSE S.p.A.
Sede Legale - 20134 Milano - Via R. Rubattino, 54
Tel. +39 023992.1 - Fax +39 023992.5370 - PEC rse@legalmail.it
Reg. Imprese di Milano, P.IVA e C.F. 05058230961
R.E.A. di Milano n. 1793295
Cap. Soc. € 1.100.000 i.v.

Indice

STORIA DELLE REVISIONI.....	4
SINTESI	4
SHORT SUMMARY.....	4
SOMMARIO.....	5
ABSTRACT	5
1 INTRODUZIONE	6
2 L'IDROGENO IN ITALIA.....	8
2.1 Stato dell'arte.....	8
2.2 Il ruolo dell'idrogeno al 2050	10
2.3 Le Linee Guida Preliminari sull'Idrogeno.....	11
3 METODOLOGIA PER LA DEFINIZIONE DEGLI SCENARI	12
3.1 Costruzione degli scenari.....	12
3.2 L'innalzamento degli obiettivi di decarbonizzazione in ambito Green Deal.....	13
3.3 I principali drivers al 2030.....	14
3.3.1 L'evoluzione delle variabili socioeconomiche.....	15
3.3.2 Gli effetti della pandemia covid-19 sugli scenari energetici a medio e lungo termine	15
3.3.3 Livelli di prestazione in materia di emissioni di CO ₂ dei nuovi veicoli pesanti per il trasporto merci.....	16
3.4 L'evoluzione attesa degli elettrolizzatori.....	17
3.5 PNRR e obiettivi specifici di politica energetica / industriale sulla filiera idrogeno.....	17
4 LA TRAIETTORIA DI PENETRAZIONE DELL'IDROGENO NELL'ECONOMIA NAZIONALE.....	19
4.1 I principali risultati degli scenari	20
4.2 Focus sull'idrogeno.....	27
4.2.1 Emissioni evitate.....	29
5 LE SINERGIE TRA IDROGENO E SISTEMA ELETTRICO	31
5.1 Metodologia.....	31
5.2 Interventi per il sistema elettrico.....	33
5.3 Funzionamento degli elettrolizzatori	33
5.4 Considerazioni sull'analisi elettrica.....	35
6 ANALISI PRELIMINARI SULLA LOGISTICA DELL'IDROGENO AL 2030.....	37
7 INVESTIMENTI AL 2030 PER LA DIFFUSIONE DELL'IDROGENO.....	42
8 CONCLUSIONI	44
9 BIBLIOGRAFIA.....	46
10 ACRONIMI	49

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
00	31/12/2021	21012436	Prima emissione

SINTESI

Il rapporto descrive gli scenari energetici elaborati da RSE a supporto della Strategia Nazionale Idrogeno di prossima pubblicazione da parte del governo italiano. Con un approccio di sistema si valutano le opportunità di sviluppo dell'idrogeno nel sistema energetico italiano, analizzando anche le possibili sinergie e gli impatti sul sistema elettrico.

SHORT SUMMARY

The report describes the energy scenarios developed by RSE in support of the forthcoming National Hydrogen Strategy by the Italian government. With a system approach, the opportunities for hydrogen development in the Italian energy system are evaluated, also analyzing possible synergies and impacts on the power system.

SOMMARIO

Il rapporto descrive gli scenari energetici realizzati da RSE nel corso del 2021 a supporto del processo di elaborazione della Strategia Nazionale Idrogeno, ancora in corso di pubblicazione da parte del governo italiano. Con approccio di sistema si valutano le opportunità di sviluppo dell'idrogeno nel sistema energetico italiano, analizzando inoltre le possibili sinergie e gli impatti sul sistema elettrico.

Nel 2020 la Commissione Europea ha adottato una nuova strategia per l'idrogeno che copre i diversi filoni d'azione, dalla ricerca e innovazione, passando per la produzione e le infrastrutture, alla dimensione internazionale. La strategia esplora come la produzione e l'utilizzo di idrogeno da fonti rinnovabili possa contribuire a decarbonizzare l'economia dell'UE in modo efficiente in termini di costi, in linea con il Green Deal europeo. In linea con la Strategia Europea e le nazionali linee Guida Preliminari per l'Idrogeno, RSE ha elaborato alcuni scenari energetici di supporto alla definizione di una strategia nazionale per l'idrogeno. Il lavoro si innesta nell'attività di supporto alla Governance del sistema energetico che RSE fornisce da anni alle istituzioni.

Nel definire gli scenari energetici, costruiti nell'ottica di incremento dei target di decarbonizzazione introdotti dal programma Green Deal europeo, si è tenuto conto anche delle misure contenute nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) pubblicato a maggio 2021 che prevede investimenti specifici per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno in Italia.

Il sistema elettrico sarà particolarmente coinvolto nel processo di trasformazione. Le analisi di impatto sul sistema elettrico mostrano infatti la crescente necessità di ricorrere a nuove risorse di flessibilità per l'esercizio in sicurezza del sistema. In questo contesto la produzione di idrogeno con fonti energetiche rinnovabili fornisce la possibilità di trasformare una criticità del sistema, quale la sovrapproduzione di energia elettrica da FER, in una soluzione di flessibilità andando al contempo a produrre un vettore indispensabile per la decarbonizzazione dei settori definiti come "*hard to abate*".

ABSTRACT

The report describes the energy scenarios developed by RSE in 2021 in support of the forthcoming National Hydrogen Strategy by the Italian government. With a system approach, the opportunities for developing hydrogen in the Italian energy system are evaluated, also analyzing possible synergies and impacts on the electricity system.

In 2020, the European Commission adopted a new strategy for hydrogen that covers the various lines of action, from research and innovation, through production and infrastructure, to the international dimension. The strategy explores how the production and use of hydrogen from renewable sources can help decarbonise the EU economy in a cost-effective way, in line with the European Green Deal. In 2021 RSE developed some energy scenarios to support the definition of a national strategy for hydrogen. The work is part of the support activity for the Governance of the energy system that RSE has been providing to institutions for years.

In defining the energy scenarios, built taking into account the increasing in decarbonization targets of the European Green Deal program, the measures contained in the National Recovery and Resilience Plan (PNRR) published in May 2021 which provides for specific investments for the development of the hydrogen supply chain were also taken into account. in Italy.

The electricity system will be particularly involved in the transformation process. The impact analyzes on the electricity system show the growing need to resort to new flexibility resources for the safe operation of the system. In this context, the production of hydrogen with renewable energy sources provides the possibility of transforming a criticality of the system, such as the overproduction of electricity from RES, into a solution of flexibility, while at the same time producing an indispensable vector for the decarbonisation of the so-called "*hard to abate*" sectors.

1 INTRODUZIONE

Il presente Rapporto è parte integrante della documentazione delle attività di Ricerca di Sistema previste dal “Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021” nell’ambito del progetto 1.2 “Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti” / WP5 “Idrogeno” e costituisce Deliverable della Linea di Attività 5.1 “Roadmap nazionale idrogeno”.

Nel dicembre 2019 la Commissione Europea (CE) ha presentato il programma “*Green Deal*” europeo [1] con il quale l’UE intende raggiungere la neutralità climatica nel 2050, mentre nel settembre 2020 è stata presentata una revisione degli obiettivi climatici per il 2030 con la proposta di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto al 1990 (prima del *Green Deal* l’obiettivo era del 40%) ponendo l’Europa su un percorso responsabile per diventare climaticamente neutra entro il 2050. Nel 2020, inoltre, la Commissione Europea ha adottato una nuova strategia per l’idrogeno [2] che copre i diversi filoni d’azione, dalla ricerca e innovazione, passando per la produzione e le infrastrutture, alla dimensione internazionale. L’idrogeno, per la CE, offre potenzialità interessanti per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti nei settori a maggior difficoltà di decarbonizzazione (*hard to abate*). L’idrogeno viene ritenuto un vettore energetico che può contribuire all’integrazione della generazione da fonti energetiche rinnovabili (FER), abilitando l’accumulo e il trasporto di energia rinnovabile, compensandone le variazioni stagionali e collegando i siti di produzione ai centri di domanda più distanti. La strategia europea punta sull’idrogeno verde (generato da energia elettrica rinnovabile, attraverso l’elettrolisi - “*power to X*”) come target finale, da implementare progressivamente insieme alla generazione FER, ma considera inevitabile il passaggio attraverso altre forme di idrogeno a basse emissioni (idrogeno blu) per contribuire rapidamente alla decarbonizzazione di importanti settori economici.

L’innalzamento degli obiettivi emissivi europei e la nuova strategia per l’idrogeno richiedono una accelerazione del percorso di decarbonizzazione italiano definito dal PNIEC [3] e in particolare rendono necessario il ricorso a nuovi vettori energetici quali l’idrogeno già nel medio termine per andare a ridurre le emissioni di quei settori definiti come “*hard to abate*”. Per produrre l’idrogeno in modo sostenibile sarà necessario ricorrere alle già citate soluzioni *power-to-X* come gli elettrolizzatori, sfruttando la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, oppure a soluzioni *low carbon*, come la produzione di idrogeno da *steam reforming* del metano (SMR) con cattura e sequestro della CO₂ (CCS). È quindi necessario vagliare tutte le opzioni possibili e studiare l’impatto dell’idrogeno prodotto da elettrolisi sul sistema elettrico.

Nel 2021 RSE ha elaborato alcuni scenari energetici a supporto della definizione di una strategia nazionale per l’idrogeno. Il lavoro si innesta nell’attività di supporto alla Governance del sistema energetico che RSE fornisce da anni alle istituzioni.

Nel definire gli scenari energetici, costruiti nell’ottica del programma *Green Deal* europeo, si è tenuto conto anche delle misure contenute nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) pubblicato a maggio 2021 che prevede investimenti specifici per lo sviluppo della filiera dell’idrogeno in Italia, in modo da delineare il percorso ottimale per la penetrazione di questo vettore.

Nel capitolo 2 si analizza lo stato dell’arte dell’idrogeno in Italia fornendo una panoramica degli attuali utilizzi e le prospettive e il ruolo che il vettore potrebbe avere nel lungo periodo.

Il capitolo 3 descrive la metodologia utilizzata per la costruzione degli scenari energetici. Un primo passo per la costruzione dei nuovi scenari ha riguardato l’aggiornamento dei driver socio-economici considerando anche gli effetti del Covid sui consumi energetici. Questi nuovi scenari hanno come focus specifico l’idrogeno, è stato quindi necessario aggiornare il database delle tecnologie necessarie alla sua produzione, in particolare gli elettrolizzatori.

Sono definiti tre percorsi differenti di penetrazione dell’idrogeno e sono analizzati i risultati in termini di scenario e dei principali dati caratterizzanti il sistema energetico, inclusi gli obiettivi di decarbonizzazione (capitolo 4: riduzione emissioni, sviluppo FER e incremento efficienza energetica).

Gli scenari energetici sono integrati da un'indagine specifica sulle possibili sinergie tra idrogeno verde e sistema elettrico (capitolo 5). Si propongono anche alcune analisi preliminari sulla logistica dell'idrogeno (capitolo 6). Lo studio si conclude con una valutazione degli investimenti economici richiesti dalla diffusione dell'idrogeno (capitolo 7).

2 L'IDROGENO IN ITALIA

2.1 Stato dell'arte

In Italia, attualmente, sono prodotte circa 500 mila tonnellate di idrogeno all'anno per essere utilizzate come materia prima in alcuni settori industriali, principalmente nell'industria chimica (indicativamente un quarto del totale) e nelle raffinerie (circa tre quarti, considerando solo gli impianti di produzione dedicata).

In larga maggioranza (85%-90%) si tratta di "idrogeno grigio" ottenuto da *Steam Methane Reforming* (SMR) del gas naturale con un processo di produzione continua in cui il metano reagisce con il vapore acqueo in un convertitore catalitico ad alta temperatura. Il gas riformato è composto principalmente da H_2 e CO_2 ed è inviato allo step finale di separazione della CO_2 in modo da ottenere un flusso di H_2 puro. La fase di cattura della CO_2 è quindi già parte integrante del processo produttivo dell'idrogeno tramite SMR: la CO_2 catturata viene rilasciata in atmosfera come un flusso di CO_2 di processo e, in alcuni casi, è destinata ad altri usi (CCU, *Carbon Capture and Utilisation*). Per ogni tonnellata di idrogeno prodotto, il processo emette circa 9-10 tonnellate di CO_2 , includendo sia le emissioni di processo, sia quelle legate alla combustione del gas naturale per la produzione del vapore [4].

In Italia, oltre agli impianti di SMR, una quantità minore di idrogeno (10%-15% della produzione nazionale nel 2018) è ottenuta anche come sottoprodotto "puro" di altri processi produttivi nell'industria chimica (produzioni industriali di soda caustica e stirene [5]¹) e dagli impianti di produzione di energia elettrica IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) che si trovano presso due raffinerie italiane.

L'industria chimica e le raffinerie sono i principali settori in cui l'idrogeno è attualmente utilizzato in Italia. L'uso dell'idrogeno nell'industria chimica è legato soprattutto alla produzione di ammoniaca, che in Italia avviene presso il sito produttivo di Ferrara. Qui, un impianto di SMR produce l'idrogeno che diventa materia prima per la successiva fase di sintesi industriale dell'ammoniaca. L'idrogeno consumato per la produzione di ammoniaca può essere stimato a partire dalla quantità di ammoniaca prodotta. In base alla stechiometria della reazione di sintesi dell'ammoniaca (reazione di Haber-Bosch: $N_2 + 3 H_2 \rightarrow 2 NH_3$), si ottiene un consumo specifico di idrogeno pari a 0,18 g H_2 /g NH_3 . Nel 2018, lo stabilimento di Ferrara ha prodotto 611 mila tonnellate di ammoniaca [6]. Si stima quindi un consumo di idrogeno del settore pari a 108 kt H_2 (Tabella 2.1).

Il settore della raffinazione è quello che attualmente consuma la maggior quantità di idrogeno come materia prima per i processi di *hydrocracking* (trasformazione degli oli pesanti in idrocarburi più leggeri) e *hydrotreating* (desolforazione). I gasoli, infatti, devono avere un contenuto di zolfo sempre minore per rispettare le normative via via più stringenti che mirano al miglioramento della qualità dell'aria.

La fornitura di idrogeno nelle raffinerie avviene in tre modi: in Europa, circa un terzo del fabbisogno è coperto dall'idrogeno recuperato come sottoprodotto dal processo di *reforming* catalitico delle benzine; circa il 50% è prodotto in unità dedicate poste all'interno della raffineria (impianti "captive") e la quota rimanente è acquistata da operatori esterni che vendono idrogeno sul mercato (impianti "merchant" posizionati nei pressi delle raffinerie) [7]. Gli impianti dedicati, sia *captive* sia *merchant*, sono tipicamente impianti di SMR a gas naturale. Considerando solo questi impianti di produzione dedicata, elaborando i dati del bilancio energetico nazionale del 2018, si può stimare una produzione di idrogeno per le raffinerie italiane di circa 320 mila tonnellate (Tabella 2.1).

Inoltre, presso la raffineria di Sarroch in Sardegna e quella di Priolo Gargallo in Sicilia, sono presenti impianti IGCC che gassificano i residui pesanti di raffineria per generare syngas con cui produrre energia elettrica e vapore. Il syngas è una miscela costituita principalmente da monossido di carbonio, idrogeno, CO_2 e vapore acqueo. Prima di entrare nelle turbine a gas, dal syngas viene separato un flusso di H_2 puro che viene rimandato alla raffineria. L'idrogeno co-prodotto nel 2018 dagli impianti IGCC presenti in Italia è stato stimato moltiplicando la capacità nominale di produzione di idrogeno (in Nm³/ora) per il "fattore

¹ Produzione di idrogeno in tonnellate al giorno di fonte FCH Observatory, moltiplicata per 365 giorni.

d'uso" della raffineria (in questo caso assunto pari alla quantità di greggio lavorato nel 2018 rispetto alla capacità nominale di lavorazione).

La Tabella 2.1 riassume le quantità di idrogeno prodotte e utilizzate per usi non energetici nel 2018.

Tabella 2.1 – Produzione e consumo di idrogeno per usi non energetici nel 2018 in Italia. Fonte: stime RSE su dati Eurostat [8], ISPRA [6], FCH Observatory [5] e associazioni industriali di categoria [9].

Settore d'uso	Settore di produzione	Processo produttivo	Produzione H ₂ nel 2018 (ktH ₂)
Industria chimica	Ammoniaca	SMR	108
	Stirene	by-product (deidrogenazione)	13
	Soda caustica	by-product (elettrolisi)	8
Raffinerie	Raffinerie	SMR (*)	323
		co-produzione in impianti IGCC	38
Totale			490

(*) Impianti *captive* e *merchant*. La produzione *captive* esclude l'idrogeno generato come sottoprodotto dal processo di reforming catalitico della nafta.

Per passare dall'idrogeno grigio all'idrogeno da elettrolisi è necessario tenere conto di alcuni vincoli per cui, almeno nel breve-medio termine, non è realistico immaginare uno scenario in cui il 100% dell'idrogeno grigio possa essere sostituito con idrogeno verde (Figura 2.1).

Nella produzione di ammoniaca, a Ferrara la CO₂ di processo generata dall'impianto di SMR viene in parte utilizzata come materia prima per la produzione in loco di urea², in parte è venduta sul mercato dei gas tecnici (es. per usi alimentari), e la restante quota viene rilasciata in atmosfera come CO₂ pura [10]. Teoricamente, è possibile ipotizzare che la domanda di CO₂ sul mercato dei gas tecnici possa essere soddisfatta anche da altre fonti³. Diversa è la situazione della CO₂ da destinare all'impianto di produzione di urea: in questo caso, infatti, la CO₂ è richiesta in continuo e in grande quantità, oltre ad essere già generata, catturata e utilizzata nello stesso luogo dalla stessa società. Se il sito produttivo di urea a Ferrara operasse alla massima capacità produttiva autorizzata, richiederebbe una portata di 53'000 kg/h di CO₂ pura [10], cioè circa 464 ktCO₂/anno. Si ipotizza quindi che 464 mila tonnellate di CO₂ di processo⁴ all'anno debbano continuare a essere ottenute da SMR. Ciò significa che devono continuare a essere prodotte tramite SMR almeno 84 ktH₂/anno (in base al rapporto stechiometrico) (Figura 2.1).

Anche l'idrogeno recuperato come sottoprodotto del processo produttivo dello stirene continuerà ad essere idrogeno di origine fossile nel medio termine: lo stirene, infatti, è un idrocarburo aromatico ottenuto per deidrogenazione catalitica dell'etilbenzene, a sua volta derivato da etilene e benzene, quindi da lavorazioni petrolchimiche.

Al contrario, l'idrogeno ottenuto come sottoprodotto della produzione di soda caustica (processo cloro-soda) può essere direttamente trasformato in idrogeno verde. La soda caustica, infatti, è prodotta tramite elettrolisi di una soluzione acquosa di cloruro di sodio, processo che genera anche idrogeno e cloro gassosi

² Tale CO₂ verrà riemessa in atmosfera durante la fase d'uso dell'urea [7].

³ Per esempio, nelle centrali geotermoelettriche toscane a ciclo diretto ("flash") il vapore geotermico viene espanso direttamente in turbina per produrre energia elettrica ed è successivamente condensato. I gas incondensabili sono rilasciati in atmosfera e sono costituiti al 95% da CO₂. Trattandosi di una fonte concentrata, la cattura della CO₂ risulta molto facilitata: i consumi energetici per la cattura sono ridotti al minimo poiché è sufficiente aggiungere un collettore e una sezione di purificazione e compressione. Già oggi, infatti, presso la centrale ENEL "Nuova Radicondoli" è presente una piccola unità di cattura e commercializzazione della CO₂ (circa 40 ktCO₂/anno per usi alimentari o medicali) [40].

⁴ La CO₂ di processo è emessa come flusso puro da un camino dedicato e si presta quindi direttamente alla CCU. La CO₂ da combustione, invece, si trova a bassa concentrazione nei fumi emessi tramite un secondo camino e viene completamente rilasciata in atmosfera [11].

come sottoprodotti. Pertanto, alimentando gli impianti di elettrolisi con energia elettrica da fonte rinnovabile, l'idrogeno co-prodotto può automaticamente diventare verde.

Per quanto riguarda l'idrogeno prodotto nelle raffinerie, è possibile ipotizzare che rimanga di origine fossile almeno l'idrogeno ottenuto dall'impianto IGCC di Sarroch in Sardegna, ritenuto essenziale per la sicurezza del sistema elettrico da Terna e ARERA [11].

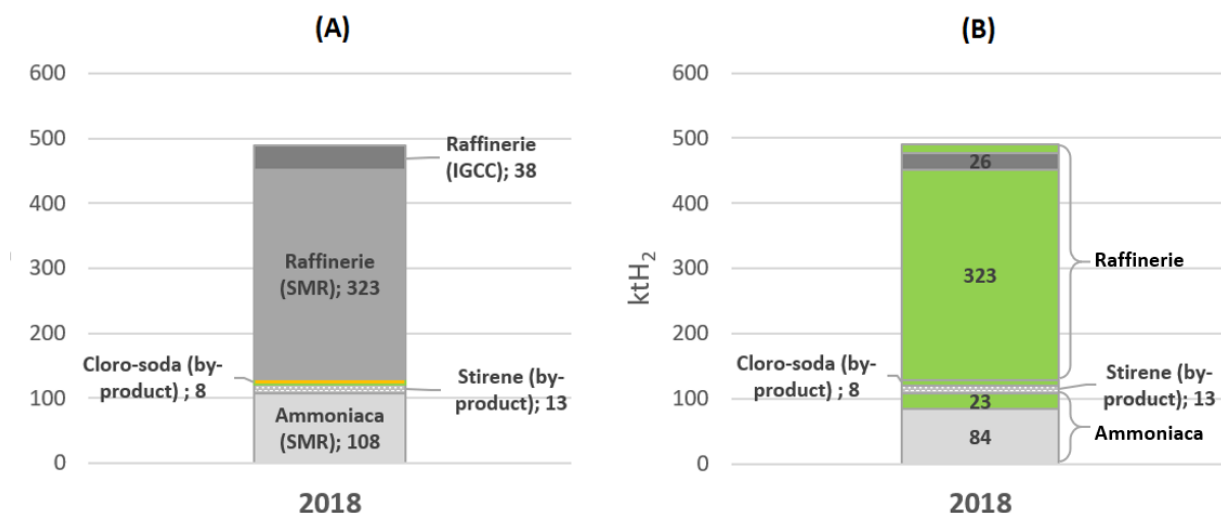


Figura 2.1 Produzione di idrogeno per settore e tecnologia nel 2018 (A) e possibilità di conversione in idrogeno verde (B)

2.2 Il ruolo dell'idrogeno al 2050

Il contributo dell'idrogeno alla decarbonizzazione va visto in un'ottica di lungo periodo, ben oltre il 2030. Secondo le analisi effettuate a supporto della *Strategia nazionale di lungo termine (Long Term Strategy, LTS)*, in Italia la domanda di idrogeno potrebbe passare dalle circa 500 mila tonnellate odierne, a 3-5 milioni di tonnellate al 2050 per raggiungere la neutralità climatica. Il *range* dipende da diverse prospettive di sviluppo tecnologico, di disponibilità di fonti rinnovabili e dal conseguimento di una completa sostituzione dei combustibili fossili, oppure di un loro uso residuale nell'industria combinato con CCS [12].

Per raggiungere la decarbonizzazione completa del sistema energetico si dovranno attivare alcune leve fondamentali: dare piena attuazione al principio "*energy efficiency first*", decarbonizzare completamente la produzione di elettricità, conseguire una profonda elettrificazione degli usi finali e, per i rimanenti usi energetici, utilizzare combustibili *carbon neutral* (bioenergie, idrogeno e combustibili sintetici ottenuti a partire dall'idrogeno). Le emissioni residue potranno essere compensate sfruttando al massimo gli assorbimenti forestali e ricorrendo, laddove possibile, a progetti di CCS-CCU.

In questo contesto, sul lungo termine l'idrogeno dovrà assumere due ruoli cruciali.

In primo luogo, l'idrogeno diventerà fondamentale per decarbonizzare i settori difficilmente elettrificabili. Secondo le analisi effettuate a supporto della *Long Term Strategy (LTS)*, circa il 50% dell'idrogeno prodotto al 2050 risulta utilizzato tal quale nel settore dei trasporti, mentre il 40% circa è consumato per la produzione di *e-fuel*, cioè combustibili sintetici liquidi o gassosi (es. metanolo sintetico, biometano sintetico). La quota restante (circa 10%) è utilizzata nell'industria e negli edifici, settori finali in cui l'idrogeno è consumato puro o in miscela attraverso la rete gas [12].

Il secondo ruolo cruciale dell'idrogeno sarà quello di fornire flessibilità al sistema elettrico tramite il *Power to Hydrogen* (idrogeno verde) e di consentire lo stoccaggio stagionale dell'*overgeneration* da fotovoltaico. Secondo la LTS, al 2050 l'energia solare ed eolica arriverà a coprire oltre il 75% del mix di generazione elettrica e si dovranno installare 200-300 GW di fotovoltaico sul territorio nazionale (10-15

volte la capacità attuale)⁵. Ci saranno quindi molte ore dell'anno in cui la produzione di elettricità supererà i consumi. Dopo aver garantito il bilanciamento orario giornaliero dei consumi finali elettrici (es. tramite batterie e pompaggi), l'ulteriore *overgeneration* potrà essere trasformata in idrogeno e, successivamente, in combustibili sintetici a base di idrogeno e carbonio *fossil free*. L'idrogeno sarà quindi funzionale allo sviluppo di fotovoltaico ed eolico dopo il 2030. Nella LTS, i consumi per la produzione di idrogeno/e-fuel arrivano a coprire il 25-30% dei consumi elettrici complessivi, con 70-100 GW_{el} di elettrolizzatori al 2050. L'idrogeno rappresenta quindi un elemento fondamentale per raggiungere la completa decarbonizzazione del sistema energetico.

2.3 Le Linee Guida Preliminari sull'Idrogeno

A novembre 2020 sono state pubblicate le Linee Guida Preliminari per la Strategia Nazionale Idrogeno elaborate dal Ministero dello Sviluppo Economico [13]. Il documento espone la visione generale del Governo sul ruolo che l'idrogeno potrebbe svolgere nel percorso nazionale di decarbonizzazione. Descrive, inoltre, priorità di intervento e ambiti di applicazione dell'idrogeno al 2030 e 2050.

In particolare, le linee guida indicano i seguenti obiettivi di sviluppo dell'idrogeno al 2030:

- **Camion:** su una flotta nazionale totale di circa 200 mila veicoli, si prevede una penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio a idrogeno (celle a combustibile), realizzando in parallelo decine di stazioni di rifornimento dedicate.
- **Treni:** fino a metà delle tratte nazionali attualmente alimentate a diesel e non elettrificabili potrebbero essere convertite a idrogeno.
- **Chimica e raffinazione:** qui l'idrogeno è già oggi impiegato come materia prima, pertanto le linee guida identificano questi settori fra i più promettenti per iniziare a usare l'idrogeno *low carbon* e sviluppare il mercato.
- **Blending:** l'immissione dell'idrogeno nella rete di trasporto e distribuzione del gas naturale può contribuire alla decarbonizzazione del sistema gas e, contemporaneamente, supportare il mercato dell'idrogeno nella fase iniziale in cui deve ancora essere creata l'intera filiera di stoccaggio, trasporto e distribuzione dell'idrogeno. Secondo le linee guida preliminari, entro il 2030 fino al 2% del gas naturale distribuito potrà essere sostituito con l'idrogeno.
- **Industria manifatturiera:** le linee guida identificano la siderurgia primaria come un settore di particolare interesse: è possibile, infatti, abbandonare gradualmente il coke e l'altoforno a favore del processo di riduzione diretta del minerale ferroso (DRI: *Direct Reduced Iron*). Gli impianti di DRI, oggi, utilizzano gas naturale come combustibile e come materia prima di processo, ma possono utilizzare anche idrogeno in miscela con il gas ed è in fase di ricerca e sviluppo l'opzione 100% idrogeno.

Nel complesso, secondo le stime del Governo, le linee Guida preliminari individuano l'opportunità di nuovi utilizzi di idrogeno fino a 200 mila tonnellate nel 2030 (fra treni, camion, industria manifatturiera e *blending*), in aggiunta alle circa 500 mila tonnellate odierne. Per soddisfare parte di questa domanda e dare il via allo sviluppo del mercato dell'idrogeno, il Governo prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 in Italia.

⁵ Fermo restando che una parte di questi importanti volumi di energia da fonti rinnovabili potrebbe anche essere acquisita dall'estero.

3 METODOLOGIA PER LA DEFINIZIONE DEGLI SCENARI

3.1 Costruzione degli scenari

Gli scenari energetici sono i principali strumenti in grado di rappresentare la complessità delle interconnessioni del sistema energetico con la dimensione economica e ambientale e di valutare gli impatti di obiettivi e politiche secondo molteplici aspetti e a diversi gradi di dettaglio. Gli scenari possono essere utilizzati, inoltre, per esplorare l'evoluzione del sistema energetico e per definire *roadmap* di penetrazione delle principali tecnologie di decarbonizzazione.

Le analisi di scenario di RSE sono, perciò, volte a supportare il Governo italiano nel definire percorsi strategici in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, tenendo in debita considerazione aspetti di sostenibilità economica e sociale, efficienza e uso razionale delle risorse naturali, nonché la compatibilità con obiettivi di tutela ambientale. Nel 2021 RSE ha elaborato alcuni scenari energetici a supporto della Strategia Nazionale Idrogeno di prossima pubblicazione da parte del governo.

Gli scenari energetici sono realizzati da RSE con il ricorso al modello tecnico economico TIMES-RSE [14], che consente di descrivere l'intero sistema energetico nazionale dalle fasi di approvvigionamento delle fonti primarie, alla trasformazione e generazione elettrica, fino ai dispositivi di uso finale dei diversi settori di impiego. Nell'approccio sistemico, alla base del modello e degli scenari, ogni tecnologia è caratterizzata da parametri di tipo tecnologico (efficienza, vita utile, potenza ...), economico (costi fissi e variabili, tassi di ammortamento ...) ed ambientale (emissioni da combustione, emissioni di processo) ma nessuna di essa lavora "in isolamento", ovvero in maniera indipendente dalle altre.

Per la definizione di scenari di penetrazione dell'idrogeno (Figura 3.1) il punto di partenza è lo scenario PNIEC [3], aggiornato in seguito all'innalzamento degli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal programma europeo *Green Deal* [1] (paragrafo 3.2). Nel 2020 RSE ha elaborato, infatti, lo scenario energetico denominato "*Green Deal*" [15] nell'ambito del progetto di Ricerca di sistema nell'ambito del progetto 2.1 "Strumenti e modelli, anche settoriali, per scenari energetici ed elettrici, adeguati all'evoluzione del sistema - Analisi di evoluzione dei mercati e della regolazione" / WP1 "Modelli per scenari energetici", in particolare nella Linea di Attività 1.05 "Modelli e scenari per decarbonizzazione profonda del sistema energetico", analizzando l'impatto dell'innalzamento dell'obiettivo di decarbonizzazione secondo le prime indicazioni fornite dal nuovo programma clima-energia europeo per il 2030 e includendo il raggiungimento al 2050 della neutralità climatica. Questo scenario ha permesso di definire scenari di penetrazione dell'idrogeno a partire da una base di dati già analizzata, condivisa con il Governo e coerente con i principali obiettivi delle politiche energetico-climatiche. Le prospettive di evoluzione socioeconomica utilizzate per lo scenario PNIEC si sono dimostrate piuttosto ottimistiche rispetto alle attuali proiezioni. Un primo passo per la costruzione dei nuovi scenari ha quindi riguardato il ricorso a questi driver aggiornati già per lo studio "*Green Deal*" (paragrafo 3.3). L'aggiornamento considera anche gli effetti della pandemia Covid-19 sui consumi energetici, in particolare per il residenziale e il settore dei trasporti. I nuovi scenari hanno come focus specifico l'idrogeno, è stato quindi necessario aggiornare il database delle tecnologie necessarie alla sua produzione, in particolare gli elettrolizzatori (paragrafo 3.4). Nel definire i nuovi scenari si è tenuto poi conto delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) pubblicato a maggio 2021 [16] (paragrafo 3.5), in particolare quelle relative alla promozione dell'idrogeno. A partire dagli obiettivi del PNRR sono state poi costruite alcune analisi di *sensitivity* relative alle modalità di produzione di idrogeno.

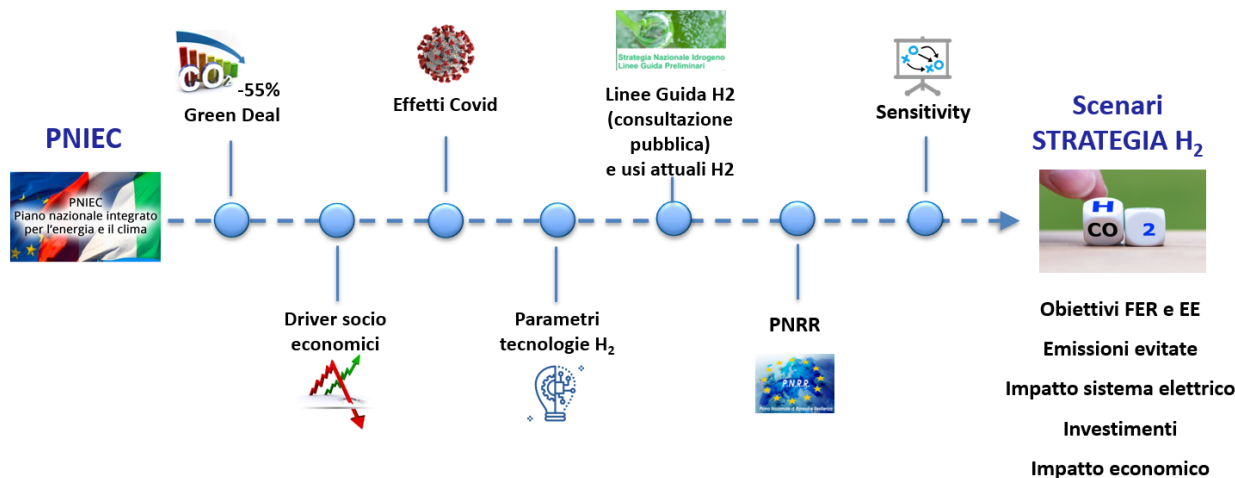
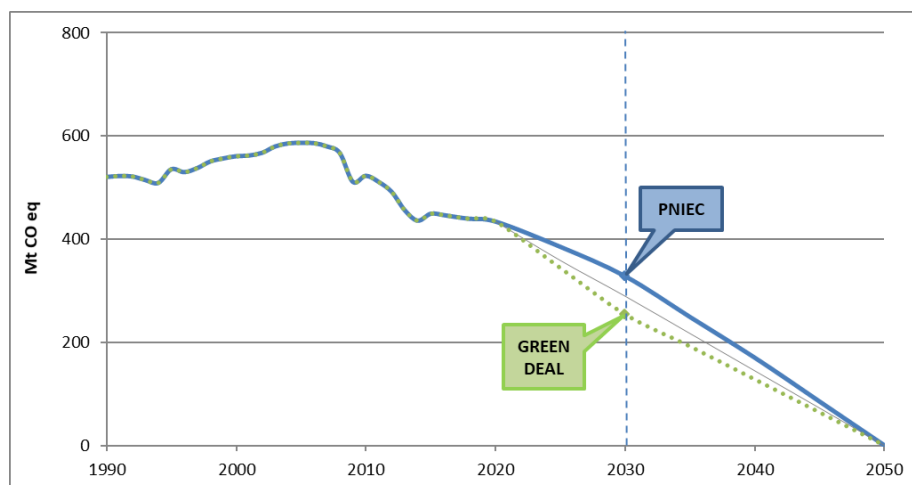


Figura 3.1 - Metodologia per la costruzione degli scenari energetici a supporto della Strategia Nazionale Idrogeno

3.2 L'innalzamento degli obiettivi di decarbonizzazione in ambito Green Deal

L'Unione Europea ha da tempo avviato una decisa transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di gas climalteranti e ha recentemente proposto di azzerare le emissioni nette entro il 2050. In particolare, nel dicembre 2019, la Commissione Europea ha presentato il programma “*Green Deal*” con il quale intende legalmente vincolante l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 per l'UE27 e ha innalzato gli obiettivi di riduzione dei gas serra al 2030 (passando dal -40% ad almeno il -55% rispetto al 1990) [17]. L'innalzamento del target emissivo Europeo è desiderabile per contenere l'aumento delle concentrazioni dei gas climalteranti in atmosfera e per evitare di lasciare un carico di lavoro maggiore alle generazioni future: quanto più sarà limitato l'intervento dell'UE nei prossimi dieci anni, tanto più ripido e difficile sarà il percorso di riduzione dopo il 2030.

Per raggiungere questo traguardo più sfidante di decarbonizzazione accelerata, il 14 luglio 2021 la Commissione ha presentato un pacchetto di proposte, il cosiddetto “*pacchetto Fit-for-55*” [18], una serie di azioni legislative che mirano ad assicurare il raggiungimento di tale obiettivo e favorire una transizione adeguata verso la decarbonizzazione totale al 2050. Il pacchetto include i nuovi obiettivi in termini di emissioni, efficienza e rinnovabili, oltre ai singoli target nazionali dove applicabile. Tuttavia, le analisi descritte in questo rapporto sono antecedenti alla pubblicazione del pacchetto e pertanto si basano su stime preliminari di un possibile target nazionale di riduzione delle emissioni climalteranti in linea con l'obiettivo europeo del-55%. Queste stime prevedono un'ulteriore accelerazione anche per l'Italia rispetto agli obiettivi al 2030 definiti in precedenza e su cui era stato costruito lo scenario a supporto del PNIEC [19], (-37% PNIEC a fronte di un obiettivo europeo di -40%), al fine di garantire una traiettoria responsabile verso la neutralità climatica nel 2050 (Figura 3.2). Per l'Italia il nuovo obiettivo del Green Deal è stato stimato riproporzionando il target europeo di -55% secondo il peso del target emissivo del PNIEC rispetto al precedente obiettivo di -40%, e vede una riduzione a livello nazionale di -51% rispetto al 1990, avvicinando sempre di più la configurazione del sistema energetico nazionale a quella con emissioni nette pari a zero della “*Strategia Italiana di Lungo Termine*” o *Long Term Strategy* (LTS) al 2050 [20].



* proiezioni Green Deal basata su stime preliminari di possibile target nazionale in linea con l'obiettivo europeo del-55%

Figura 3.2 - Traiettorie di riduzione delle emissioni nazionali di Green House Gases – GHG (Fonte: dati Storici ISPRA, PNIEC, elaborazioni RSE)

Dopo la recente pubblicazione della *Strategia Italiana di Lungo Termine* sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra al 2050 e la presentazione della Strategia sull'idrogeno UE [21], l'idrogeno si pone come uno dei capisaldi nel processo di transizione verso una completa decarbonizzazione. La LTS evidenzia infatti come, laddove non è possibile ricorrere al vettore elettrico da fonti rinnovabili, è necessario un cambio radicale nel mix energetico e il ricorso all'idrogeno, da usare tal quale o trasformato in altri combustibili (*e-fuel*), anche per la decarbonizzazione degli usi non elettrici. La Strategia Idrogeno Italiana in fase di sviluppo si inserisce in questo percorso di transizione energetica, rappresentando il possibile contributo dell'idrogeno al processo di decarbonizzazione accelerata dell'economia ed evidenziando l'importanza di un intervento già in fase di transizione al 2030, oltre a fornire un punto di partenza per la crescita di una filiera idrogeno nazionale. Gli scenari e analisi descritti in questo rapporto sono parte del lavoro a supporto di tale Strategia.

3.3 I principali drivers al 2030

L'idrogeno avrà un ruolo importante nel processo di decarbonizzazione profonda previsto al 2050, ma le modalità e il livello di utilizzo stimati sono ben lontani da quelli attuali. Occorrono quindi miglioramenti tecnologici, investimenti in ricerca e sviluppo, sviluppo di filiere e capacità produttiva per la produzione, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno, ma anche un processo di adattamento dei sistemi produttivi e una diffusione dell'idrogeno come vettore energetico nei mezzi di trasporto come camion e treni, fino a navi e aerei.

Questo processo di sviluppo di un nuovo settore richiede tempo, investimenti e un contesto di contorno favorevole, in grado di adattarsi e cogliere le opportunità fornite da questo nuovo vettore energetico. Al fine di identificare gli obiettivi intermedi di penetrazione dell'idrogeno da realizzare al 2030 e la traiettoria ottimale dello sviluppo dell'idrogeno verso i livelli desiderati al 2050 è, quindi, importante analizzare e comprendere il contesto in cui si potrebbe inserire l'idrogeno al 2030 e i principali fattori che ne potrebbero influenzare la diffusione e i livelli di consumo in certi settori.

Uno dei fattori determinanti è sicuramente l'innalzamento degli obiettivi di decarbonizzazione a livello europeo a -55% di emissioni di gas serra rispetto al 1990, così come tutti i regolamenti nazionali e internazionali che regolano le emissioni o altri aspetti del sistema energetico, oltre ai nuovi target sull'idrogeno presenti nel pacchetto *Fit-for-55* che non sono stati presi in considerazione in quest'analisi in quanto di successiva pubblicazione. Altri elementi da considerare sono anche l'andamento delle variabili socioeconomiche, cambiamenti strutturali dell'economia, sia nel comparto produttivo sia nei

comportamenti che influenzano i consumi finali, così come incentivi e politiche in ambito energetico-ambientale.

3.3.1 L'evoluzione delle variabili socioeconomiche

L'evoluzione futura del quadro energetico italiano e globale si basa sull'andamento di alcune variabili chiave, in particolare la dinamica demografica, lo sviluppo economico e il costo dell'energia.

Nelle analisi a supporto della Strategia Idrogeno, le proiezioni per queste variabili sono state aggiornate rispetto al PNIEC, per tenere conto delle diverse proiezioni di crescita della popolazione, dell'evoluzione del sistema economico e dell'effetto nel breve, medio e lungo periodo della pandemia Covid-19, seppur ancora in corso, che porta tra le altre cose a una revisione fortemente al ribasso dei drivers economici⁶. Sono state usate le stesse proiezioni utilizzate per lo scenario "Green Deal" descritto nel rapporto RdS [22].

Ad esempio, le nuove proiezioni prevedono circa 0,4 milioni di persone in meno al 2030 rispetto ad oggi in Italia [23], e 3,3 milioni in meno rispetto alle stime al 2030 utilizzate per il PNIEC (come da Tabella 3.1). Anche le proiezioni di PIL e valori aggiunti settoriali non compensano completamente neanche nel lungo periodo il crollo del 2020 e al 2030 rimangono sensibilmente più bassi delle stime pre-Covid (come da Tabella 3.2).

Questi fattori determinano un calo della domanda energetica e conseguentemente dei consumi che persiste anche nel lungo periodo; questo favorisce in parte una riduzione delle emissioni anche in uno scenario senza politiche di decarbonizzazione o vincoli emissivi (scenario di riferimento o base), ma il cui effetto rimane comunque ben lontano dai target di decarbonizzazione del Green Deal o anche solo del PNIEC.

Tabella 3.1 - Evoluzione della popolazione in Italia e numero di famiglie (Fonte: ISTAT per valori storici 2019; scenari EUREF2016 (PNIEC) e EUREF2020 (Green Deal) per proiezioni).

		2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Popolazione (milioni)	PNIEC	59,8	62,2	63,3	64,3	65,3	65,7	66,1
	Green Deal	59,8	60,1	59,9	59,7	59,4	58,9	58,1
N°. famiglie (milioni)	PNIEC	25,7	27,0	27,7	28,5	29,2	29,7	30,2
	Green Deal	25,7	25,9	26,1	26,3	26,4	26,4	26,3

Tabella 3.2 - Evoluzione del PIL: tassi medi annui di crescita in % per ogni quinquennio fino al 2050 (Fonte: per il PNIEC dati scenari EUREF2016 e per il Green Deal dati storici (15-20) Eurostat e dati scenari EUREF2020).

		Proiezioni						
		15-20	20-25	25-30	30-35	35-40	40-45	45-50
Tasso annuo di crescita PIL	PNIEC	1,37	1,18	1,19	1,50	1,57	1,48	1,60
	Green Deal	-1,22	2,41	0,30	0,14	0,27	0,69	1,04

3.3.2 Gli effetti della pandemia covid-19 sugli scenari energetici a medio e lungo termine

La pandemia ha avuto un importante impatto anche su abitudini dei consumatori, organizzazione del sistema produttivo e sistema energetico più direttamente, tutti fattori che possono influenzare gli scenari energetici futuri. Nonostante lo shock iniziale sia stato in parte riassorbito, sono in corso alcuni cambiamenti strutturali con effetti che perdureranno nel medio e lungo periodo. In particolare, sono stati

⁶ Drivers utilizzati dalla Commissione Europea per lo scenario di riferimento *EU Reference Scenario*, versioni *EUREF2016* (PNIEC) e *EUREF2020* (Strategia Idrogeno).

approfonditi la diffusione dello *smart working* o lavoro agile e il suo effetto sulla domanda energetica residenziale e l'impatto sul settore trasporti.

Al di là delle risposte immediate durante l'emergenza e i *lockdown* imposti dal Governo per contrastare la pandemia, inizia a emergere un processo di trasformazione di lunga durata sui ritmi e modalità di lavoro, con diverse indagini che indicano una prospettiva di aumento strutturale e permanente dell'utilizzo dello *smart working*. Da prime stime [24], 5 milioni di occupati che lavorano da casa in media 2 giorni la settimana incrementano la domanda energetica del settore residenziale del 4% circa.

Anche nel settore trasporti il crollo della domanda di mobilità osservato durante i *lockdown* imposti a causa della pandemia, soprattutto nel segmento passeggeri, e la conseguente caduta della domanda energetica per i trasporti non verranno completamente riassorbiti neanche nel lungo periodo [25]. La pandemia ha portato, infatti, cambiamenti strutturali nelle abitudini delle persone e nell'organizzazione aziendale che, congiuntamente ad effetti sul reddito, hanno portato a modifiche nelle tendenze della mobilità anche nel medio e lungo periodo. Tra questi, minori viaggi d'affari e turismo internazionale, una riduzione di spostamenti pendolari grazie anche alla diffusione dello *smart working* e una maggiore preferenza per i modi di trasporto privato rispetto ai mezzi pubblici nelle città.

L'impatto complessivo risultante è negativo per tutte le modalità di trasporto, con una ridotta mobilità automobilistica, un minor utilizzo del trasporto pubblico locale, riduzione dell'utilizzo dei treni, anche quelli ad alta velocità, una ripresa molto lenta e incompleta per l'aviazione e il trasporto marittimo internazionale che convergono ai livelli precedenti la pandemia a un ritmo molto lento.

In Tabella 3.3 è mostrata l'evoluzione dei trasporti, prendendo come indici i miliardi di passeggeri (Gp_km) per chilometro e i miliardi di tonnellate per chilometro (Gt_km) all'anno 2030.

Tabella 3.3– Ipotesi di mobilità negli scenari PNIEC e Green Deal al 2030 e 2050 (miliardi di passeggeri per km [Gp_km] e miliardi di tonnellate per km [Gt_km]) (Fonte: Elaborazioni RSE su proiezioni EUREF2016 (PNIEC) e EUREF2020 (Green Deal)).

	2018	2030		2050	
		PNIEC	Green Deal	PNIEC	Green Deal
Trasporto Passeggeri (Gp_km)					
Pubblico su strada	103	130,1	94,5	143,0	94,1
Auto private e motocicli	783	767,3	798,9	777,1	841,6
Ferroviario	61	87,3	64,5	103,9	72,0
Aereo	70	86,2	78,7	116,2	102,9
Navigazione	4,9	5,2	6,2	5,8	6,5
Totale	1021,9	1076,0	1042,8	1146,0	1117,0
Trasporto Merci (Gt_km)					
Merci su strada	130	157,0	164,3	177,5	169,5
Ferroviario	22	33,5	25,9	38,5	29,0
Navigazione	61	58,3	61,3	67,5	65,4
Totale	213	248,8	251,5	283,5	263,8

3.3.3 Livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ dei nuovi veicoli pesanti per il trasporto merci

Un ulteriore fattore che influenzerà l'evoluzione del settore trasporti, in particolare il segmento merci, la sua composizione negli anni a venire e il contributo al processo di decarbonizzazione, consiste nei nuovi limiti emissivi di CO₂ per i veicoli pesanti per il trasporto merci. Il Regolamento (EU) 2019/1242 [26] ha introdotto per la prima volta standard di CO₂ per i nuovi veicoli pesanti per il trasporto merci. Secondo

tale regolamento, le emissioni specifiche di CO₂ del parco dei nuovi veicoli pesanti immatricolati nell'UE devono essere ridotte del 15% a partire dal 2025 e del 30% a partire dall'anno 2030 (art. 1). Questo comporterà un ricambio con nuovi mezzi a basse emissioni e faciliterà la diffusione sul mercato di nuove tecnologie come camion elettrici e a idrogeno che presentano ancora costi di acquisto superiori alle equivalenti alternative alimentate a combustibili fossili.

3.4 L'evoluzione attesa degli elettrolizzatori

La valutazione dei costi di investimento e dei costi operativi degli elettrolizzatori è piuttosto complessa poiché le fonti di letteratura forniscono informazioni alquanto disperse in ragione della tipologia di elettrolizzatore, della taglia dell'impianto, della capacità di fabbricazione e delle diverse ipotesi di sviluppo tecnologico e di mercato. In linea generale, si può comunque osservare che i costi specifici di investimento degli elettrolizzatori (€/kW) si riducono all'aumentare della taglia dell'impianto, possono scendere grazie all'innovazione tecnologica e scendono significativamente quando si raggiungono le economie di scala sul lato della produzione [27].

La Tabella 2.1 mostra i costi specifici di investimento per le due principali tipologie commerciali di elettrolizzatori assunti nel modello TIMES di RSE (elettrolizzatori alcalini e PEM). I valori derivano dall'analisi di innumerevoli fonti di letteratura descritte in [27] e sono stati scelti partendo dal presupposto che nei prossimi 5-10 anni si raggiungano le economie di scala nella fabbricazione degli elettrolizzatori, con la presenza di *giga-factory*. Nel corso del 2020, infatti, la Commissione Europea e vari Stati nazionali hanno pubblicato le proprie Strategie sull'idrogeno. Ciò ha mobilitato ingenti investimenti pubblici e privati lungo tutta la filiera e alcune società stanno già costruendo o progettando le prime *giga-factory* di elettrolizzatori PEM e alcalini (es. UK, Norvegia e nella UE con progetti IPCEI) [28] [29].

Tabella 3.4 - CAPEX degli elettrolizzatori ipotizzati nel modello TIMES-RSE per la costruzione dello scenario.

APPLICAZIONE	Taglia di riferimento	START	Elettrolizzatori Alcalini		Elettrolizzatori PEM	
			CAPEX (€/kW _{el})	Fonte	CAPEX (€/kW _{el})	Fonte
Impianto piccolo per generazione di idrogeno distribuita (es. stazioni di rifornimento dei veicoli)	10 MW _{el}	2020	682	[30]	879	[28]
		2030	551	[30]	455	[30]
		2050	250	[28]	294	[28]
Impianto medio-grande per produzione di idrogeno in loco nell'industria o per produzione centralizzata di idrogeno da accoppiare a parco FER	100 MW _{el}	2030	327	[7]	236	[31]
		2050	164	[7]	155	[28]

3.5 PNRR e obiettivi specifici di politica energetica / industriale sulla filiera idrogeno

Al fine di sfruttare al meglio il contributo dell'idrogeno al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione è necessario stimolare la domanda di idrogeno e promuovere per tempo lo sviluppo di questo vettore. Il contesto regolatorio e socioeconomico di contorno può facilitare tale sviluppo, ma per ottenere l'accelerazione necessaria al soddisfacimento degli obiettivi al 2030, occorre anche promuovere gli investimenti e incanalarli verso alcuni settori strategici. Agire in questa fase precoce ha una valenza strategica in quanto permette anche di delineare e rafforzare il ruolo dell'Italia e dell'Europa in un contesto internazionale ancora in via di definizione, con filiere ancora poco consolidate.

Il *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* (PNRR) dell'Italia [32], grazie all'ambizioso programma di riforme e ai fondi allocati a progetti legati alla decarbonizzazione in generale e all'idrogeno in particolare, è un importante primo passo verso lo sviluppo di questo settore in Italia.

In linea con la *Hydrogen Strategy* Europea, il PNRR mira a promuovere la produzione e l'utilizzo di idrogeno attraverso investimenti nei seguenti campi:

- sviluppando progetti *flagship* per l'utilizzo di idrogeno nei settori industriali *hard-to-abate*, a partire dalla siderurgia e la vetreria (2,0 mld €).
- favorendo la creazione di "*hydrogen valley*", facendo leva in particolare su aree con siti industriali dismessi (0,5 mld €).
- Abilitando, tramite l'installazione di stazioni di ricarica, l'utilizzo dell'idrogeno nel trasporto pesante (camion) e in selezionate tratte ferroviarie non elettrificabili (0,53 mld €).
- supportando la ricerca e sviluppo e completando tutte le riforme e regolamenti necessari a consentire l'utilizzo, il trasporto e la distribuzione di idrogeno (0,16 mld €).

Tabella 3.5 – Principali misure del PNRR che influiscono sulla diffusione dell'idrogeno

Misura	descrizione	obiettivo 2026	obiettivo 2030	obiettivo generale / aspirazione	finanziamento PNRR
Installazione di elettrolizzatori		1 GW	5 GW	sviluppo del mercato dell'idrogeno	finanziamenti per 1 GW distribuiti nelle misure
Produzione di H2 nelle aree industriali dismesse	Installazione in aree dismesse di elettrolizzatori per H2 da overgeneration FER o impianti dedicati nell'area.	1-5 MW di produzione per sito		promuovere la produzione locale e l'uso di idrogeno nell'industria e nel trasporto locale, con la creazione delle cosiddette hydrogen valleys	0,5 mld €
Utilizzo H2 in settori hard-to-abate - raffinerie e industria chimica	possibile utilizzo dell'idrogeno verde nelle raffinerie e industria chimica che già utilizzano idrogeno grigio	No target	No target	settori più promettenti per iniziare a utilizzare l'idrogeno verde e sviluppare il mercato	2 mld €
Utilizzo H2 in settori hard-to-abate (acciaio)	ciclo dell'acciaio basato sulla produzione di DRI con metano e fusione in un forno elettrico.	Sost. altoforno a carbone con DRI a gas	graduale miscelazione dell'H2 nel DRI	decarbonizzare la produzione dell'acciaio sostituendo gradualmente il metano con l'idrogeno e sviluppare competenze e nuove tecnologie in modo competitivo	
Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate (altre industrie)	il cemento, il vetro e la carta sono altri settori in cui è possibile utilizzare l'idrogeno	No target	No target	decarbonizzare i processi di combustione ad alte temperature sostituendo gradualmente il metano con l'idrogeno nei bruciatori	
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	sviluppo stazioni di rifornimento camion e auto	40 stazioni di rifornimento		penetrazione camion a idrogeno del 5-7% (grazie anche a regolamentazione su emissioni nuovi mezzi)	0,23 mld €
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	conversione di stazioni di rifornimento ferroviarie con H2, incluso di produzione e stoccaggio H2	9 stazioni di rifornimento su 6 linee ferroviarie.		conversione verso l'idrogeno delle linee ferroviarie non elettrificate in regioni caratterizzate da elevato traffico in termini di passeggeri con un forte utilizzo di treni a diesel.	0,3 mld €
Mobilità -rinnovo flotte bus, treni versi		2026: 3360 bus e 53 treni a basse emissioni			3,64 mld € (incluso mezzi vigili del fuoco e aeroporti)

4 LA TRAIETTORIA DI PENETRAZIONE DELL'IDROGENO NELL'ECONOMIA NAZIONALE

Per poter supportare il Governo nella definizione di una Strategia per l'Idrogeno è importante provare ad esplorare diverse configurazioni, soprattutto legate al “colore” di produzione dell'idrogeno e alle opportunità di consumo nei principali settori energetici. Sono stati, perciò, realizzati tre scenari che rispettano gli obiettivi del PNRR e la riduzione al 2030 delle emissioni dei gas climalteranti del 51% rispetto ai valori del 1990, in particolare:

1. Scenario PNRR – questo scenario considera il target di riduzione delle emissioni e guida il percorso di decarbonizzazione includendo le principali misure del PNRR (paragrafo 3.5), dove viene considerata soltanto la produzione di idrogeno da elettrolisi da energia rinnovabile (solo H₂ verde), in particolare si citano gli obiettivi di:

- 5 GW di elettrolizzatori al 2030
- Riconversione dell'acciaieria di Taranto (ex ILVA) e stazioni di rifornimento treni e truck.

Non viene considerato alcun vincolo di consumo di H₂ nei settori prioritari, eccetto l'acciaio. In altre parole, il modello è libero di scegliere se fare o meno ricorso a H₂ *low carbon* per soddisfare il vincolo di decarbonizzazione al 2030

2. Scenario H₂ green (H2G) – questo scenario parte dallo scenario PNRR, e viene inclusa la trasformazione dell'idrogeno utilizzato in raffinerie e petrolchimica in idrogeno verde. Viene promosso il consumo H₂ nei settori *hard to abate* e *blending*. In questo scenario sono considerati dei consumi predeterminati di minimo nei principali settori di consumo, secondo le indicazioni del gruppo di lavoro ministeriale del MiTE incaricato di occuparsi della definizione della strategia idrogeno (RSE è il soggetto tecnico che ha provveduto ad analizzare le opportunità di penetrazione dell'idrogeno).
3. Scenario H₂ blue (H2B) – questo scenario parte dallo scenario PNRR, e viene inclusa la trasformazione dell'idrogeno utilizzato in raffinerie e petrolchimica in idrogeno blu (idrogeno prodotto da gas naturale con cattura delle emissioni). Anche in questo scenario sono considerati dei consumi predeterminati di minimo nei principali settori di consumo, secondo le indicazioni del gruppo di lavoro ministeriale.

In sintesi, per i tre scenari si quantificano in Tabella 4.1 gli input del modello legati ai vincoli di consumo e di tipologia di idrogeno.

Tabella 4.1 – Vincoli di minimo sui consumi di idrogeno nei tre scenari analizzati

Scenario	H2 treni	H2 camion	H2 blending	H2 industria manifatturiera	Raffinerie	Petrolchimica
	kton	kton	kton	kton	Colore H2	Colore H2
PNRR	No vincoli di consumo	No vincoli	No vincoli	40 (riconversione ILVA)	Nessun obbligo di conversione in H ₂ low carbon	Nessun obbligo di conversione in H ₂ low carbon
H2G	10	50	60	40	H2 verde + H2 grigio*	H2 verde + H2 grigio*
H2B	10	50	60	40	H2 blu + H2 grigio*	H2 blu + H2 grigio*

* In grigio è riportato l'idrogeno che non può essere sostituito con H₂ green o blue (quantificato nel capitolo 2).

4.1 I principali risultati degli scenari

L'assetto energetico nazionale risultante dagli scenari elaborati al 2030 è presentato in Figura 4.1. Il consumo interno lordo del Paese viene ridotto a circa 122 Mtep, che consiste in una riduzione dell'8% rispetto al PNIEC e del 22% rispetto alla configurazione attuale (2019). Questi risultati sono da imputare sia all'innalzamento degli obiettivi di decarbonizzazione coerenti con il *Green Deal* europeo (paragrafo 3.2), sia all'aggiornamento dei *drivers* macroeconomici (paragrafo 3.3.1) i quali prevedono, in particolare, una crescita economica e demografica più contenuta rispetto al PNIEC. Da Figura 4.1 si osserva inoltre che il risparmio energetico si verifica a discapito delle fonti fossili, il cui contributo viene decurtato del 17% rispetto al PNIEC e del 39% rispetto al 2019. Tale contrazione lascia spazio ad un maggiore dispiego di fonti rinnovabili, in parte stimolato dall'emersione dell'economia a idrogeno verde: complessivamente le FER aumentano del 15% rispetto al PNIEC e del 49% rispetto al 2019.

In termini di energia primaria, gli scenari idrogeno al 2030 generano in media un risparmio del 45% rispetto allo scenario PRIMES 2007⁷ [33] e dimostrano quindi di poter raggiungere e anche superare gli obiettivi di efficienza energetica del PNIEC, il quale ha come target il 43% di risparmio di energia primaria rispetto a PRIMES 2007.

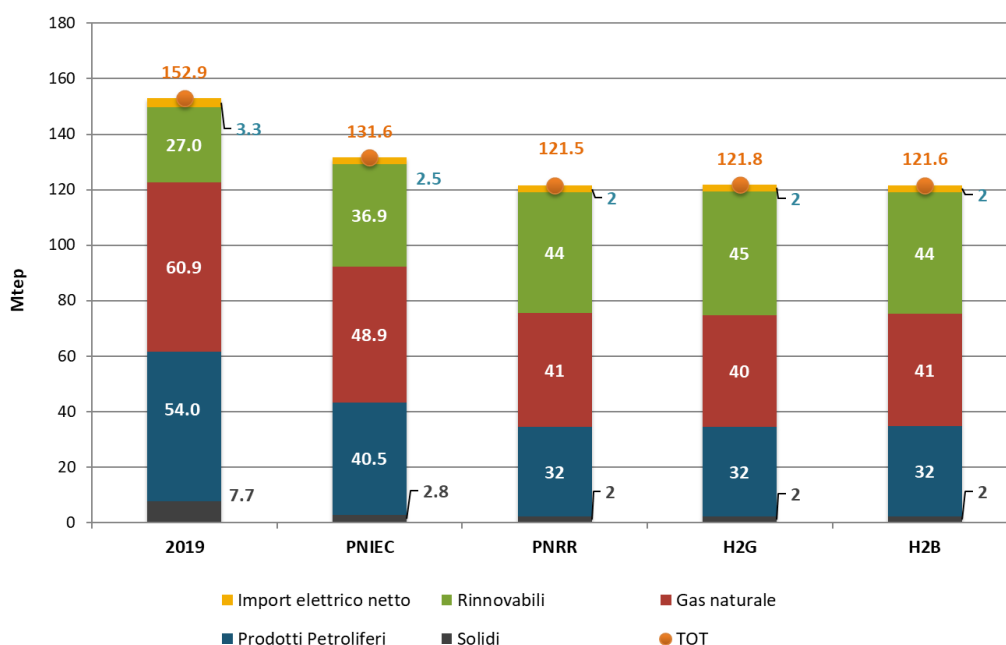


Figura 4.1 – Consumo interno lordo italiano: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

I benefici di una economia ad idrogeno sono visibili anche nell'evoluzione dei consumi finali di energia (Figura 4.2): negli scenari idrogeno questi si riducono in media del 13% rispetto al 2019 e del 8% rispetto al PNIEC. L'efficienza energetica è accompagnata da una redistribuzione del mix energetico in favore della decarbonizzazione: le fonti rinnovabili crescono di oltre il 60% rispetto al 2019 e del 33% rispetto al PNIEC, grazie ai contributi significativi delle FER elettriche (solare ed eolico) e termiche (biometano). Parallelamente, viene a ridursi il peso energetico delle fonti fossili, sia per effetto delle misure di efficienza energetica nel settore civile, sia per la diffusione di alimentazioni alternative nel settore trasporti (elettrico, metano, biocombustibili e idrogeno) che contribuisce, insieme all'efficientamento dei veicoli, a ridurre il ricorso ai prodotti petroliferi.

⁷ Lo scenario PRIMES 2007 è il riferimento rispetto al quale si calcolano gli obiettivi di efficienza energetica.

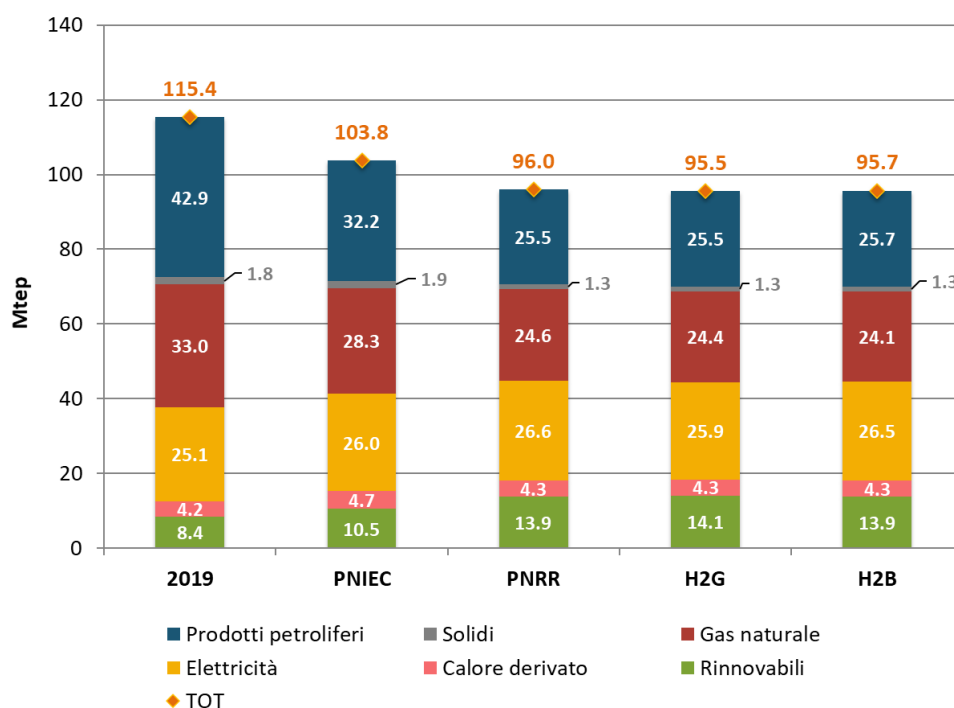


Figura 4.2 – Consumi finali di energia: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

L'efficienza energetica nei consumi finali al 2030 rispetto ad uno scenario tendenziale BASE⁸ [34] è diffuso in tutti i settori (Figura 4.3), con particolare enfasi sui comparti residenziale, terziario e trasporti, che insieme raggiungono un risparmio annuo al 2030 di circa 9 Mtep. Gli scenari idrogeno dimostrano infatti di poter andare oltre ai livelli di consumo del PNIEC negli usi finali, aggiungendo una contrazione dei consumi rispetto a quanto già previsto dal PNIEC di circa il 4-5% nell'industria e nel residenziale, 13% nel terziario, e circa 10% in agricoltura e trasporti.

Nel settore residenziale l'efficienza energetica è sostenuta dalla diffusione di apparecchi elettrici più efficienti di quelli esistenti (illuminazione a led, elettrodomestici più performanti), ma la contrazione della domanda di energia interessa soprattutto il fabbisogno termico del settore (riscaldamento e acqua calda sanitaria), grazie alla riqualificazione energetica degli edifici vecchi, al ricorso a pompe di calore annuali per il riscaldamento e raffrescamento e alla diffusione di tecnologie a fonti rinnovabili (soprattutto impianti solari termici) sempre più efficienti.

Nel settore terziario, l'evoluzione tecnologica verso tecnologie e apparecchiature più performanti combinata ad una maggiore incisività degli interventi di riqualificazione energetica e un sempre più forte ricorso alla energia elettrica negli usi termici (pompe di calore), permettono di contenere il crescente fabbisogno di energia trainato dalle proiezioni di crescita economica (paragrafo 3.3.1).

Il settore agricolo invece stabilizza i propri consumi senza particolari variazioni nel mix di fonti energetiche.

Per quanto riguarda l'industria, i risparmi energetici sono legati al ricorso alla cogenerazione e all'utilizzo di motori più efficienti e sistemi di controllo e un miglioramento generale di efficienza nei dispositivi

⁸ Lo scenario BASE è uno scenario di benchmark in cui sono implementate tutte le politiche energetiche già concordate a livello dell'UE e degli Stati Membri entro il dicembre 2020, ma non ulteriori obiettivi di decarbonizzazione.

elettrici che compensano l'aumento di usi elettrici per la maggiore elettrificazione. Ulteriori risparmi sono dovuti anche a sistemi di riscaldamento elettrico (es. pompe di calore elettriche industriali, nuovi forni a induzione, ecc.), a interventi di compressione meccanica del vapore e soprattutto interventi di recupero termico nei processi industriali ad alto contenuto di energia.

Nel settore trasporti il principale contributore alla riduzione dei consumi è il trasporto auto, grazie alla diffusione di veicoli elettrici, al miglioramento delle prestazioni dei veicoli tradizionali, nonché dello *shift* di parte della mobilità passeggeri verso il trasporto collettivo.

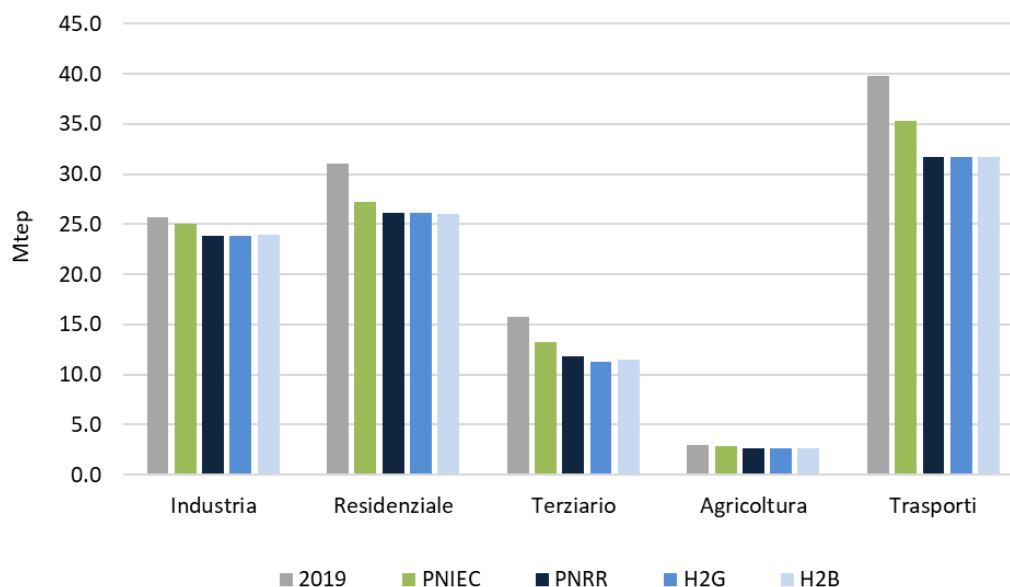


Figura 4.3 – Consumi finali di energia per settore: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

Per quanto riguarda il vettore elettrico (Figura 4.4), negli scenari idrogeno il fabbisogno di rete al 2030 si assesta tra i 343 e 352 TWh, valori ben al di sopra dello stato attuale (320 TWh nel 2019) e anche dello scenario PNIEC (331 TWh). A far crescere la richiesta di rete interviene da una parte la domanda crescente di energia elettrica nei settori “tradizionali” di uso finale, in particolare i trasporti, dall'altra emerge anche una significativa penetrazione di nuove tecnologie e processi del settore trasformazione non considerati ancora maturi nel PNIEC: circa 0,3 TWh di energia elettrica vengono consumati nei processi *Power-to-gas*, mentre la produzione di idrogeno richiede dagli 8 ai 22 TWh a seconda dell'ambizione dello scenario considerato e del grado di decarbonizzazione dell'idrogeno prodotto.

Negli scenari idrogeno l'energia elettrica nei settori di uso finale (industria, terziario, agricoltura, trasporti, residenziale) raggiunge il 28% dei consumi energetici finali al 2030, anche se, in termini assoluti, la domanda elettrica cresce complessivamente solo del 6% al 2030 rispetto ai valori 2019. Questo accade perché i consumi energetici si contraggono per rispondere ai target presenti al 2030, favorendo tutte le forme di efficienza, tra cui l'incremento delle performance dei dispositivi elettrici e la diffusione di pompe di calore per mitigare i consumi della climatizzazione. Le tendenze illustrate sono il risultato di un compromesso interno al sistema: da un lato l'elettrificazione degli usi finali consente di raggiungere i target sulle rinnovabili elettriche grazie alla contabilizzazione dell'elettricità “green” e ai target emissivi, dall'altro la necessità di aumentare l'efficienza negli usi elettrici contribuisce a raggiungere gli obiettivi di riduzione dei consumi. Un discorso a parte merita il settore dei trasporti, dove per abbandonare la storica dipendenza da prodotti petroliferi è necessario un ricorso radicale ai veicoli elettrici nel trasporto su strada, permettendo così di spingere l'elettrificazione del settore da 2,5% (2019) fino a 10,4% (2030, scenari idrogeno).

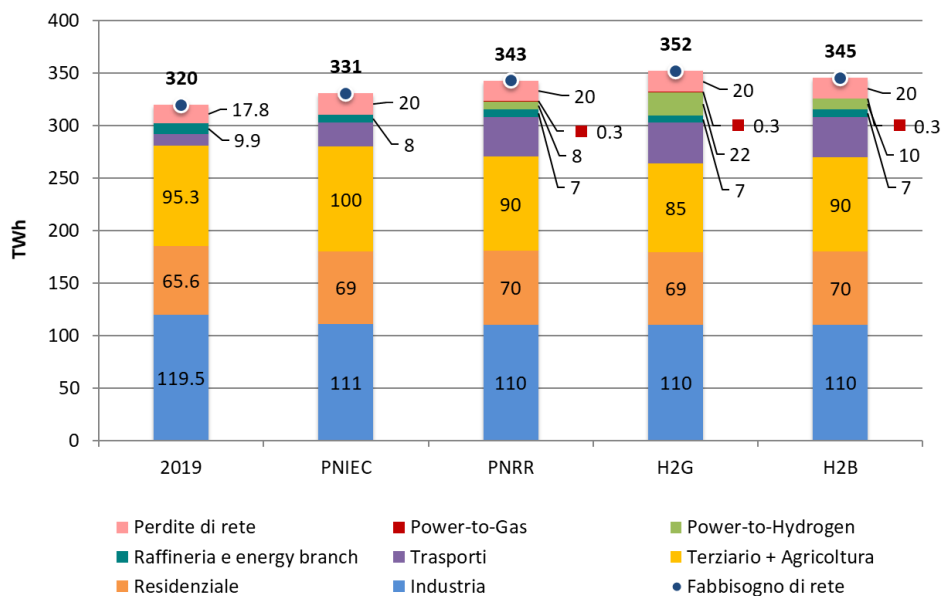


Figura 4.4 – Consumi elettrici in vari settori e fabbisogno di rete complessivo: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

Per quanto riguarda il lato offerta di energia elettrica (Figura 4.5), negli scenari idrogeno il parco di generazione subisce una importante trasformazione, abbandonando la generazione da carbone e con un ricorso sempre maggiore alle fonti energetiche rinnovabili. Queste ultime arrivano a coprire fino al 70% della generazione elettrica totale, superando quanto previsto nello scenario PNIEC, dove la quota FER si attestava al 60%. A fare da traino per il settore rinnovabile è l'energia prodotta da fonti intermittenti, circa 145-147 TWh complessivi al 2030 per gli scenari idrogeno. La crescita principale, rispetto allo stato attuale, riguarda il fotovoltaico (fino a +286%) e a seguire l'eolico (fino a +176%). I risultati più rilevanti in termini di variazioni nel mix di generazione sono il completo *phase-out* carbone dal 2025 e la crescita delle rinnovabili, che passano da 113 TWh nel 2019 a circa 224-228 TWh al 2030 negli scenari idrogeno.

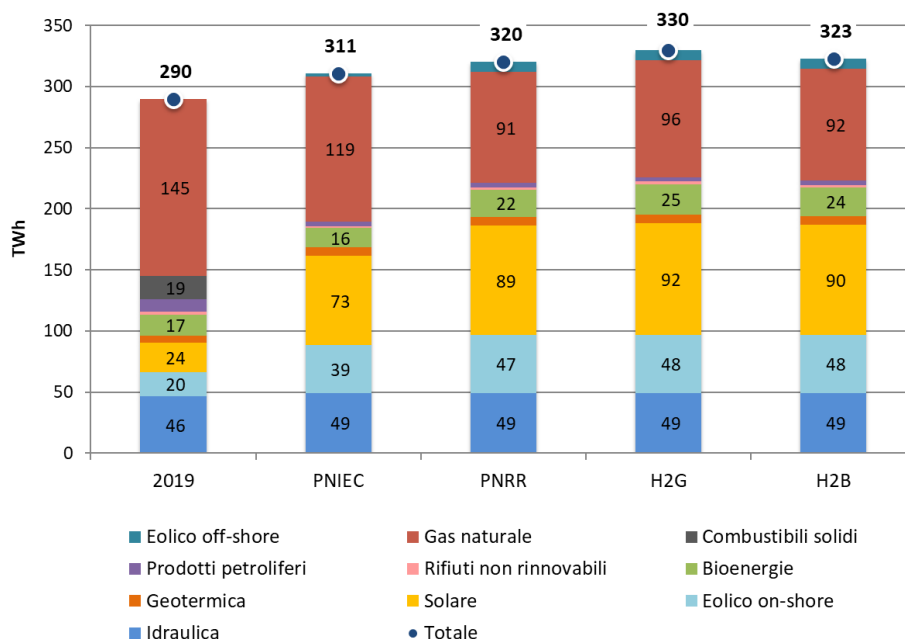


Figura 4.5 - Generazione elettrica per fonte: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

In termini di capacità installata (Tabella 4.2), i futuri investimenti in generazione elettrica si concentrano principalmente sulle fonti rinnovabili intermittenti. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospetta un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui capacità dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030 per l'eolico e quasi triplicare per il fotovoltaico.

Per queste fonti si tratta non solo di stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il *revamping* e *repowering* degli impianti sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati; ciò consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo. Simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, è utilizzato per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico (FV) prevista per il 2030, circa 43 GW aggiuntivi negli scenari idrogeno, rispetto a poco più di 32 GW nel PNIEC. Si predilige l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc., ma sono comunque necessari anche grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi.

Importante risulta anche la penetrazione di tecnologie attualmente ancora non presenti nell'offerta di generazione nazionale, come l'eolico offshore per 2,5 GW e il solare a concentrazione per 900 MW (CSP). Per quanto riguarda le altre fonti è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica, idroelettrica e delle bioenergie.

Tabella 4.2 - Evoluzione delle capacità di generazione elettrica negli scenari idrogeno e confronto con il dato storico e il PNIEC.

Capacità installata (GW)	2019	2030			
		PNIEC	PNRR	H2G	H2B
Idroelettrico	19,0	19,2	19,2	19,2	19,2
Eolico on-shore	10,7	19,3	21,4	21,4	21,4
Eolico off-shore	0,0	0,9	2,5	2,5	2,5
FV	20,9	52,9	63,0	64,5	64,0
CSP	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9
Bioenergie	4,1	3,8	5,6	5,7	5,7
Geotermoelettrico	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0
Combustibili solidi	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas naturale	47,5	50,0	52,4	53,3	52,5
Prodotti petroliferi	2,5	0,8	0,8	0,8	0,8

Nella Figura 4.6 è possibile confrontare il dettaglio delle fonti rinnovabili non elettriche nei consumi finali per il 2019 e per gli scenari PNIEC e idrogeno al 2030. Questo grafico permette di considerare i consumi delle rinnovabili termiche e per trasporti senza considerare alcun moltiplicatore o il calore ambientale delle pompe di calore, come previsto nella Direttiva sulle fonti rinnovabili - RED II [35] i cui obiettivi sono parte integrante dello scenario PNIEC. In questo grafico (Figura 4.6) è incluso anche il vettore idrogeno, esclusivamente prodotto mediante elettrolisi da FER, per cui è possibile considerarlo rinnovabile. La figura mostra una significativa diffusione di idrogeno verde negli usi finali fino a 0,5 Mtep. Nello scenario PNRR, l'idrogeno viene destinato principalmente al settore trasporto pesante, ma è presente anche una parte richiesta dall'industria. Negli scenari H2G e H2B invece, l'idrogeno è prevalentemente presente in *blending* nelle reti gas esistenti. Un altro combustibile *green* di grande interesse è il biometano, i cui consumi complessivi negli scenari idrogeno risultano quasi quadruplicati rispetto al PNIEC. In particolare, al 2030 è prevista una penetrazione di 2,1 Mtep di biometano in rete per usi civili, a cui si aggiungono altri 1,2 Mtep destinati al settore trasporti.

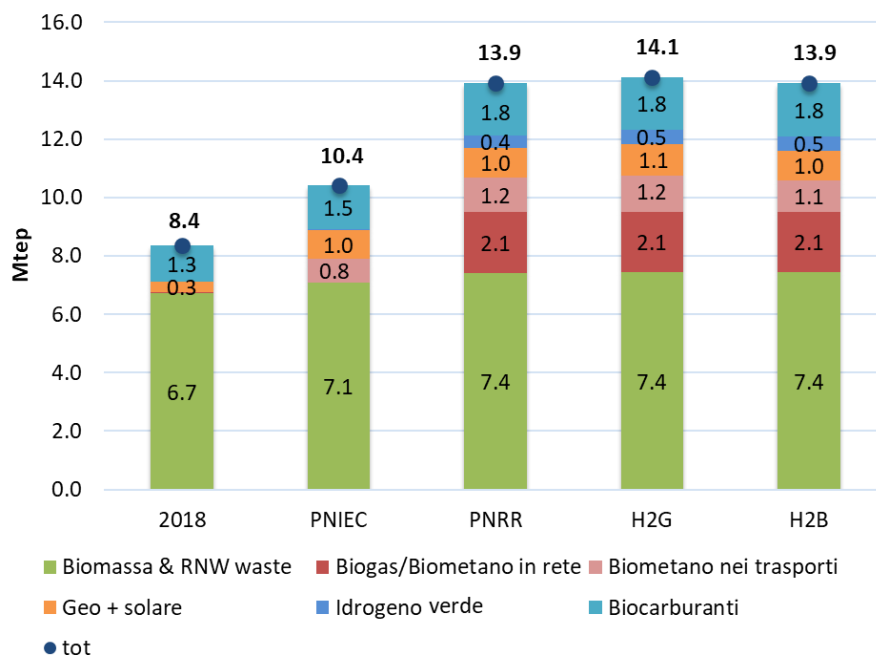


Figura 4.6 – Impiego di rinnovabili non elettriche nei consumi finali di energia: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

Negli scenari idrogeno le fonti rinnovabili forniscono un contributo alla decarbonizzazione incrementale rispetto al PNIEC, spingendo lo *share* sui consumi finali lordi dal 30% a circa il 39% (Figura 4.7). Al raggiungimento di questo risultato concorre anche la contrazione del denominatore grazie all'efficienza energetica.

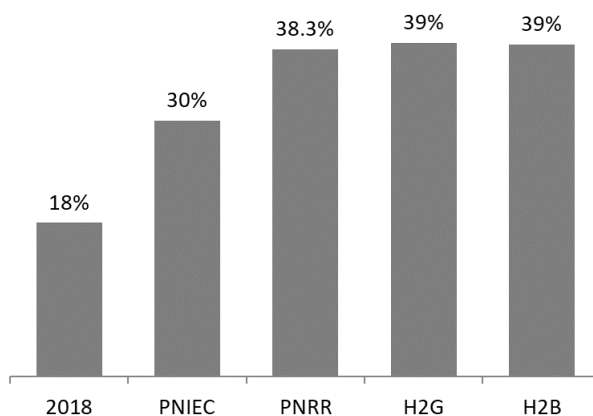


Figura 4.7 – Obiettivi FER complessivi (*share* sui consumi finali lordi): confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

Per quanto riguarda i target settoriali (Figura 4.8) il maggiore contributo rispetto agli obiettivi viene dal settore elettrico, dove la forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permette al settore di coprire il 64% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 55% del PNIEC.

Il forte efficientamento previsto negli scenari idrogeno permette di ottenere risultati significativi anche per le rinnovabili termiche: si registra il raggiungimento di quasi il 40% dei consumi finali termici lordi, riconducibili alla componente aerotermica delle pompe di calore elettriche e al ricorso a bioenergie nei servizi di riscaldamento e raffrescamento. Si ottiene un incremento del consumo di FER termiche grazie anche ad una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente, accompagnata da impianti solari termici, geotermici e a biomassa, oltre che a pompe di calore, che porta ad una significativa riduzione dei consumi, accompagnata dal drastico calo delle emissioni. A ciò si aggiunge anche la presenza di biometano e idrogeno in *blending* con il gas naturale nelle reti esistenti.

Le rinnovabili nel settore trasporti raggiungono *target* al 2030 tra il 45% e il 47% di quota sui consumi del settore (secondo la contabilizzazione prevista per il settore Trasporti nella direttiva RED II), contro appena il 22% dello scenario PNIEC. A fare la differenza negli scenari a supporto della Strategia Idrogeno, rispetto allo scenario a supporto del PNIEC, è il maggior ricorso a veicoli alimentati in maniera alternativa, dall'elettricità o dai biocarburanti, in particolare biometano. I coefficienti correttivi della direttiva RED II, utilizzati nella contabilizzazione della componente rinnovabile dell'energia elettrica consumata su strada, rendono particolarmente appetibile il ricorso a veicoli elettrici, soprattutto nel caso in cui la quota delle FER elettriche raggiunge valori molto elevati.

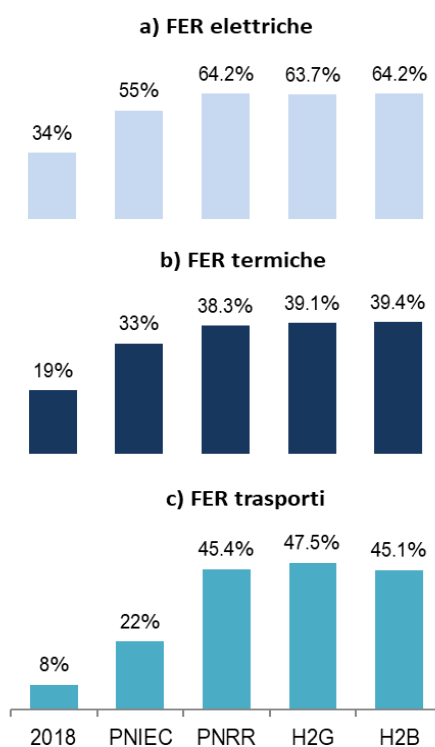


Figura 4.8 - Obiettivi FER settoriali: confronto tra il dato storico (2019), lo scenario PNIEC e gli scenari idrogeno al 2030.

4.2 Focus sull'idrogeno

I tre scenari elaborati sottolineano la necessità di sviluppare soluzioni concrete per la filiera dell'idrogeno affinché questo vettore possa accompagnare la decarbonizzazione nel lungo periodo, grazie anche alla prevista drastica riduzione dei costi degli elettrolizzatori e alla diffusione di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. L'idrogeno inizia a costituire una opzione di decarbonizzazione necessaria per il sistema già al 2030, guidata dall'innalzamento del target emissivo degli scenari considerati. Analizzare i risultati di scenario è il primo passo per provare a ben strutturare la filiera dell'idrogeno, trovare soluzioni per produzione, stoccaggio, immissione in rete e per tutte le sfide e le criticità che caratterizzano una eventuale economia dell'idrogeno.

Come visto nel paragrafo 2.1, attualmente in Italia l'idrogeno viene consumato principalmente nel settore Raffineria e nel settore della Chimica (la Tabella 2.1 riassume le quantità di idrogeno prodotte e utilizzate per usi non energetici nel 2018). Soprattutto il primo di questi settori è legato alla produzione e consumo di carburanti di origine fossile, per cui è interessante approfondire cosa succede agli attuali utilizzi dell'idrogeno (Figura 4.11).

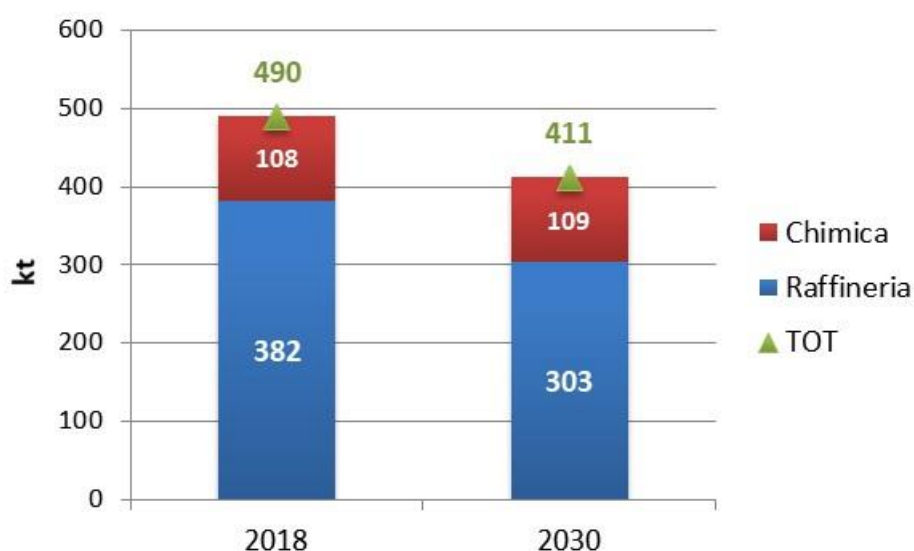


Figura 4.9 - Evoluzione del fabbisogno di H₂ negli abituali settori di consumo

Al 2030, nonostante venga mantenuto l'attuale export di prodotti petroliferi in tutti gli scenari (circa 30 Mtep), la domanda nazionale in contrazione per i vincoli emissivi porta ad una riduzione delle produzioni di prodotti petroliferi (33,5 Mtep al 2030) con il conseguente minor fabbisogno di idrogeno per la raffineria, passando dalle 374 mila tonnellate del 2018 a poco più di 300 mila tonnellate al 2030. Il settore della Chimica e Petrolchimica, invece, vede crescere la necessità di idrogeno (da 106 kt a 109 kt al 2030) in linea con le previsioni macroeconomiche settoriali utilizzate negli scenari.

Considerando questa evoluzione per gli attuali usi dell'idrogeno, tutti gli scenari evidenziano la nascita di nuova domanda di idrogeno per usi energetici, fino alle 174 kt dello scenario H2B (Figura 4.10). Il fabbisogno di idrogeno nazionale passa dalle 490 kt del 2018 a valori compresi tra le 556 kt dello scenario PNRR a circa 585 nello scenario H2B.

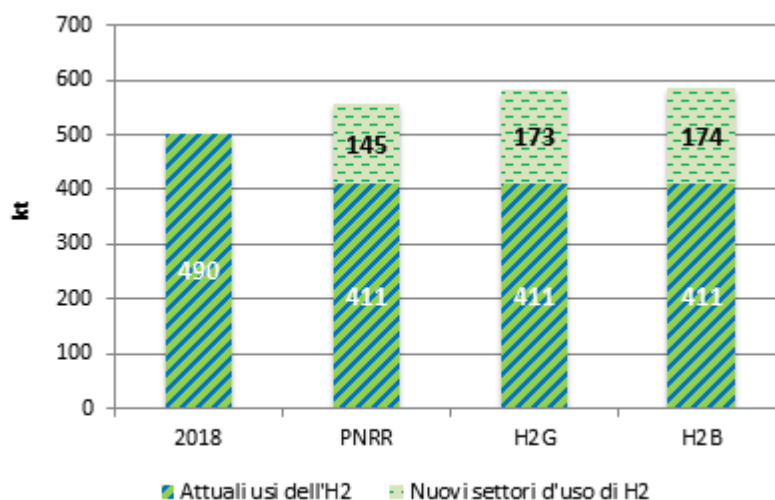


Figura 4.10 - Evoluzione del fabbisogno di H₂ negli scenari idrogeno al 2030

Da considerare, inoltre, che non tutto l'attuale H₂ può essere sostituito con H₂ verde o blu, perché in parte è ricavato come sottoprodotto di alcuni processi produttivi, per cui non avrebbe senso investire in tecnologie *low carbon* di produzione dell'idrogeno, e in parte la CO₂ prodotta nello SMR è utilizzata in processi a valle del settore chimico (paragrafo 2.1): risultano perciò circa 100 kt non convertibili in idrogeno verde o blu (che chiameremo *idrogeno grigio*).

I colori dell'idrogeno negli scenari sono per lo più dettati dalle ipotesi di costruzione degli scenari. Nello scenario con più gradi di libertà, lo scenario PNRR, è interessante notare che non è presente idrogeno blu, ma solo idrogeno verde da elettrolisi per circa 145 kt (Tabella 4.3). Tutti gli scenari sono sviluppati fino al 2050 con un target di emissioni nette zero e questo obiettivo sicuramente influenza la scelta di tecnologie che hanno a che fare con i fossili e che, nonostante la cattura e sequestro (CCS), non sono completamente *green*. Lo scenario H2G rappresenta il caso in cui tutto l'idrogeno attualmente utilizzato viene convertito in idrogeno verde, a meno della quantità non sostituibile, permettendo di sfiorare quasi le 500 kt di idrogeno verde, mentre lo scenario H2B nonostante 285 kt di idrogeno blu presenta una quantità di idrogeno verde importante, quasi 200 kt.

Tabella 4.3 – I colori dell'idrogeno nei tre scenari analizzati al 2030

Scenario	H ₂ TOT	H ₂ verde	H ₂ blu	H ₂ grigio
	kton	kton	kton	kton
PNRR	556	145	0	411
H2G	583	483	0	100
H2B	584	199	285	100

I principali settori di consumo dell'idrogeno negli scenari sono quelli già individuati nelle Linee Guida Preliminari sull'Idrogeno (paragrafo 2.3). Nello scenario PNRR la maggior parte dei nuovi consumi di idrogeno verde viene assorbita dal settore di trasporto merci su gomma di lunga percorrenza, circa 85 kt (Tabella 4.4): i criteri di preferenza al 2030 includono maggiore percorrenza con un pieno, tempi di rifornimento veloci, e maggiore tonnellaggio trasportabile rispetto ad un veicolo elettrico equivalente.

In tutti gli scenari, la decarbonizzazione delle tratte di treni non elettrificabili è affidata al vettore idrogeno, con i treni a *fuel cell*, per 10 kt di consumo al 2030. È chiaro che l'idrogeno può supportare la decarbonizzazione dei settori “*hard to abate*” industriali caratterizzati dalla mancanza di soluzioni efficienti/applicabili di elettrificazione: nello scenario PNRR i consumi di H₂ verde, nei settori industriali diversi da raffineria e chimica (settore siderurgico e le vetrerie), raggiungono le 50 kt, mentre negli altri due scenari si attesta sulle 43 kt.

Lo scenario PNRR non contempla la possibilità di H₂ in *blending* con il metano, questo perché grossa parte dell'idrogeno immesso in rete andrebbe a decarbonizzare settori come il civile che presenta però delle opzioni di decarbonizzazione a miglior rapporto costo/efficacia.

In entrambi gli scenari H2G e H2B, inoltre, il settore della Chimica e Petrolchimica trasforma parte del suo abituale consumo di idrogeno grigio in idrogeno verde, per circa 25 kt al 2030.

Tabella 4.4 – I settori di consumo dell'idrogeno nei tre scenari analizzati

Scenario	H2 TOT	H2 treni	H2 truck	H2 blending	H2 industria energy	Raffineria	Chimica e Petrolchimica
	kton	kton	kton	kton	kton	kton	kton
PNRR	556	10	85	0	50	303	108
H2G	583	10	60	60	43	303	108
H2B	584	10	61	60	43	303	108

100% H2 verde

Mix H2 verde e grigio

100% H2 grigio

Mix H2 blu e grigio

4.2.1 Emissioni evitate

Per costruzione, le emissioni totali di ogni scenario sono identiche. Tutti e tre gli scenari, infatti, sono generati con il modello TIMES_RSE imponendo il vincolo di -51% di emissioni gas serra rispetto al 1990. Pertanto, l'utilizzo di una maggiore quantità di idrogeno *low carbon* in un determinato settore permette di “alleggerire” lo sforzo di mitigazione da compiere negli altri settori, ma le emissioni dell'intero sistema energetico restano le stesse nei tre casi analizzati.

Ciò premesso, le emissioni evitate grazie all'utilizzo dell'idrogeno verde/blu possono essere calcolate identificando, per ogni uso dell'idrogeno, una tecnologia di riferimento che viene sostituita.

In particolare, si ipotizza che i camion/treni a idrogeno sostituiscono camion/treni diesel e che l'idrogeno verde utilizzato nell'industria chimica (per usi non-energy) sostituisca un'equivalente produzione di idrogeno tramite SMR a gas naturale.

Per l'uso dell'idrogeno nella siderurgia primaria (DRI), si ipotizza la sostituzione del processo tradizionale basato su altoforno e coke. Inoltre, il processo tradizionale genera gas derivati dal carbone che sono recuperati e inviati ad una centrale di cogenerazione per la produzione di energia elettrica e vapore. Si ipotizza che anche tali gas derivati siano sostituiti dall'uso del gas naturale nella centrale di cogenerazione.

Per quanto riguarda l'idrogeno utilizzato in altri impianti industriali (altre industrie siderurgiche, vetrerie, ecc.) si assume che i tradizionali bruciatori a gas naturale siano sostituiti con bruciatori compatibili con l'uso di miscele idrogeno-gas.

Nel caso dell'idrogeno *low carbon* utilizzato nelle raffinerie, si ipotizza che i tradizionali impianti di SMR a gas naturale siano sostituiti da impianti di elettrolisi nello scenario H2G, o che siano dotati di impianti di cattura e stoccaggio della CO₂ nel caso dello scenario H2B.

Infine, le emissioni evitate grazie al *blending* sono calcolate ipotizzando che l'energia fornita dall'idrogeno sostituisca pari quantità di energia fornita dal gas naturale.

Sotto tali ipotesi, si stima che il ricorso all'idrogeno *low carbon* permetta di risparmiare dalle 2,2 MtCO₂ (scenario PNRR, con un consumo di 0,42 Mtep di H₂) alle 6,4 MtCO₂ (scenario H2G, con un consumo di 1,39 Mtep di H₂) (Figura 4.11).

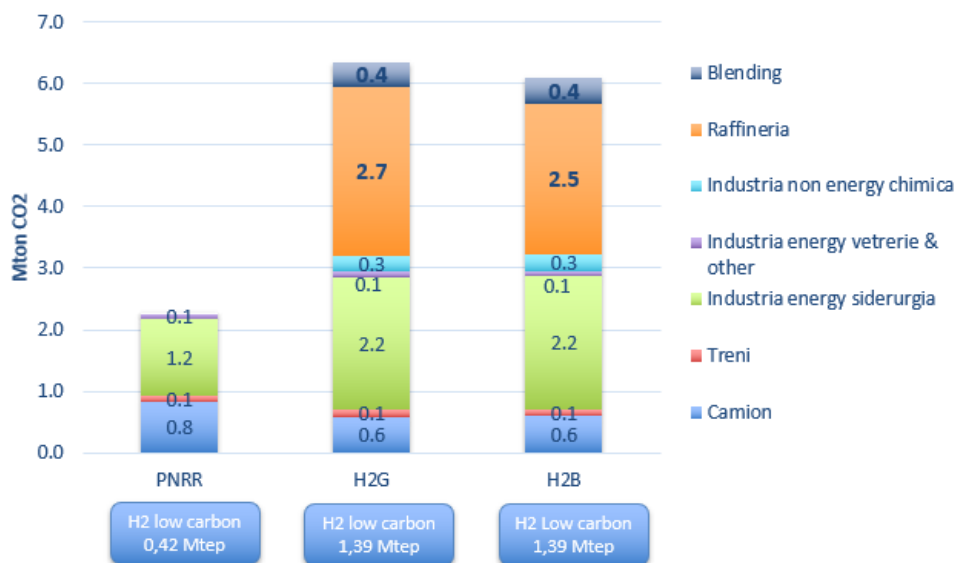


Figura 4.11 – Emissioni di CO₂ evitate per settore di utilizzo dell'idrogeno al 2030.

5 LE SINERGIE TRA IDROGENO E SISTEMA ELETTRICO

L'idrogeno potrebbe svolgere un ruolo significativo nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in quanto in una futura rete elettrica dominata da generazione basata su fonti di energia rinnovabile non programmabili, come l'eolico e il solare, la produzione di idrogeno "verde" con elettrolizzatori potrebbe diventare più competitiva in termini di costi rispetto alla produzione basata sui combustibili fossili.

Una produzione green del vettore avrebbe l'ulteriore vantaggio di poter sfruttare una criticità del sistema elettrico, come le overgeneration, trasformandola in un potenziale vantaggio.

La versione attuale del modello TIMES-RSE, con il quale sono stati costruiti gli scenari energetici descritti nel capitolo 3, è strutturata sulla base di 12 intervalli temporali (*Timeslice* - TS) rappresentanti le 4 stagioni e per ognuna delle quali è distinto il giorno, la notte e il picco. Questa caratterizzazione temporale costituisce una limitazione per la rappresentazione ed analisi di dinamiche in cui la componente intra-annuale / giornaliera ha un peso rilevante, come nel caso della produzione, stoccaggio e consumo dell'idrogeno.

Nell'ambito del progetto si è quindi deciso di aggiornare il modello TIMES-RSE con l'obiettivo di aumentare la risoluzione temporale, al fine di meglio rappresentare i) le curve di produzione e consumo delle *commodity* e vettori energetici, e ii) le necessità di accumulo/stoccaggio. Per l'aggiornamento del modello RSE si è avvalsa della collaborazione con la società E4SMA (esperti nella modellazione TIMES). I risultati dell'attività di aggiornamento del modello sono descritti in [36].

Per analizzare nel dettaglio il funzionamento degli elettrolizzatori è stata condotta una valutazione di impatto sul sistema elettrico utilizzando il simulatore di mercato elettrico zonale sMTSIM (stochastic Medium Term SIMulator) sviluppato da RSE [37] [38]. Il simulatore sMTSIM è in grado di determinare il dispacciamento orario del parco di generazione ed il *clearing* del mercato su di un orizzonte temporale annuale, calcolando il prezzo marginale orario per ciascuna zona di mercato. Altri risultati del simulatore sono i consumi di combustibile ed i costi di ciascun impianto termoelettrico, le emissioni di CO₂ (e di altri inquinanti) ed i relativi costi derivanti dai permessi di emissione, i ricavi, i profitti e le quote di mercato delle imprese di generazione modellate, così come i flussi di energia sulle interconnessioni tra le zone di mercato. Il simulatore sMTSIM può inoltre modellare le strategie di offerta attuate dai partecipanti al mercato al fine di esercitare il proprio potere di mercato e può inoltre determinare, se richiesto, lo sviluppo ottimo (in termini di minimo costo complessivo) della capacità di interconnessione tra le zone di mercato della rete di trasmissione.

L'analisi sul sistema elettrico permette di fornire importanti risultati come, ad esempio, le ore di utilizzo degli elettrolizzatori e la loro possibile valorizzazione come risorse di flessibilità per il sistema elettrico.

5.1 Metodologia

Il simulatore sMTSIM può essere utilizzato in maniera sinergica con i modelli TIMES: i risultati di quest'ultimi, in termini di evoluzione a lungo termine del sistema di generazione, possono essere usati come input per il primo che, focalizzandosi su di un anno specifico, può simulare l'esercizio del sistema elettrico in una maniera più accurata e dettagliata. Questo è esattamente il tipo di interazione tra i modelli adottato nel presente studio. Il modello energetico TIMES nazionale (TIMES-RSE, descritto nel rapporto [39]) è utilizzato per determinare il parco di generazione e la domanda elettrica al 2030; con il modello TIMES multiregionale (MONET [40]), sempre sviluppato da RSE nell'ambito RDS, si determina invece la ripartizione della domanda elettrica e del parco di generazione su base regionale; infine, l'esercizio del sistema elettrico (aggregando i dati per zona di mercato) è definito con il simulatore di medio termine sMTSIM.

L'analisi di impatto sul sistema elettrico è stata svolta sulla situazione del sistema elettrico, disegnata dagli scenari, lungo tutto l'anno 2030 e segue questa metodologia (Figura 5.1):

1. si parte dai risultati, in termini di capacità di generazione e di domanda elettrica al 2030, di un primo *run* dei modelli TIMES;
2. con il modello SMTSIM, in grado di considerare dettagli tecnici non inclusi nel modello TIMES, si effettua una simulazione a livello orario del sistema elettrico. In questa simulazione sono disacciate le risorse del sistema (inclusi impianti di accumulo e P2X);
3. si valutano le criticità che emergono dai risultati della simulazione (congestioni, incapacità a coprire i picchi di carico, eccessi di produzione delle FRNP, carenza di margini di riserva, ecc.);
4. mediante opportune simulazioni ulteriori, si valuta l'efficacia di possibili interventi in grado di mitigare le criticità rilevate;
5. si seleziona l'insieme ottimale degli interventi di mitigazione delle criticità e si determina lo scenario elettrico finale, inclusa la stima degli investimenti correlati;
6. si riportano nei modelli TIMES i risultati dello scenario elettrico finale per l'elaborazione dello scenario energetico finale complessivo.

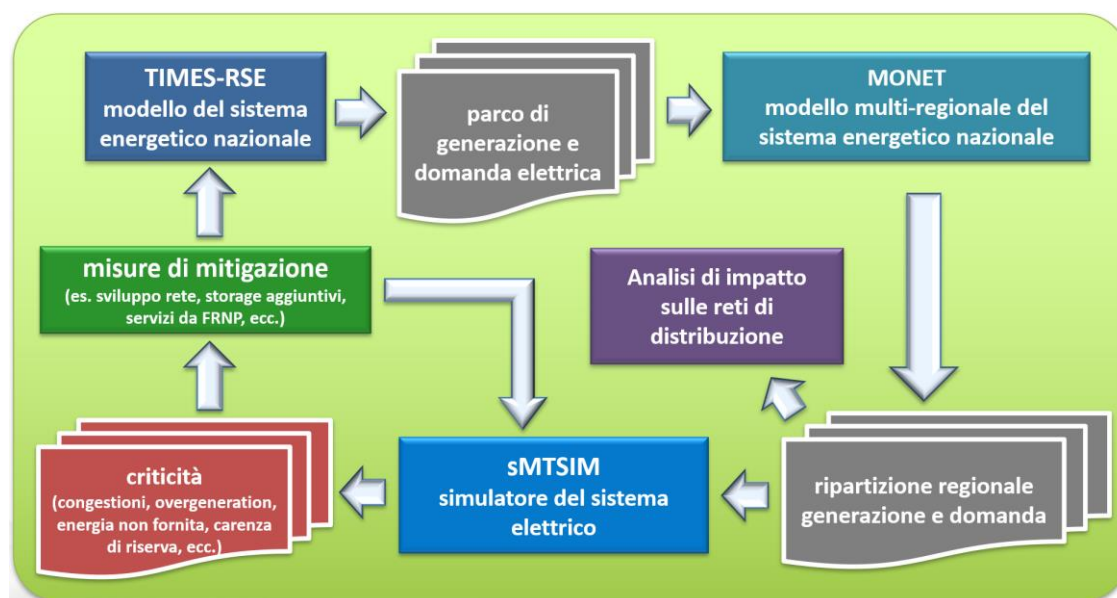


Figura 5.1 – Metodologia per l'analisi di impatto sul sistema elettrico degli scenari sviluppati con il modello TIMES-RSE

Tra gli aspetti che dovranno essere considerati nell'analisi del sistema elettrico simulati al 2030, vi saranno, oltre a quelli elencati al precedente punto 3, anche i seguenti:

- i. fornire l'energia per generare complessivamente la quantità di H₂ prevista;
- ii. nella generazione di H₂ si deve porre la massima attenzione verso l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile a basso costo (cercare quindi di sfruttare solo gli eccessi di produzione). Questo al fine di evitare, o di limitare a situazioni marginali, che l'energia elettrica per la generazione di H₂ sia fornita da centrali termoelettriche che utilizzano combustibili fossili (o sintetici) con conseguenze dannose per la decarbonizzazione, ma anche dal punto di vista energetico, economico e ambientale;
- iii. porre attenzione all'effettivo livello di utilizzo dei sistemi P2X (elettrolizzatori), in quanto un fattore di carico eccessivamente basso aumenterebbe i costi della produzione di H₂ e renderebbe poco conveniente per gli operatori realizzare tali investimenti.

Gli aggiornamenti introdotti nel modello TIMES renderanno in futuro più efficace il collegamento tra il modello energetico TIMES e il simulatore del sistema elettrico SMTSIM agevolando in particolare la valutazione delle condizioni di producibilità dell'idrogeno verde da elettrolizzatori in rete.

5.2 Interventi per il sistema elettrico

Per ridurre le criticità emerse dalle simulazioni del sistema elettrico (overgeneration, eccessiva frequenza delle congestioni interzonali, carenze di disponibilità di riserva) sono stati ipotizzati i seguenti specifici interventi di mitigazione:

- sviluppi della Rete di Trasmissione Nazionale in linea con il Piano di Sviluppo 2020 di Terna, preso a riferimento;
- partecipazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili - FRNP alla fornitura di servizi di riserva a scendere;
- accoppiamento di batterie ai nuovi impianti FV installati presso le utenze finali;
- installazione di nuove risorse per la flessibilità (sistemi di accumulo e impianti Power-to-X).

Per essere più efficaci nella riduzione dell'*overgeneration* e fornire maggiore disponibilità di riserva, infatti, occorre aumentare le risorse flessibili per il dispacciamento, introducendo, oltre al potenziamento della rete e alla partecipazione di nuove fonti ai mercati dei servizi:

1. nuovi impianti idroelettrici di pompaggio con rapporto capacità/potenza di 10 ore, che contribuiscono anche alla fornitura di riserva, in particolare terziaria pronta;
2. nuovi sistemi di accumulo elettrochimici con rapporto capacità/potenza di 8 ore, eserciti al 60% della capacità (40% dedicato ai servizi di riserva) operanti sulla rete e dislocati nelle zone con maggiore *overgeneration* (principalmente Sud, Sicilia e Sardegna); essi contribuiscono anche alla riserva secondaria.

Rispetto allo scenario PNIEC, nei nuovi scenari si considera anche l'installazione di impianti Power-to-X. Questi, oltre ad offrire servizi di flessibilità per il sistema elettrico per bilanciare con la loro domanda molto flessibile gli eccessi di produzione da fonte non programmabile, permettono la produzione di gas di sintesi (biometano, idrogeno) utili a decarbonizzare quei settori difficilmente elettrificabili come l'industria.

5.3 Funzionamento degli elettrolizzatori

Il focus principale dell'analisi sul sistema elettrico per questo studio riguarda il funzionamento degli elettrolizzatori. Per i tre scenari analizzati (PNRR, H2G e H2B) in Tabella 5.1 si mostra l'energia elettrica assorbita dagli impianti P2X risultante dalle analisi con il modello energetico nazionale TIMES-RSE. L'obiettivo dell'analisi elettrica è verificare l'effettivo funzionamento degli impianti P2X sulla rete andando a confrontare i consumi di energia elettrica risultanti dal modello TIMES con quelli risultanti dal modello sMSTIM. Nelle successive tabelle si evidenziano con i colori verde, giallo e rosso valori di consumo elettrico degli elettrolizzatori più o meno vicini a quelli risultanti dall'analisi con il modello energetico TIMES (i cui valori sono riportati in Tabella 5.1).

Tabella 5.1 – Sintesi dei consumi del P2X ottenuti da TIMES-RSE nei tre scenari

Scenario	P2X (Consumi TIMES)
	TWh
PNRR	8,0
H2G	22,6
H2B	10,1

La Tabella 5.2 mostra i risultati dall'approfondimento sul sistema elettrico (elaborati dal simulatore sMTSIM) per lo scenario PNRR. A partire dalla prima configurazione (a) risultante dal modello TIMES-RSE (sulla quale si andranno a riportare i correttivi derivanti dalle evidenze dell'analisi elettrica) sono stati costruiti tre ulteriori casi alternativi (b, c e d) per determinare le configurazioni del sistema

elettrico in grado sia di soddisfare la domanda di idrogeno sia di sfruttare al meglio la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Tabella 5.2 – Sintesi dei risultati dell'analisi sul sistema elettrico nello scenario PNRR

Descrizione scenario	P2X	Nuovi Accumuli	Accumuli (consumi)	Overgen.	P2X (consumi)	P2X	Extracosto vs. TIMES ⁹
	GW	GW	TWh	TWh	TWh	Ore	G€
PNRR (a)	5	0	9,9	5,9	8,0	1486	-
PNRR (b)	5	6	14,9	2,0	5,4	1070	+12,0
PNRR (c)	5	3	12,4	3,0	6,1	1225	+4,9
PNRR (d)	7	2	11,3	2,4	8,0	1144	+3,7

PNRR (a): scenario modello energetico

Il caso (a) rappresenta la prima configurazione risultante dal modello energetico TIMES con i 5 GW di elettrolizzatori previsti dal PNRR al 2030 (rispetto alla quale si andranno ad aggiungere i correttivi derivanti dalle evidenze dell'analisi elettrica, in primis una nuova capacità di Sistemi di Accumulo - SdA). La domanda di H₂ dello scenario è pienamente soddisfatta (8 TWh), ma nello scenario ci sono 6 TWh di overgeneration residue, un livello troppo alto per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

PNRR (b): scenario regolatorio

Nel secondo caso analizzato ai 5 GW di elettrolizzatori del PNRR si aggiungono i 6 GW di sistemi di accumulo previsti nel PNIEC (sia nuovi pompaggi sia nuovi accumuli elettrochimici). In questo caso si riducono le overgeneration a un livello ritenuto accettabile (2 TWh), ma gli elettrolizzatori su rete non garantiscono il soddisfacimento pieno della domanda di H₂ per la decarbonizzazione (5,4 TWh vs 8 TWh). In presenza di nuovi sistemi di accumulo le ore di funzionamento degli elettrolizzatori si riducono infatti del 30% arrivando a circa 1000 ore. Questo scenario genera un extra costo rispetto al caso (a) di 12 Miliardi di €¹⁰ imputabili agli *storage* e agli impianti dedicati aggiuntivi necessari per garantire la produzione di H₂.

Questi primi due casi possono essere visti come due estremi dell'analisi. Nel caso (a) si massimizza la produzione dell'idrogeno in rete trascurando però in parte gli obiettivi di penetrazione delle FER elettriche, si ignorano inoltre totalmente le indicazioni legate all'esigenza di nuovi sistemi di accumulo elettrici emerse dalle analisi dello scenario PNIEC. Nel caso (b) si costruisce invece uno scenario che segue le indicazioni del PNRR e del PNIEC in termini di nuovi impianti flessibili da installare nel sistema ma che richiede un alto extracosto.

Per raggiungere entrambi gli obiettivi (riduzione overgeneration e produzione H₂) sono stati costruiti due ulteriori casi alternativi andando a variare i quantitativi di nuovi impianti di accumulo e P2X da installare nel sistema.

PNRR (c): scenario riduzione domanda

In questo terzo caso i 5 GW di elettrolizzatori previsti dal PNRR sono affiancati da 3 GW di nuovi sistemi di accumulo. Dimezzando i nuovi sistemi di accumulo si ottiene un livello di *overgeneration* residuo ritenuto ancora accettabile (3 TWh). I 5 GW di elettrolizzatori permettono di produrre il 76% della domanda ottimale di H₂ verde stimata dal modello energetico (6,1 TWh vs 8 TWh) con una riduzione del funzionamento di circa il 20%. I 3 GW di nuovi accumuli generano un extra costo di **4,9 mld€**. In questo terzo caso si decide di non installare nuovi impianti dedicati per coprire la domanda mancante di H₂, ma

⁹ Queste valutazioni sono state effettuate con le informazioni disponibili a inizio anno (2021). Nei mesi successivi si sono stimate importanti riduzioni nelle aspettative sui costi delle batterie, anche superiori al 40%.

¹⁰ Anche questa valutazione è stata condotta con le informazioni disponibili a inizio anno (2021). Nei mesi successivi si sono stimate importanti riduzioni nelle aspettative sui costi delle batterie anche di circa il 40%.

si decide di ridurre i consumi di H₂ negli usi finali **da 145 kt a 110 kt**. Andranno quindi analizzate ulteriori opzioni di decarbonizzazione per sostituire il delta H₂ verde e i costi di investimento aggiuntivi.

PNRR (d) – scenario green

Per poter servire la domanda complessiva di H₂ per la decarbonizzazione (8 TWh) mantenendo al contempo un livello accettabile di *overgeneration* sarebbe necessario aumentare gli elettrolizzatori promossi dal PNRR da 5 a 7 GW, riducendo inoltre a 2 GW i nuovi sistemi di accumulo. In questo caso l'extra costo di investimento sarebbe di **3,7 mld€**.

Negli scenari più sfidanti per l'idrogeno (**H2G e H2B**), l'analisi sul sistema elettrico di Tabella 5.3 mostra come gli elettrolizzatori in rete non riescano a produrre tutto l'idrogeno verde necessario (vedi Tabella 5.1) in particolare per lo scenario H2G; si dovrà quindi ricorrere in ogni caso a impianti **FER dedicati aggiuntivi** rispettivamente per **4,2 e 0,4 GW** da abbinare a elettrolizzatori aggiuntivi. Aumentare ulteriormente la quota di elettrolizzatori in rete non porterebbe tuttavia a vantaggi e penalizzerebbe il costo dell'idrogeno prodotto dato il basso numero di ore di funzionamento determinato con l'analisi.

Tabella 5.3 - Sintesi dei risultati dell'analisi sul sistema elettrico nello scenario H2G e H2B

Descrizione scenario	P2X	Nuovi Accumuli	Accumuli (consumi)	Overgen.	P2X (consumi)	P2X	Extracosto vs. TIMES ¹¹
	GW	GW	TWh	TWh	TWh	Ore	
H2G (a)	10	0	10,4	3,0	14,2	1416	7,5
H2G (b)	10	3	13,0	1,6	10,3	1032	15,7
H2G (d)	11,5	1,5	11,6	1,6	12,1	1052	12,2
H2B (a)	6,0	0	10,0	5,4	9,2	1538	0,8
H2B (b)	6,0	3	12,5	2,9	7,1	1178	7,5
H2B (d)	8,5	1,5	10,9	2,2	9,7	1142	3,4

5.4 Considerazioni sull'analisi elettrica

La produzione di idrogeno verde deve prevedere la garanzia della provenienza rinnovabile dell'energia elettrica, ma, per ottenere la massima sinergia tra il sistema elettrico e la produzione di H₂ verde, si deve ricorrere esclusivamente all'utilizzo degli eccessi di generazione rinnovabile non utilizzabili dal sistema elettrico stesso ("*overgeneration*"). Nel paragrafo 5.1 è stato spiegato che questo risultato si ottiene, nelle simulazioni, obbligando i P2X a funzionare soltanto nelle ore e nelle zone dove il prezzo dell'energia elettrica è significativamente più basso del costo variabile minimo di generazione da fonte fossile. Questo comporta che il funzionamento degli elettrolizzatori debba avvenire esclusivamente nei momenti di altissima produzione delle FRNP. Diversamente, la produzione di idrogeno verde da impianti FRNP dedicati (anche fuori rete) non sarebbe di significativo aiuto al sistema elettrico.

La produzione di idrogeno da sole eccedenze di produzioni elettriche presenta, infatti, diversi vantaggi per il sistema elettrico:

- maggiore valorizzazione della produzione da fonti rinnovabili (favorendo così l'installazione di nuova capacità anche in situazioni altrimenti non più convenienti);

¹¹ Queste valutazioni sono condotte fatte con le informazioni disponibili a inizio anno (2021). Nei mesi successivi si sono stimate importanti riduzioni nelle aspettative sui costi delle batterie, anche superiori al 40%.

- utilizzo di energia elettrica a costo marginale molto basso per la produzione di H₂ (che verrebbe quindi prodotto con costi variabili inferiori rispetto al reforming);
- minori investimenti per il sistema elettrico, inclusa minore necessità di SdA elettrochimico.

Oltre a queste considerazioni, le caratteristiche di flessibilità e velocità nella presa di carico degli elettrolizzatori, nonché la significatività dei livelli di potenza coinvolti, rende questi apparati particolarmente interessanti per la fornitura di servizi di riserva per il controllo della frequenza di rete. Gli impianti si possono rendere disponibili ad accendersi quando spenti per fornire riserva a scendere o, in fase ex-ante del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, per predisporre ad aumentare la disponibilità di riserva a salire; oppure possono ridurre il carico, quando in funzione, partecipando alla riserva a salire sia ex ante sia in erogazione in tempo reale.

La partecipazione alla riserva a scendere (disponibilità ad aumentare il carico) andrebbe, inoltre, ad accrescere il numero di ore annue di funzionamento degli elettrolizzatori rispetto alle sole ore con *overgeneration* FRNP, con conseguente riduzione della quota relativa ai costi fissi nell'LCOE della produzione da idrogeno. La partecipazione alla riserva a salire, invece, pur non aumentando le ore di funzionamento, va ad incrementare i margini economici rispetto a quelli della produzione di idrogeno a cui si è rinunciato. Infatti, il margine dovuto alla produzione di idrogeno è al più la differenza tra prezzo dell'idrogeno prodotto e il costo dell'energia elettrica consumata per la sua produzione; il servizio a salire è un'opportunità di aumentare il margine economico che risulterebbe, in tal caso, pari alla differenza tra il prezzo dell'offerta a salire nei mercati del dispacciamento e il prezzo di acquisto dell'energia elettrica in MGP e, quindi, legato dal prezzo dell'idrogeno.

6 ANALISI PRELIMINARI SULLA LOGISTICA DELL'IDROGENO AL 2030

La definizione di quale possa essere il “giusto” modello di trasporto e logistica dell'idrogeno non è affatto semplice né univoco. In generale, ci sono tre modelli di trasporto individuabili (Figura 6.1):

- Produzione di idrogeno in loco con impianti dedicati di generazione elettrica da FER: la generazione di energia elettrica rinnovabile e la capacità di elettrolisi sono situate accanto al punto di consumo per minimizzare i costi di trasporto, sia elettrico che dell'idrogeno stesso. Data la variabilità delle fonti rinnovabili potrebbero essere necessarie opportune capacità di *storage*.
- Produzione centralizzata con trasporto dell'idrogeno: l'idrogeno viene generato in quelle aree con un'alta disponibilità di risorse naturali, dove si creano delle *overgeneration*, e viene poi trasportato attraverso la rete del gas, *pipeline* dedicate o camion.
- Produzione centralizzata con consumo in loco di idrogeno: l'energia elettrica rinnovabile viene generata in aree con un'alta disponibilità di FER, e l'energia viene trasportata attraverso la rete elettrica al punto di consumo dove è poi convertita in idrogeno mediante elettrolisi. Per evitare grosse capacità di *storage*, l'eccesso di produzione di idrogeno può essere immesso in rete in *blending* con il gas.

Il maggiore vantaggio di una produzione di idrogeno in loco è l'assenza di trasporto sia per l'idrogeno che per l'energia elettrica. Tuttavia, produrre idrogeno a sufficienza attraverso fonti rinnovabili in loco potrebbe non essere tecnicamente possibile a causa di mancanza di spazio, o a causa di una offerta che non incontra perfettamente la domanda, visto che parliamo di fonti intermittenti. D'altra parte, una produzione centralizzata potrebbe permettere economie di scala sugli elettrolizzatori e beneficiare di maggiori *load factor* delle fonti rinnovabili, ma con il problema di dover poi trasportare l'idrogeno verso i luoghi di domanda.

In questo studio, ci si è concentrati principalmente sul terzo modello proposto, cercando di ottenere i massimi vantaggi della produzione centralizzata, ma allo stesso tempo cercando di evitare soluzioni dove occorra bilanciare, in maniera non economica, domanda e offerta, e sfruttando anche la rete gas esistente.

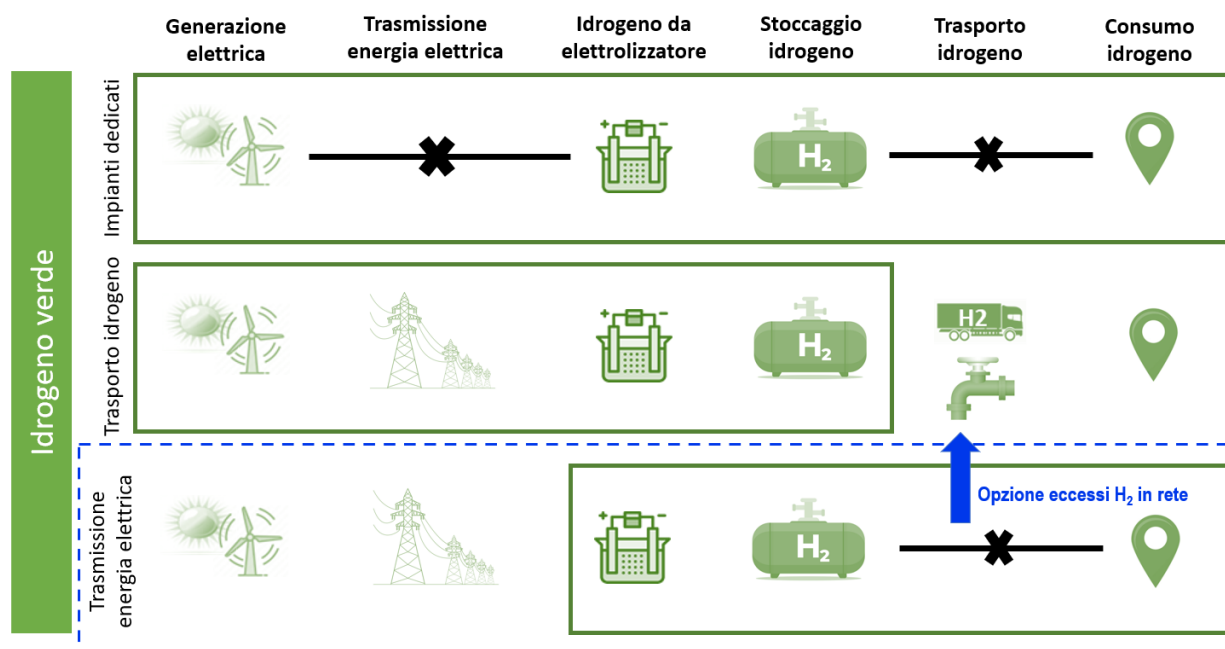


Figura 6.1 - Modelli di distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno verde

Come evidenziato nel capitolo 5, il numero di ore di funzionamento degli impianti P2X per la produzione di H₂ verde da eccedenze di produzioni elettriche rinnovabili e la irregolarità nel tempo di tale funzionamento rappresentano un aspetto importante e tutt'altro che ovvio.

La produzione concentrata in così poche ore, e soprattutto in alcune stagioni, determina maggiori problemi nella fornitura dell'idrogeno verso i suoi utilizzatori. Diviene infatti necessario disporre di forme di stoccaggio dell'idrogeno a breve (giorni) per affrontare giornate di scarsa disponibilità della fonte elettrica rinnovabile. Per garantire la fornitura nelle stagioni con scarsa producibilità (esempio inverno e autunno), invece, sarebbe necessario ricorrere alla produzione di idrogeno non verde o a stoccaggi stagionali. L'utilizzo di stoccaggi stagionali, quali gli stoccaggi geologici, comporta al momento più di una incertezza; infatti, oltre alle problematiche di sicurezza e accettabilità, si renderebbe necessario il trasporto da e verso gli stoccaggi, con costi energetici e necessità di infrastrutture; si verificherebbero anche perdite di massa e di energia per compressione e decompressione di parte del gas stesso immesso nello stoccaggio che non sarebbe più recuperabile.

Dai risultati delle simulazioni si è ottenuto, al 2030, un eccesso di produzione mensile di idrogeno verde significativo su 5-6 mesi consecutivi, rispetto al fabbisogno. La somma di tali eccedenze fornisce una stima della necessità di stoccaggio stagionale, ossia della quota di idrogeno prodotta nei mesi estivi e primaverili che potrà essere traferita nei mesi invernali. Rispetto ad una produzione annua attesa di 170 kt di idrogeno verde (nello scenario PNRR), la quota da stoccare a lungo termine ammonterebbe così ad oltre un terzo (65 kt).

Per il dimensionamento dello stoccaggio a breve termine si fa invece riferimento alla sola domanda, ossia è stato considerato pari ad alcuni giorni di consumo medio previsto, nel caso, ad esempio di un dimensionamento pari alla domanda di 6 giorni si ottiene una necessità di accumulo stimata complessivamente di circa 3 kt). Considerato l'elevato costo di questi ultimi stoccaggi (circa 1000 €/kg H₂¹²) la capacità di accumulo a breve non è stata calcolata per garantire la continuità della fornitura in tutte le situazioni. In caso di condizioni meteorologiche anomale, e che si protraggano per diversi giorni, si potrà fare ovviamente ricorso agli stoccaggi stagionali o ad una soluzione alternativa. In Figura 6.2 si riporta l'andamento della produzione dell'idrogeno verde da eccedenze di FRNP ottenuto dalle simulazioni per lo scenario PNRR con focus su un mese e su una settimana del periodo primaverile.

¹² Attualmente è difficile stimare il costo futuro degli stoccaggi di idrogeno perché è auspicabile un significativo sviluppo tecnologico, inoltre il costo del compressore è rilevante e fortemente dipendente al rapporto potenza / capacità dello stoccaggio.

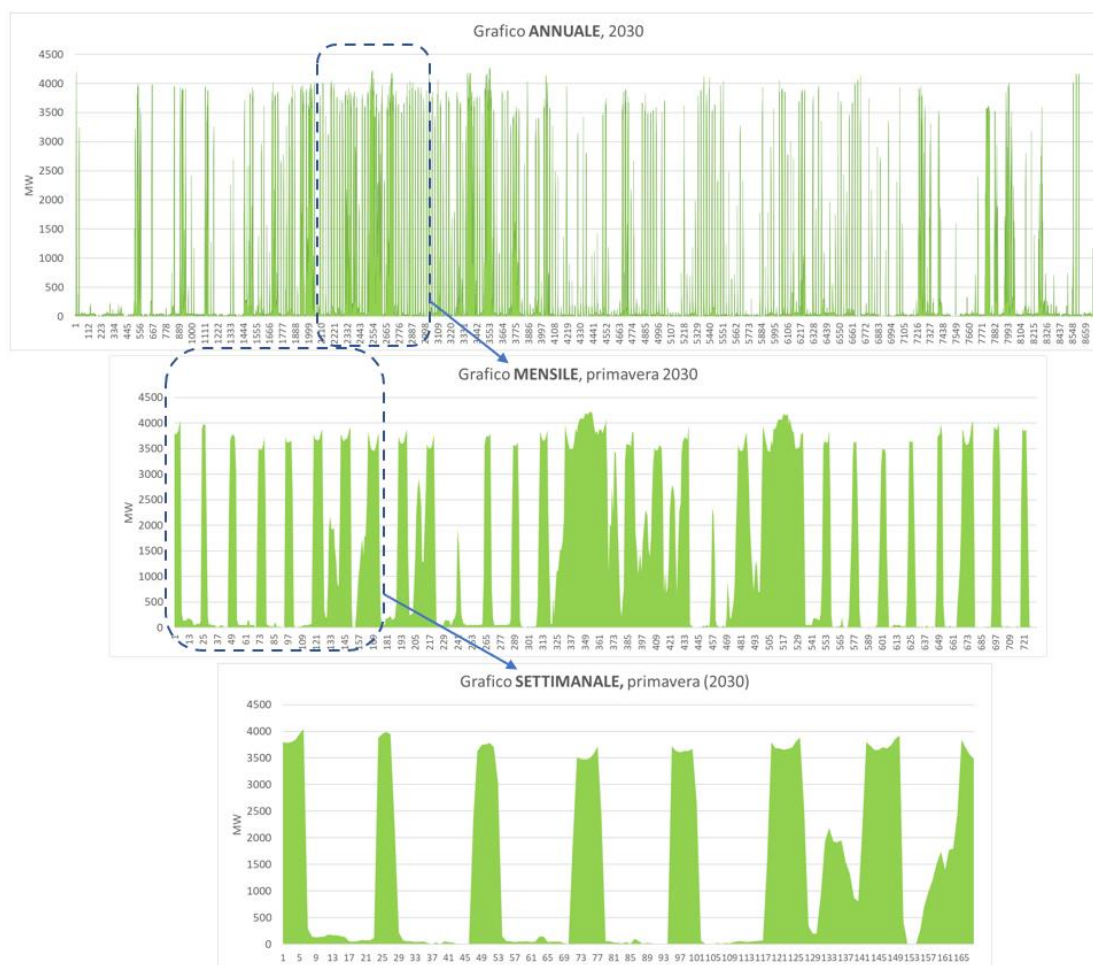


Figura 6.2 – Produzione oraria degli elettrolizzatori nello scenario PNRR al 2030 con utilizzo di sole eccedenze di produzioni di FRNP su un anno e con focus su un mese e su una settimana primaverili.

Va rilevato che, al momento, anche lo stoccaggio di idrogeno a breve-medio termine è una opzione piuttosto onerosa, seppur di circa un ordine di grandezza inferiore in termini di costo di investimento rispetto all'accumulo elettrochimico delle batterie (a pari capacità energetica): da una prima valutazione approssimativa sugli scenari considerati (poco più di 1000 ore equivalenti di funzionamento annuo degli elettrolizzatori) emergerebbe una spesa di investimento per stoccaggi di idrogeno di circa 3 mld€, ossia superiore al costo d'investimento complessivo richiesto per l'installazione degli elettrolizzatori stessi.

Partendo da queste valutazioni, risulterebbe più conveniente, dal punto di vista strettamente economico, accettare il ricorso all'utilizzo di idrogeno verde, ad esempio da reforming del metano, nei periodi di bassa producibilità delle FRNP elettriche, piuttosto che predisporre un sistema di stoccaggio e di trasporto in grado di coprire sempre tutta la fornitura con approvvigionamento di solo H₂ verde. In questa ipotesi, il basso costo variabile della produzione dell'idrogeno verde da eccedenze di produzioni elettriche rinnovabili ne faciliterebbe comunque l'appetibilità sul mercato come *commodity* meno costosa quando disponibile. Nei momenti di eccedenza di produzione si potrebbe utilizzare l'H₂ verde per la produzione di combustibili sintetici di origine rinnovabile.

Quest'ultima opzione, che può essere anche considerata come temporanea in attesa di uno sviluppo più avanzato delle tecnologie e delle infrastrutture, deve tuttavia fare i conti con le effettive possibilità di fruizione di incentivi allo sviluppo di sistemi per la conversione degli usi finali verso l'idrogeno verde, che potrebbero richiedere l'utilizzo esclusivo di quest'ultimo. In ogni caso è importante che, anche nel caso della richiesta più severa di utilizzo esclusivo di energia elettrica rinnovabile, non ne risulti ostacolata

la possibilità di partecipazione ai servizi del dispacciamento (riserva in particolare) che sarà rilevante per il bilanciamento e la sicurezza del sistema elettrico.

La gestione del bilanciamento tra domanda e produzione dell'idrogeno verde prodotto da eccedenze rimane, pertanto, un punto non del tutto chiarito. Sicuramente un approfondimento di indagine deve essere affrontato a livello di intero sistema energetico, ma con un dettaglio spinto come quello utilizzato solitamente per l'analisi al solo sistema elettrico.

Tabella 6.1 – Quantità di idrogeno verde e blu e fabbisogni di capacità di stoccaggio per i 3 scenari

Scenario	H ₂ Verde da eccedenze FRNP	H ₂ Verde da FRNP dedicate	H ₂ Blu	Capacità Storage breve (6gg)	Capacità Storage Stagionale
	kton	kton	kton	kton	kton
PNRR (d)	170	0	0	3	65
H2G (d)	258	237	0	8	106
H2B (d)	207	3	285	5	73

In questo caso però il modello TIMES RSE non è dotato del dettaglio sufficiente per una rappresentazione corretta tra domanda e offerta, costringendo a cercare di affrontare la questione in modo sub-ottimo, con successive iterazioni tra scenari energetici ed approfondimenti sul sistema elettrico. Proprio il superamento di queste difficoltà è stato l'oggetto degli sviluppi apportati (sempre nel 2021) al modello TIMES RSE che prevedono, oltre all'incremento della risoluzione temporale, anche la modellazione delle tecnologie di *storage* dell'idrogeno di breve, medio periodo e *storage* stagionale [36].

Mantenendo l'ipotesi dello stoccaggio stagionale (che è quello più compatibile con le esigenze di H₂ dello scenario energetico), il fabbisogno di stoccaggio per i tre diversi scenari energetici è riassunto in Tabella 6.1. Una alternativa a parte dello *storage* stagionale potrebbe essere quella del *blending* nella rete esistente del gas di parte dell'eccesso di produzione dell'idrogeno (Tabella 6.2).

Tabella 6.2 – Alternativa allo storage stagionale al 2030: blending nella rete gas per l'eccesso di produzione di H₂ nel periodo

Scenario	H ₂ TOT	H ₂ treni	H ₂ truck	H ₂ blending	H ₂ industria energy	Raffineria	Petrochimica
	kton	kton	kton	kton	kton	kton	kton
PNRR_d	556	10	85	0	50	303	108
PNRR_d blending	556	10	70	65	0	303	108

I vantaggi potrebbero essere molteplici, ma bisogna riflettere anche sui vincoli tecnici e di flessibilità che ci si troverebbe ad affrontare:

- Si riutilizza l'infrastruttura di distribuzione esistente a costi relativamente bassi.
- Tutte le tipologie di utenze della rete gas possono usare una miscela gas-H₂ fino al 2% in volume senza problemi.

- Le iniezioni di H₂ in rete potrebbero necessitare comunque di storage locali settimanali per garantire di non superare il vincolo puntuale del 2% di miscelazione richiesto.
- Treni e camion a fuel cell richiedono alimentazione con idrogeno puro: non possono beneficiare della soluzione in *blending* al 2030.
- Si rende necessaria un'analisi sulla capacità di soddisfare la domanda di camion nei periodi di bassa *overgeneration*; nel caso in cui non si ritenga praticabile uno storage stagionale dedicato a tali settori, possibile necessità di sostituire una quota di *truck* a H₂ con altre tipologie di veicolo (p.e.: camion a gas naturale liquefatto-GNL; battery electric vehicle-BEV).

7 INVESTIMENTI AL 2030 PER LA DIFFUSIONE DELL'IDROGENO

Il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e della promozione dell'idrogeno richiede un rilevante impegno in termini di investimenti incrementali rispetto ad una evoluzione tendenziale (scenario BASE¹³ [34]) del sistema energetico e produttivo nazionale. Bisogna considerare che, anche senza ulteriori misure di *policy* rispetto a quanto già esiste oggi, senza alcun obiettivo di decarbonizzazione, il sistema energetico dovrà sostenere investimenti per poter svolgere le sue normali funzioni, a causa del fine vita di tecnologie ed impianti che dovranno essere sostituiti. Il vero costo imputabile alla decarbonizzazione rimane, perciò, il costo aggiuntivo per investimenti più costosi, o per interventi non previsti nella evoluzione tendenziale.

Si stima che, nel periodo 2020-2030, occorreranno circa 162 mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati rispetto allo scenario BASE per lo scenario PNRR_d, 183 mld€ per H2G_d e 165 mld€ aggiuntivi per lo scenario H2B_d (Tabella 7.1).

Tabella 7.1 – Investimenti Cumulati nel periodo 2020-2030 (miliardi di euro)¹⁴

Mld €		BASE	PNRR_d	H2G_d	H2B_d
Settore	Descrizione tecnologie	2020-2030	2020-2030	2020-2030	2020-2030
Residenziale		115,8	160,7	158,6	159,7
Teleriscaldamento	<i>Solo distribuzione</i>	0,9	1,5	1,5	1,5
Terziario		89,5	118,2	124,0	118,7
Industria		18,4	24,0	24,6	24,6
	<i>di cui investimenti legati a H2</i>	0,0	1,9	2,3	2,3
Trasporti		683,3	681,6	687,6	687,0
	<i>di cui investimenti legati a H2</i>	0,0	7,0	5,3	5,5
Settore elettrico		41,1	108,2	118,2	109,4
	<i>di cui investimenti legati a H2</i>	0,0	0,0	8,4	0,8
Sistema		24,1	43,1	44,8	40,8
	<i>di cui investimenti legati a H2</i>	0,0	3,3	5,3	4,6
TOT investimenti		973	1137	1159	1142
TOT investimenti H2		0	12,1	21,3	13,3

Tali investimenti aggiuntivi sono indirizzati a soluzioni ad alto contenuto tecnologico e di innovazione, sia lato offerta dell'energia sia lato domanda per tutti i settori, ma in questo report si approfondiscono in particolare gli investimenti nel settore idrogeno (Figura 7.1).

¹³ Lo scenario BASE è uno scenario di benchmark in cui sono implementate tutte le politiche energetiche già concordate a livello dell'UE e degli Stati Membri entro il dicembre 2020, ma non ulteriori obiettivi di decarbonizzazione.

¹⁴ Sono esclusi gli investimenti per *storage* e logistica di dettaglio dell'H₂ e quelli per le infrastrutture di ricarica per autoveicoli elettrici (BEV, PHEV).

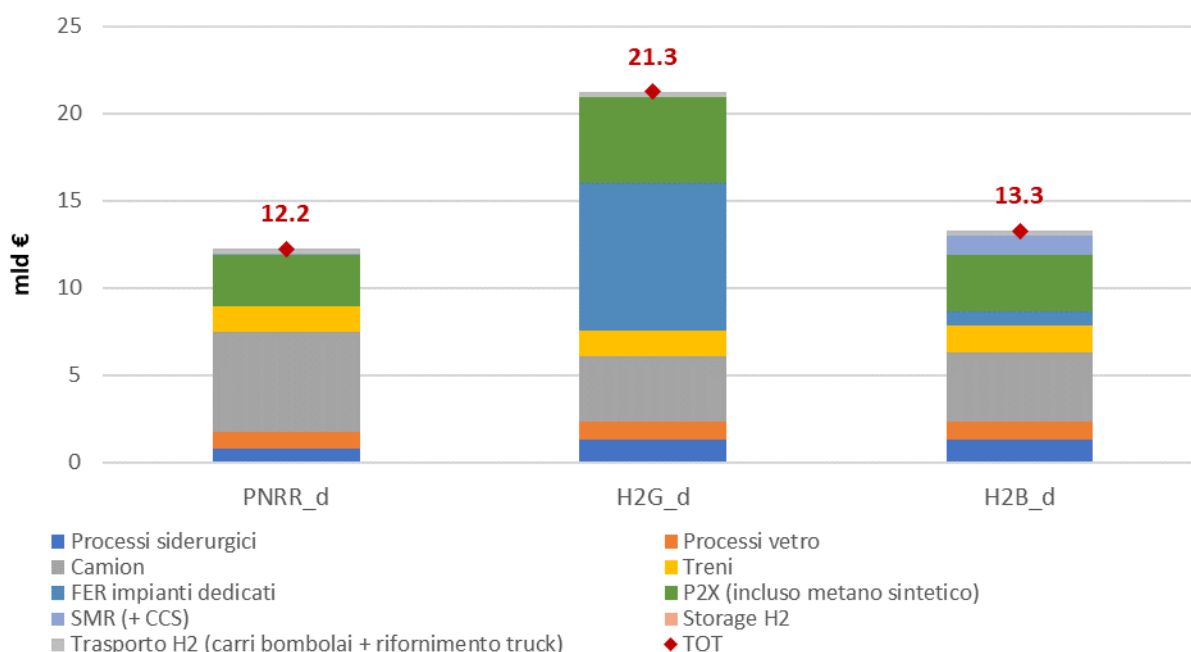


Figura 7.1 – Investimenti cumulati nel periodo 2020-30 direttamente imputabili alla diffusione di idrogeno green e low carbon

La situazione con minori esborsi è sicuramente quella dello scenario PNRR_d (12 mld€ aggiuntivi) che assicura lo stesso livello di decarbonizzazione degli altri scenari con minori quantità di idrogeno totalmente verde rispetto agli altri due scenari analizzati. Quasi la metà degli investimenti (5,7 mld€) sono da destinarsi ai camion a idrogeno di lunga percorrenza, mentre a seguire quasi tre miliardi di euro per l'acquisto degli elettrolizzatori.

Lo scenario PNRR_d ci indica che per raggiungere il target di riduzione delle emissioni del 51% potrebbe essere economicamente conveniente una quantità inferiore di idrogeno, ossia, che ricorrere ad una maggiore diffusione di questo vettore potrebbe non essere la soluzione con miglior costo/efficacia. Ma le informazioni a disposizione non sono esaustive: in questa analisi non sono considerati i possibili risvolti economici ed industriali per l'Italia, nell'anticipare questo tipo di investimenti, né l'input che si potrebbe dare alla costruzione di una filiera tutta nazionale.

Nello scenario H2G_d, il più costoso (21,3 mld € per tecnologie correlate all'idrogeno), la principale componente degli investimenti è legata alla grande quantità di impianti FER dedicati per la produzione di idrogeno verde (oltre 8 miliardi di euro), seguita da elettrolizzatori (5 mld€) e camion a idrogeno (3,8 mld€).

Nello scenario con idrogeno blu, H2B_d, i costi sono leggermente superiori allo scenario PNRR_d (13,3 mld€): la principale voce di costo rimane l'investimento in camion a idrogeno e compaiono poco più di 1 mld€ di investimenti per catturare la CO₂ e ottenere idrogeno blu tramite *Steam Reforming* del metano (SMR).

È da sottolineare che in queste analisi non sono contabilizzati né eventuali investimenti in *storage* né l'attivazione della soluzione in *blending* con il metano: per questi la necessità di investimento varia di molto a seconda del modello di sviluppo scelto. Prime stime di possibile investimento nello *storage* di breve periodo (vedi capitolo 6) variano da 2-4 mld € per lo scenario PNRR_d fino ai 6-12 mld € per il H2G_d. Rimane, tuttavia, non del tutto risolto il nodo dello stoccaggio di idrogeno stagionale.

8 CONCLUSIONI

Le analisi di scenario effettuate in questo studio identificano chiaramente il ruolo dell' H_2 nel percorso di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale. In particolare, ne sottolineano la necessità sia per garantire importanti quantità di combustibili di origine rinnovabile per i consumi termici, sia per la gestione delle produzioni da FRNP nel sistema elettrico (che negli scenari analizzati ammontano a quasi 150 TWh al 2030). Seppur la quantità di H_2 verde prodotto da energia elettrica rinnovabile, sempre al 2030, rappresenti una quota già significativa dei consumi termici rinnovabili, la transizione verso le fonti rinnovabili disegnata dagli scenari è trascinata soprattutto dal sistema elettrico. Infatti, la produzione elettrica rinnovabile cresce di 10 Mtep rispetto ad oggi, a fronte di un aumento dei consumi primari rinnovabili dell'intero sistema energetico di circa 17 Mtep. Il processo di decarbonizzazione degli scenari analizzati è quindi particolarmente incentrato sulle FER elettriche e, più precisamente, su quelle da FRNP. Dalle analisi non sono scaturiti percorsi molto differenti per la decarbonizzazione, a meno di introdurre scelte che, ad oggi, non risultano percorribili quali una massiccia produzione elettrica da nucleare e un ricorso al CCS molto più spinto.

Da qui la necessità di affrontare lo sviluppo dell' H_2 accettando le numerose ed enormi sfide che esso richiede a differenti livelli: tecnologico, infrastrutturale, economico, regolatorio e di sistema.

Nel rapporto, e nelle attività per la Strategia Nazionale Idrogeno, si sono affrontati molti di questi livelli, e sicuramente lo strumento dell'analisi di scenario energetico nazionale è un mezzo privilegiato per restituire una corretta dimensione ai vari aspetti e mettere a confronto diverse soluzioni, ma, anche, per far emergere i nodi che necessitano di essere affrontati.

Relativamente alla generazione dell'idrogeno verde, una prima scelta importante riguarda il modello di produzione: è se ottenerlo esclusivamente da eccedenze di produzioni FRNP (con elettrolizzatori collegati alla rete) o da impianti FRNP dedicati alla produzione di idrogeno (quindi anche staccati dalla RTN). Nel rapporto sono stati indicati i diversi vantaggi dell'utilizzo delle eccedenze di produzione elettrica rinnovabile, che a tendere è preferibile. Questa scelta è però soggetta alla effettiva abbondanza di tali eccedenze che, invece, negli scenari considerati non sono sufficientemente significative. La prima conclusione potrebbe quindi essere quella di posticipare l'"avvio" dell'idrogeno soltanto a seguito dell'effettiva forte crescita delle FRNP, ossia a ridosso del 2030 per gli scenari analizzati. Tuttavia, per ottenere l'accelerazione necessaria al soddisfacimento degli obiettivi di decarbonizzazione è necessario stimolare la domanda di idrogeno e promuovere lo sviluppo di questo vettore, quindi, occorre avviare per tempo alcuni investimenti. Agire precocemente ha una valenza strategica in quanto permette anche di delineare e rafforzare il ruolo dell'Italia e dell'Europa in un contesto internazionale ancora in via di definizione, con filiere ancora poco consolidate. In questo contesto possono quindi trovare posto soluzioni attivabili precocemente, anche se non le migliori in assoluto, quali il ricorso a produzione di idrogeno verde da impianti FRNP dedicati.

Altro aspetto fondamentale per la generazione di idrogeno verde è il costo, sia il costo variabile di produzione (costo dell'energia elettrica consumata), sia il costo totale medio di produzione (LCOE). Nel caso di produzione da eccedenze di FRNP si avrebbe un costo variabile molto basso poiché l'energia elettrica sarebbe acquistata soltanto nelle ore con prezzo bassissimo. Il LCOE, invece, per effetto del basso numero di ore di funzionamento degli elettrolizzatori (che lavorerebbero solo nelle ore con eccessi di FRNP), risulta penalizzato dalla quota dei costi fissi. In un'ipotesi di riduzione dei costi degli elettrolizzatori e riuscendo a mantenere almeno sopra le 1000 – 1100 ore annue equivalenti il loro funzionamento, si otterrebbero prezzi competitivi sia con l'idrogeno verde da impianti dedicati, ma anche rispetto all'idrogeno grigio da *reforming* del metano.

A valle della generazione si aprono le tematiche del trasporto e dello stoccaggio; nel presente rapporto le problematiche relative al trasporto sono state soltanto accennate, mentre qualche riflessione e risultato in più è stato fornito sui fabbisogni di stoccaggio. Per entrambi questi aspetti sono auspicabili importanti progressi tecnologici in quanto allo stato attuale richiederebbero investimenti molto significativi per impianti e infrastrutture e, inoltre, essi comporterebbero significativi consumi energetici (o perdite). Nel

testo si sono accennate altre soluzioni basate sull'utilizzo ibrido di idrogeno verde con altro idrogeno, per ridurre la necessità di stoccaggio stagionale. Questa soluzione non è favorita dalle effettive possibilità di fruizione di incentivi allo sviluppo di sistemi per la conversione degli usi finali verso l'idrogeno verde, che potrebbero richiedere l'utilizzo esclusivo di quest'ultimo. In ogni caso è importante che, anche nel caso della richiesta più severa di utilizzo esclusivo di energia elettrica rinnovabile, non ne risulti ostacolata la possibilità di partecipazione ai servizi del dispacciamento (riserva in particolare) che sarà rilevante per il bilanciamento e la sicurezza del sistema elettrico.

L'idrogeno è, quindi, una opportunità lato offerta di energia, ma lo è ancor di più lato domanda, cioè nella decarbonizzazione degli usi finali. L'innalzamento degli obiettivi emissivi europei e la nuova strategia per l'idrogeno EU richiedono una accelerazione del percorso di decarbonizzazione italiano definito dal PNIEC e in particolare rendono necessario il ricorso a nuovi vettori energetici quali l'idrogeno già nel medio termine per andare a ridurre le emissioni di quei settori definiti come “*hard to abate*”.

Le attuali opzioni di decarbonizzazione come l'elettrificazione non sono applicabili a tutti i settori energetici. Il vettore idrogeno si pone a complemento di quello elettrico, anche se, talvolta, in modo meno efficiente, risultando una importante opzione di decarbonizzazione in quei settori di uso finale nei quali l'uso diretto di energia elettrica si rivela non tecnicamente fattibile o comunque poco applicabile. In questi casi, il vettore idrogeno (e/o i combustibili da esso derivati) può costituire una più concreta possibilità di realizzare una profonda decarbonizzazione.

Grazie alle incentivazioni derivanti dal PNRR e all'innalzamento del target di riduzione delle emissioni, l'idrogeno trova perciò applicazione già al 2030 soddisfacendo un'importante domanda di calore ad alta temperatura, che attualmente è soddisfatta attraverso processi di combustione legati a combustibili fossili; in particolare questo vettore trova spazio nella siderurgia e nella produzione del vetro.

Dagli scenari emerge un ruolo molto importante per l'idrogeno anche nel settore trasporto merci su gomma su lunga distanza. I camion a idrogeno, infatti, diventano, negli scenari, una opzione di decarbonizzazione competitiva nel segmento della lunga distanza nei prossimi 10 anni e, rispetto ad un veicolo elettrico equivalente prospettato al 2030, consentono una maggiore percorrenza con un pieno, tempi di rifornimento più veloci e maggior tonnellaggio trasportabile. Un altro settore interessante per l'idrogeno è quello ferroviario non elettrificabile, attualmente riservato a treni diesel.

Dalle analisi effettuate risulta inoltre che l'impiego dell'H₂ come parziale sostituto del gas naturale, trasportato e distribuito in miscela con esso (*blending*), sia un'ulteriore opzione che ha il pregio di sfruttare infrastrutture esistenti e di poter essere assorbito e sfruttato in modo flessibile nel caso di eccedenza transitoria di produzione di idrogeno da energia elettrica rinnovabile, contribuendo ad una parziale decarbonizzazione di tutti gli usi finali del gas naturale stesso.

Le analisi di scenario effettuate in questo studio sottolineano, perciò, la necessità di sviluppare soluzioni concrete per l'intera filiera dell'idrogeno affinché questo vettore, nella sua declinazione ambientalmente sostenibile, possa accompagnare la decarbonizzazione nel lungo periodo, grazie anche alla prevista drastica riduzione dei costi degli elettrolizzatori e alla diffusione di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili.

Analizzare i risultati di scenario è stato il primo passo per provare a ben strutturare la filiera dell'idrogeno, trovare soluzioni per produzione, stoccaggio, immissione in rete e per tutte le sfide e le criticità che caratterizzano una eventuale economia dell'idrogeno, ma sicuramente andrà approfondito nei prossimi piani di ricerca di RSE.

9 BIBLIOGRAFIA

- [1] Commissione Europea, «"Communication from the commission to the european parliament, the european council, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions "The European Green Deal" - COM/2019/640 final».
- [2] C. Europea, «COM(2020)301 final – Comunicazione al Consiglio Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo, al Comitato delle Regioni: "Una strategia per l'idrogeno per un' Europa climaticamente neutra"», 2020.
- [3] F. Lanati e M. Gaeta, «Studi a supporto della Governance del sistema elettrico ed energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 20000116, 2019.
- [4] JRC, «Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas,» 2015.
- [5] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, «Hydrogen molecule market - Chapter 2,» September 2020. [Online]. Available: www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market_070920.pdf.
- [6] ISPRA, «Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2018. National Inventory Report 2021 - Common Reporting Format,» 2021.
- [7] IEA, «The future of hydrogen,» 2019.
- [8] Ministero dello Sviluppo Economico, «Bilancio energetico nazionale formato Eurostat,» 2021.
- [9] UNEM, «I numeri dell'energia - Raffinerie,» [Online]. Available: www.unem.it/i-numeri-dellenergia/italia/petrolio/raffinerie/.
- [10] Yara Italia S.p.A., «Riesame AIA - Allegato B.18 Relazione Tecnica,» 2019.
- [11] TERNA, «Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 63, comma 63.1, dell'Allegato A alla delibera dell'ARERA n. 111/06 - Elenco valido per l'anno 2022,» 2021.
- [12] Gaeta et al (2020), «Scenari di neutralità climatica a supporto della Long Term Strategy - Rapporto RdS 20010221».
- [13] MISE, «Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari,» Ministero dello Sviluppo Economico, 2020.
- [14] F. Lanati, A. Gelmini, M. Gaeta, A. Gatti e L. Mazzocchi, «Studi a supporto della Governance del sistema elettrico ed energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 18007604, 2018.
- [15] M. Gaeta, A. Gelmini, F. Lanati, F. Odifreddi, L. Tagliabue, «Studi a supporto della profonda decarbonizzazione del sistema energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n°20009857, Dicembre 2020.
- [16] Presidenza del Consiglio, «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR),» <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>, 2021.
- [17] Commissione Europea, «COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS "The European Green Deal" - COM/2019/640 final».
- [18] Commissione Europea, «COM/2021/550 final - 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality,» 2021.
- [19] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territo e Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC),» Dicembre 2019.
- [20] Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali,

- «Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra,» Gennaio 2021. [Online]. Available: https://www.minambiente.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf.
- [21] Commissione Europea, «A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe,» 8 luglio 2020.
- [22] M. Gaeta, A. Gelmini, F. Lanati, F. Odifreddi, L. Tagliabue, «Studi a supporto della profonda decarbonizzazione del sistema energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n°20009857, Dicembre 2020.
- [23] Eurostat, «Population Projections EUROPOP2019,» [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/population-demography-migration-projections/population-projections-/database>.
- [24] School of Management, Politecnico di Milano "Osservatorio Smart Working", 2020.
- [25] Commissione Europea, (DG CLIMA; DG ENER; DG MOVE), E3M group e Reference scenario Experts group, "The EU 2020 Reference scenario", 2020.
- [26] Commissione Europea, «Regolamento UE 2019/1242 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti nuovi e modifica i regolamenti (CE) n. 595/2009 e (UE) 2018/956 e la direttiva 96/53/CE,» Bruxelles, 20 giugno 2019, 2019.
- [27] Nsangwe Businge C., Lanati F., Gaeta M., Tagliabue L., «Rapporto RdS n. 20009859 - Sviluppi dei modelli TIMES di RSE,» 2020.
- [28] IRENA, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-295-6, 2020.
- [29] IEA, «Hydrogen Projects Database,» www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database, IEA, Paris, 2020.
- [30] Element Energy Ltd, «Hydrogen supply chain evidence base,» Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK Gov, London, 2018; <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-chain-evidence-base>.
- [31] US DOE (2020), «Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis».
- [32] Presidenza del Consiglio dei Ministri, «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza,» 2021. [Online]. Available: <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>.
- [33] Commissione Europea, «Scenario PRIMES 2007: European Energy and Transport 2030,» https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2030_update_2007.pdf, 2007.
- [34] M., Gaeta; F., Lanati; F., Odifreddi; L., Tagliabue; C., Nsangwe Businge; A., Gelmini, Studi a supporto della Governance del sistema energetico nazionale - Rapporto RdS n°21009850, 2021.
- [35] Commissione Europea, «DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), Bruxelles, 11 dicembre 2018.».
- [36] «Implementazione di nuove caratteristiche e dettagli nei modelli TIMES di RSE,» e4sma, Torino, 2021.
- [37] M. V. Cazzol, A. Iaria, S. Rossi, D. Siface e A. Taverna, «Sviluppo Strumenti SW per la simulazione dei mercati elettrici,» RSE, Rapporto RDS n° 16001444, 2016.
- [38] D. Siface e et all., «Manuale d'uso del simulatore sMTSIM,» RSE, Rapporto RDS n° 20000152, 2019.
- [39] F. Lanati, A. Gelmini, D. Moneta, G. Viganò, A. Iaria e M. R. Rapizza, «Studi a supporto della Governance dei sistemi elettrici,» RSE, Rapporto RDS n° 18001055, 2018.
- [40] F. Lanati, A. Gelmini, M. Gargiulo e R. De Miglio, «Il modello energetico multiregionale MONET,» RSE, Rapporto RDS n°12001033, 2012.
- [41] European Parliament, «Legislative train schedule - Fit for 55 package under the European Green Deal,» 2020. [Online]. Available: www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55.
- [42] MISE, MATTM, MIT, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» Dicembre 2019. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf. [Consultato il giorno 12 Marzo 2022].

- [43] Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, «Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra,» Gennaio 2020. [Online]. Available: https://www.minambiente.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf.
- [44] M. Gaeta, C. Nsangwe Businge, A. Gelmini e F. Lanati, «Scenari di neutralità climatica a supporto della long term strategy,» RSE, Rapporto RDS n° 20010221, 2020.
- [45] ARPA Toscana, «Captazione e recupero di anidride carbonica da fluido geotermico: nasce "CO2 Radicondoli",» 2016. [Online]. Available: <http://www.arpasr.toscana.it/notizie/notizie-brevi/2016/captazione-e-recupero-di-anidride-carbonica-da-fluido-geotermico-nasce-co2-radicondoli>.
- [46] C. Zagano, «L'utilizzo dell'idrogeno nei processi Industriali: stato dell'arte,» RSE (n. prot. 20000128), 2019.

10 ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
RdS	Ricerca di Sistema
RSE	Ricerca Sistema Energetico
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CCU	Carbon Capture and Use
CE	Commissione Europea
CSP	Concentrated Solar Power
DRI	<i>Direct Reduced Iron</i>
FER	Fonti energetiche rinnovabili
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
LTS	Long Term Strategy
mld	miliardi
P2X	Power-to-X
PEM	Polymer electrolyte membrane
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
RED	Renewable Energy Directive
SMR	Steam Methane Reformer
TS	Timeslices
UE	Unione Europea