
CESI Studies



**Strategia italiana
sull'idrogeno:
quale impatto
sul sistema elettrico?**

A publication by **CESI**

CESI Studies

Strategia Italiana sull'Idrogeno

Authors: Bruno Cova / CESI

Luca Migliorini / CESI

Editorial coordination

Paolo Chighine / CESI

Luca Luciano Pincelli / CESI

Project & design

Cultur-e

www.cultur-e.it

CESI

Shaping a Better Energy Future

Via Rubattino, 54

I-20134 Milan - Italy

info@cesi.it

www.cesi.it

While all efforts have been made to contact relevant copyright holders with respect to the materials included in this publication, we invite any person whose rights have not been cleared as yet to contact the Publisher for necessary arrangements.

05

Introduzione

07

Ipotesi

09

Scenari e soluzioni

17

Risultati

23

Conclusioni

24

**Strumenti di simulazione
del mercato**

“È evidente che la transizione debba tendere all'utilizzo di idrogeno verde, questo richiederà un'efficacia senza precedenti nel raggiungere i target di generazione di elettricità da sorgenti rinnovabili”

Mario Draghi



Introduzione

“È evidente che la transizione debba tendere all'utilizzo di idrogeno verde, questo richiederà un'efficacia senza precedenti nel raggiungere i target di generazione di elettricità da sorgenti rinnovabili”. Con queste parole, pronunciate alla Camera dei Deputati lo scorso aprile, il premier Mario Draghi ha commentato il ruolo chiave dell'idrogeno nella transizione ecologica italiana. Negli ultimi mesi, infatti, il vantaggio attribuibile ad un aumento della penetrazione di idrogeno verde nel mix energetico è stato oggetto di diverse analisi.

In questo senso, lo scopo dello studio sviluppato da CESI è quello di esaminare l'impatto sul sistema elettrico, al 2030, delle linee guida preliminari della *Strategia Nazionale Idrogeno* italiana, elaborata dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE). Ciò è stato realizzato attraverso un'analisi comparativa di diversi scenari basati sull'installazione di elettrolizzatori e l'ubicazione di ulteriori impianti di fonti di energia rinnovabile (FER) sul territorio. L'idrogeno, infatti, potrebbe ricoprire una posizione unica nel contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità nazionali.

Secondo il report della Commissione Europea “*A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*”, pubblicato nel luglio 2020, l'idrogeno rappresenta attualmente una frazione modesta del mix energetico globale e dell'Unione Europea, ed è ancora in gran parte prodotto da combustibili fossili, in particolare da gas naturale e carbone. Pertanto, è responsabile del rilascio di 70-100 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno nei paesi dell'Unione Europea. Affinché l'idrogeno possa contribuire alla neutralità climatica, è necessario che raggiunga una diffusione molto più ampia e che la sua produzione venga completamente decarbonizzata. Si prevede, infatti, che l'elettricità generata da fonti rinnovabili decarbonizzerà gran parte del consumo energetico della UE entro il 2050. Non del tutto, però. L'idrogeno ha, dunque, un forte potenziale per colmare questo divario, soprattutto nei cosiddetti “hard-to-abate”, come quello chimico, l'industria metallurgica e il trasporto pesante, che difficilmente possono essere decarbonizzati attraverso l'elettrificazione diretta. Pertanto, la diffusione su larga scala dell'idrogeno verde a un ritmo rapido è fondamentale per la UE per poter raggiungere i propri obiettivi di contrasto alla crisi climatica, sulla strada della riduzione delle emissioni di gas serra, di almeno il 55%¹, entro il 2030 e in modo economicamente vantaggioso.



1. Rispetto alle emissioni di gas serra registrate nel 1990.

In questo contesto, la *Strategia Nazionale Idrogeno* preliminare prevede che, attraverso una serie di iniziative, l'Italia possa produrre entro il 2030 una quantità di idrogeno verde sufficiente a coprire il 2% della domanda energetica prevista. Una copertura che richiederebbe circa 5 GW di elettrolizzatori entro lo stesso anno, per un investimento previsto di circa 10 miliardi di euro. Di conseguenza, l'Italia dovrebbe ottenere una riduzione di CO₂ pari a 8 mega tonnellate (Mton) entro il 2030, nonché promuovere la creazione di 200.000 posti di lavoro temporanei e 10.000 posti di lavoro a tempo indeterminato.

A questo proposito, il nostro studio *Strategia italiana sull'idrogeno: quale impatto sul sistema elettrico?* prova a spiegare come il 2% della domanda energetica prevista entro il 2030 in Italia – pari a 0,7 Mton/anno – possa essere soddisfatta dall'idrogeno verde. Lo studio valuta, inoltre, come **5 GW di elettrolizzatori** debbano essere collocati geograficamente sul territorio italiano, **entro il 2030**, per produrre idrogeno verde.

Circa **5GW**
di elettrolizzatori
entro il 2030

2% domanda
energetica:
0.7 Mton/anno
entro il 2030

Considerando gli obiettivi del nostro studio *Strategia italiana sull'idrogeno: quale impatto sul sistema elettrico?*, sono stati individuati **quattro possibili scenari di implementazione per la produzione, il trasporto e il consumo di H₂**, che verranno approfonditi nei prossimi capitoli:

- 1 **Off-grid**
- 2 **Decentralizzato connesso alla rete**
- 3 **Trasporto di elettricità connesso alla rete**
- 4 **Trasporto di idrogeno connesso alla rete**

Ipotesi

Al fine di valutare come si sviluppano gli scenari citati nell'introduzione, è necessario condividere le premesse da cui siamo partiti per elaborare questo studio. Come anticipato nell'introduzione, il nostro studio guarda al **2030 come anno orizzonte, mentre le premesse economiche sui costi sono basati sui principali report di IEA, IRENA e NREL al 2030**. La nostra analisi considera la domanda di idrogeno sulla base delle indicazioni fornite dalla *Strategia Nazionale Idrogeno*, valutando dunque l'utilizzo dell'idrogeno in settori difficili da decarbonizzare, quali chimica e raffinazione, trasporti pesanti e treni, miscelazione nella rete a gas naturale e altri (hydrogen valleys – progetti per creare delle filiere dell'idrogeno che combinino produzione, infrastruttura e utilizzo in un'unica regione – trasporto pubblico locale, metanazione biologica, metallurgia secondaria) e localizzando la domanda in base all'uso attuale e alle esigenze future.

 **Localizzazione della domanda di idrogeno**

Per quanto riguarda le fonti di energia rinnovabili, negli scenari introdotti dallo studio, che analizzeremo nel prossimo capitolo, la quantità di impianti FER aggiuntivi necessarie a coprire il consumo di elettrolizzatori è stata calcolata, inizialmente, in termine di energia. Ipotizzando un'efficienza degli elettrolizzatori di 50 kWh/kgH₂, per una produzione annua di 700 kton di idrogeno, si stima un consumo di energia di 35 TWh, che dovrà essere prodotta da impianti FER aggiuntivi. Effettivamente, in ogni scenario presentato in questo studio, emerge la necessità di aumentare l'energia rinnovabile per alimentare 5 GW di elettrolizzatori.

Inoltre, per gli scenari 3) e 4), sono stati considerati i siti che hanno le migliori caratteristiche a livello di producibilità e il minor costo livellato dell'elettricità (LCOE) per la localizzazione degli impianti rinnovabili aggiuntivi.

 **FER**  **Elettrolizzatori**

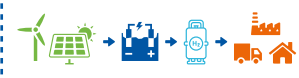
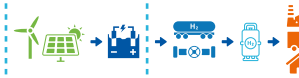
Considerando la dimensione target (5GW) e la produzione di idrogeno (700 kton/anno), gli elettrolizzatori lavoreranno, in media, con un carico base equivalente a 7.000 ore all'anno.

La loro modalità di funzionamento è stata modellata prevedendo **due livelli di flessibilità**. Con un **ridotto livello di flessibilità**, si verifica un basso coordinamento in tempo reale tra la generazione di FER e gli elettrolizzatori. Si è ipotizzato, quindi, che il sistema debba compensare la variabilità delle FER, necessarie per produrre idrogeno verde, con riserve aggiuntive del sistema. Con un **alto livello di flessibilità**, invece, si verifica un maggiore coordinamento in tempo reale tra FER ed elettrolizzatori, quindi non ci sarebbe bisogno di fare affidamento su riserve aggiuntive per far fronte all'intermittenza delle FER. In questo contesto il concetto di flessibilità fa riferimento a come l'elettrolizzatore reagisce ai segnali di mercato, pur nel rispetto del vincolo di produzione di idrogeno nell'orizzonte temporale prefissato, prevedendo un adeguato stoccaggio locale dell'idrogeno prodotto. Le analisi svolte fanno riferimento agli elettrolizzatori alcalini che presentano i maggiori vincoli di esercizio; tuttavia i risultati ottenuti sono applicabili anche agli elettrolizzatori con differente tecnologia (ad es. a membrana polimerica).



Scenari e soluzioni

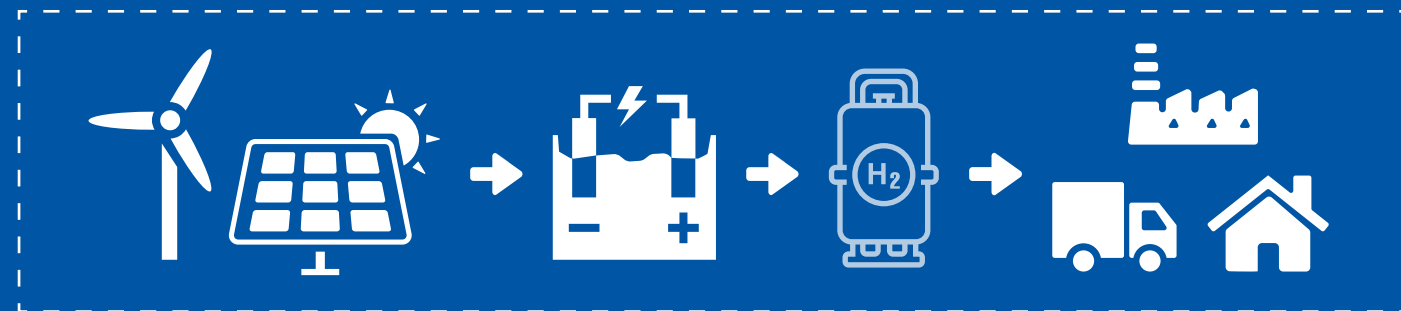
In questo capitolo approfondiremo l'analisi dei **quattro possibili scenari di implementazione per la produzione, trasporto e consumo di idrogeno verde**, già citati nell'introduzione, descrivendoli nel dettaglio e spiegandone vantaggi e svantaggi. Gli scenari sono stati suddivisi in **due macro-aree, non connesso alla rete (off-grid) e connesso alla rete**.

Non connesso alla rete elettrica		Connesso alla rete elettrica		
1. Off-grid		2. Decentralizzato	3. Trasporto di elettricità	4. Trasporto di idrogeno
				
DESCRIZIONE	FER ed elettrolizzatori sono installati in prossimità dei siti con domanda di idrogeno. Il <i>capacity factor</i> delle FER dipende dall'ubicazione dei siti di domanda. Il surplus di generazione o la produzione insufficiente di idrogeno non possono essere gestiti attraverso la rete elettrica.	FER ed elettrolizzatori sono installati in prossimità dei siti con domanda di idrogeno. Il <i>capacity factor</i> delle FER dipende dall'ubicazione dei siti di domanda.	Le FER sono installate in aree con <i>capacity factor</i> elevato. Gli elettrolizzatori sono installati in prossimità dei siti con domanda di idrogeno.	FER ed elettrolizzatori sono installati nella stessa area (con un elevato <i>capacity factor</i>). I siti con domanda di idrogeno sono potenzialmente collocati in zone diverse.
	Nessun costo per la rete di trasmissione.	Costi più bassi per investimenti aggiuntivi nella trasmissione di energia elettrica. Nessun costo per il trasporto di idrogeno.	Le FER possono essere installate nei siti più convenienti, permettendo <i>capacity factor</i> più elevati. Nessun costo per il trasporto di idrogeno.	Le FER possono essere installate nei siti più convenienti permettendo <i>capacity factor</i> più elevati. Gli elettrolizzatori possono sfruttare meglio i surplus energetici zonali, evitando la riduzione delle FER e fornendo servizi flessibili.
	I <i>capacity factor</i> delle FER potrebbero essere inferiori nei luoghi con domanda di idrogeno. Maggiore necessità di stoccaggio per il vincolo di simultaneità. Sovradimensionamento della V-FER capacity per raggiungere il fattore di utilizzo target degli elettrolizzatori.	I <i>capacity factor</i> delle FER potrebbero essere inferiori nei luoghi con domanda di idrogeno. Potenziali costi aggiuntivi per esportare l'energia in eccesso delle FER (FER installate > capacità elettrolizzatori).	Potenziali costi aggiuntivi per evitare congestioni sulla rete elettrica tra la produzione di FER e il consumo di elettrolizzatori.	Costi aggiuntivi per il trasporto di idrogeno dagli elettrolizzatori ai siti di domanda.

 Asset collocati nello stesso sito

1 Scenario off-grid

Lo **scenario off-grid** presuppone che gli elettrolizzatori e gli impianti di fonti rinnovabili siano entrambi installati presso i centri di consumo (come fabbriche, città, ecc.). In questo scenario, gli impianti non sono connessi alla rete. Pertanto, i valori di capacità delle FER dipendono dall'ubicazione dei centri di consumo e l'assenza di connessione alla rete implica che l'eccesso di generazione, o l'insufficiente produzione di idrogeno, non possano essere gestiti e supportati attraverso la rete elettrica. Tuttavia, a livello di costi e fattibilità, lo scenario off-grid potrebbe essere attuabile solo in situazioni particolari (ad es. aree remote in paesi extra-europei). Ha, infatti, il costo più elevato se confrontato con i casi che considerano gli elettrolizzatori e i relativi impianti di fonti rinnovabili collegati alla rete. Secondo questo scenario, infatti, è necessario un aumento sostanziale della capacità installata rinnovabile – molto superiore alla dimensione dell'elettrolizzatore – per consentire una produzione stabile di generazione dell'idrogeno. Inoltre, sono necessarie batterie aggiuntive per raggiungere il target dell'elettrolizzatore, (equivalente a 7.000 ore all'anno). L'assenza di connessione alla rete provoca, infine, un taglio della produzione rinnovabile quando essa supera il consumo dell'elettrolizzatore e delle batterie. Tuttavia, lo scenario è stato incluso nell'analisi per offrire un confronto con le altre soluzioni con connessione alla rete, sebbene non rappresenti appunto un'opzione realistica in Paesi con un alto tasso di elettrificazione.



PRO

Poiché non è presente una connessione con la rete, non vi sono costi aggiuntivi relativi alle reti di trasmissione, contrariamente rispetto a quanto si verifica negli altri scenari.

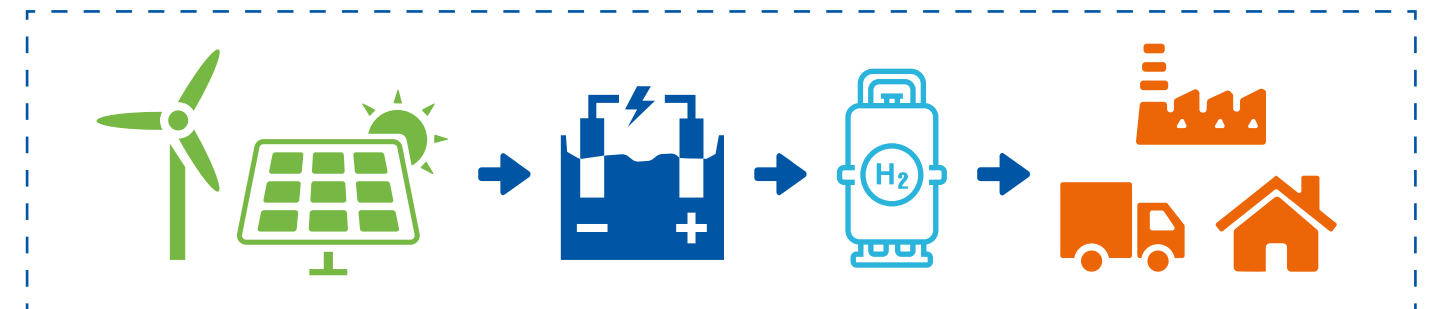
CONTRO

Il capacity factor, la producibilità di energia delle FER, potrebbe non essere soddisfacente. In questo scenario, infatti, le installazioni FER sono collocate esclusivamente in corrispondenza della domanda di idrogeno e non in aree in cui è maggiore la producibilità di energia rinnovabile. Pertanto, si realizza un maggiore fabbisogno di stoccaggio (ad es. batterie) che richiede costi aggiuntivi. Inoltre, diventa necessario aumentare la capacità di FER installate, superando valori realistici, per ottenere il fattore di utilizzazione indispensabile per gli elettrolizzatori.

L'aumento sostanziale della capacità installata rinnovabile implica un costo più alto rispetto agli altri scenari

2 Scenario decentralizzato connesso alla rete

Lo **scenario decentralizzato connesso alla rete** presuppone, anche in questo caso, che elettrolizzatori e FER si trovino nei pressi dei centri di consumo, ma in questa ipotesi gli impianti di energie rinnovabili sono connessi alla rete. Inoltre, anche in questo scenario, il fattore di capacità delle FER dipende dalla posizione dei siti di consumo, con il conseguente rischio di dover aumentare la capacità di impianti FER installati.



PRO

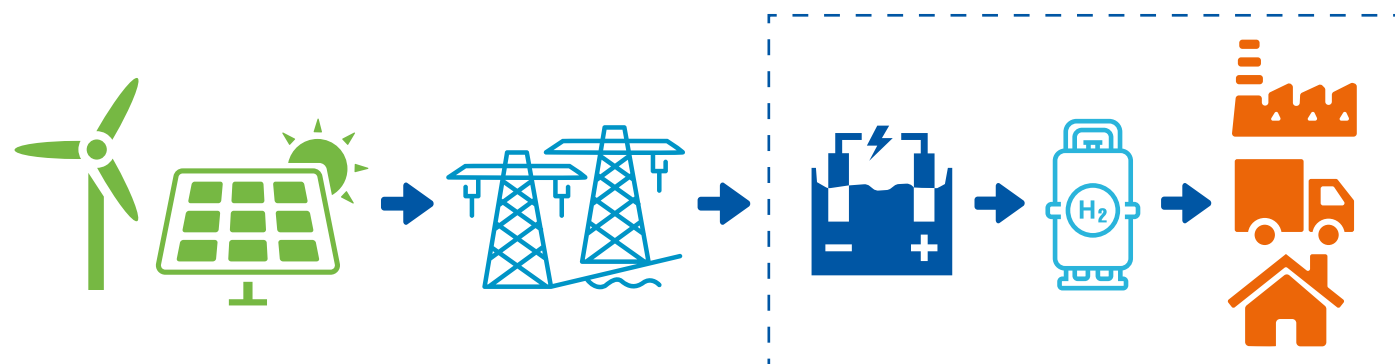
A seguito della collocazione nella stessa area di FER ed elettrolizzatori, questo scenario ha costi inferiori in relazione agli investimenti nella trasmissione di energia e non sono necessari nemmeno costi di trasmissione dell'idrogeno, poiché gli elettrolizzatori si trovano vicino ai siti di domanda dell'idrogeno stesso.

CONTRO

I fattori di capacità delle FER potrebbero essere inferiori nei siti di domanda di idrogeno, proprio come per lo scenario precedente (1). Inoltre, vi è un potenziale costo aggiuntivo relativo all'esportazione dell'energia in eccesso da FER, nei casi in cui la produzione di rinnovabile sia superiore alla domanda locale dell'elettrolizzatore.

3 Scenario trasporto di elettricità connesso alla rete

Lo **scenario trasporto di elettricità connesso alla rete** presuppone che gli impianti di fonti rinnovabili si trovino nelle aree più favorevoli in termini di producibilità; l'elettricità viene quindi trasmessa attraverso l'infrastruttura di rete agli elettrolizzatori, che sono installati vicino ai siti di domanda di idrogeno. I benefici derivanti dalla libertà di installare impianti da fonti rinnovabili in aree convenienti sono controbilanciati da potenziali costi aggiuntivi per il trasporto dell'energia elettrica.



PRO

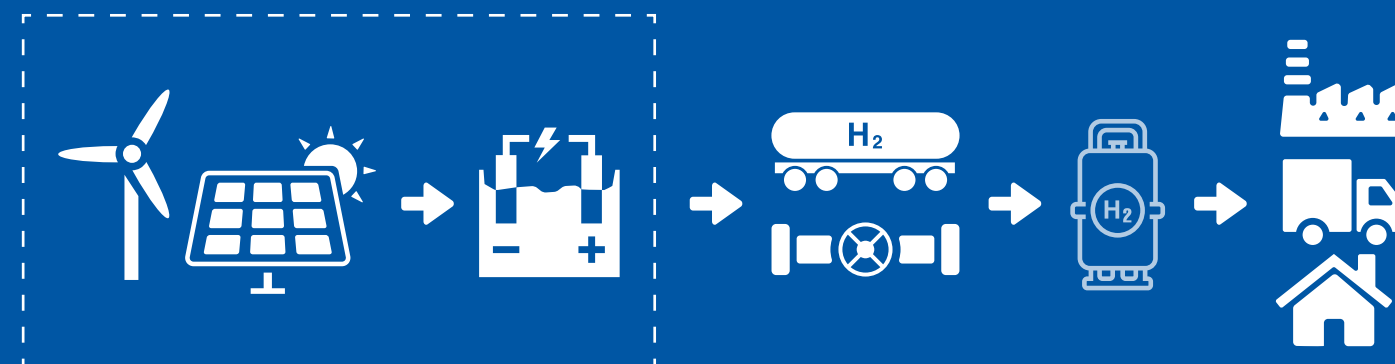
Grazie alla flessibilità di localizzazione, le FER possono essere installate nei siti più convenienti, consentendo capacity factor maggiori; inoltre, in questo scenario, non è necessario il trasporto dell'idrogeno, il che permette di evitare i relativi costi di trasporto.

CONTRO

Considerando la necessità di trasportare elettricità da fonti rinnovabili dagli impianti ai centri di consumo di idrogeno, potrebbe esserci un potenziale costo aggiuntivo necessario a rinforzare il sistema di trasmissione, per evitare congestioni di rete tra gli impianti FER e gli elettrolizzatori.

4 Scenario trasporto di idrogeno connesso alla rete

Lo **scenario trasporto di idrogeno connesso alla rete** presuppone che elettrolizzatori e impianti di fonti rinnovabili siano collocati nella stessa area e che l'idrogeno venga fornito ai siti di domanda - potenzialmente situate in aree diverse - tramite nuove pipeline per l'idrogeno o retrofit di pipeline a gas. Secondo questo scenario, il costo aggiuntivo per la trasmissione dell'idrogeno dagli elettrolizzatori ai siti di domanda è compensato dalla possibilità di sfruttare i siti di FER più favorevoli.



PRO

Le FER possono essere installate nei siti più convenienti, consentendo capacity factor più elevati, e gli elettrolizzatori possono sfruttare meglio il surplus energetico zonale, evitando il taglio delle FER e fornendo servizi di flessibilità.

CONTRO

Potrebbero esserci costi aggiuntivi relativi al trasporto dell'idrogeno dagli elettrolizzatori ai siti di domanda.



Utilizzo del suolo

In considerazione dei diversi scenari presentati finora, e data la necessità di **ulteriori installazioni di FER** per raggiungere gli obiettivi citati all’inizio dello studio, è importante capire come il territorio italiano potrebbe essere impattato dai nuovi impianti.

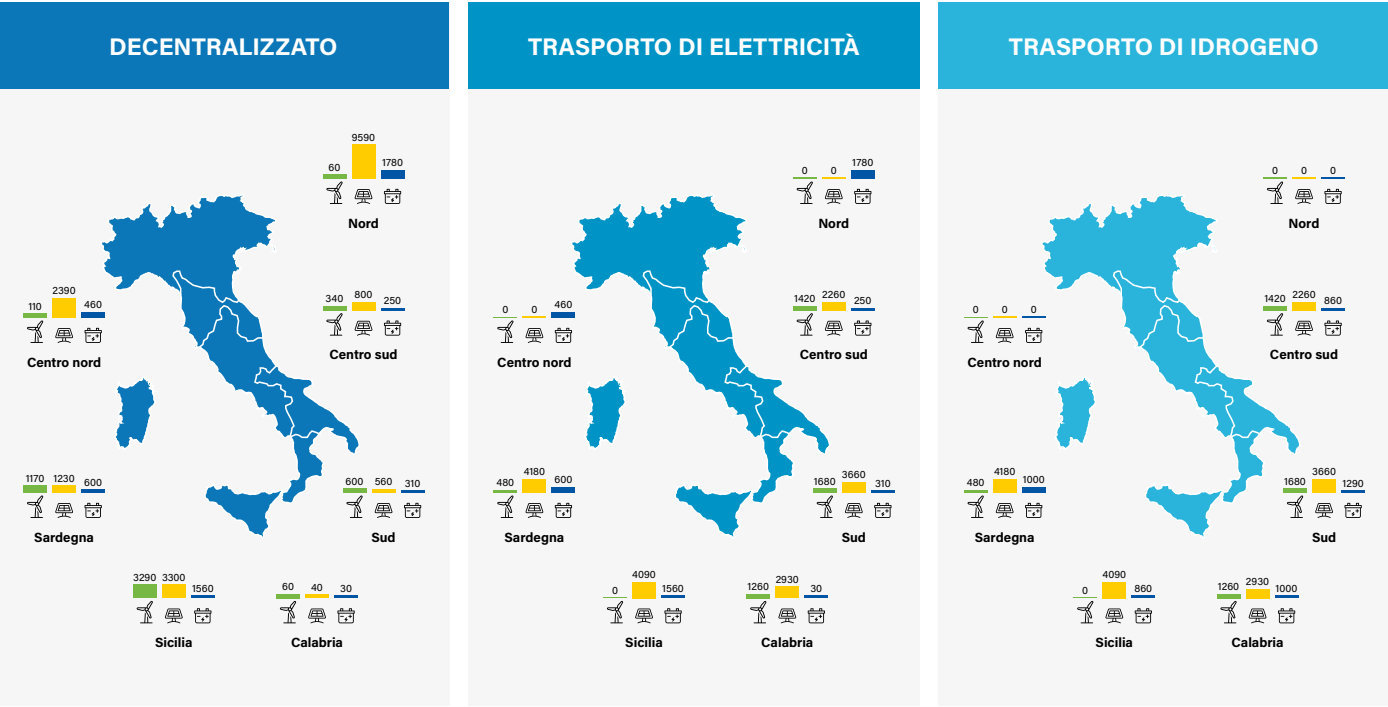
Come dimostrato nella tabella seguente, la capacità di FER da installare, necessaria entro il 2030 per alimentare gli elettrolizzatori per generare idrogeno verde, varia a seconda dello scenario preso in considerazione.

In termini di risorse rinnovabili, il nostro studio ha considerato il **solare fotovoltaico (PV)** e per l’**energia eolica**. Il **trend nazionale** è stato utilizzato come scenario di riferimento e preso come punto di partenza per le analisi, in quanto adottato anche da **Terna** per il proprio **Piano di Sviluppo Nazionale**.

	Fotovoltaico installato (MW)	Eolico installato (MW)
Trend nazionale 2030	51140	18410
Scenario 1 Off-grid (non connesso alla rete - FER aggiuntive)	23500	4850
Scenario 2 Decentralizzato (FER aggiuntive)	17900	5650
Scenario 3 Trasporto di Elettricità (FER aggiuntive)	17100	4850
Scenario 4 Trasporto di Idrogeno (FER aggiuntive)	17100	4850

Nei nostri scenari, il solare fotovoltaico occuperà la maggior parte delle nuove installazioni, come previsto anche nello scenario di base del trend nazionale.

Le mappe sottostanti presentano la suddivisione degli impianti FER e degli elettrolizzatori nelle diverse aree, a seconda degli scenari esaminati.





Utilizzo del territorio per le installazioni di solare fotovoltaico

L'utilizzo del territorio per l'installazione di parchi eolici dipende dalla specifica morfologia e dal regime del vento nei siti selezionati. Pertanto, una stima del suo utilizzo non può essere facilmente calcolata su larga scala. Al contrario, una stima dell'utilizzo del territorio per l'installazione del fotovoltaico può essere fornita sulla base di diverse ipotesi. A tale proposito, esistono principalmente due tipi di tecnologie: **celle solari in silicio monocristallino o policristallino** e **celle solari a film sottile**. L'estensione prevista per tali tecnologie è di circa **1,5/2,0 ettari per ogni MW di potenza** quando si utilizzano celle solari monocristalline o policristalline; circa **3,0 ettari**

per ogni MW di potenza, per le celle solari a film sottile. Questi dati includono il terreno occupato dai pannelli fotovoltaici, lo spazio tra i pannelli stessi, lo spazio necessario per i collegamenti e la sottostazione interna verso la rete esterna. La maggiore estensione richiesta dalle celle a film sottile è dovuta alla minore efficienza di queste celle solari rispetto a quelle "classiche" a silicio. Tuttavia, i **pannelli solari a film sottile sono più economici delle celle solari a base cristallina** e la loro applicazione può essere preferibile in situazioni di grandi impianti, nelle quali lo spazio non rappresenta un problema, grazie ai ridotti costi di investimento.

Scenari di utilizzo del suolo per impianti fotovoltaici per la produzione di idrogeno verde

Sulla base delle considerazioni precedenti, ipotizzando un utilizzo medio del suolo di 2 ettari per MW fotovoltaico, il terreno totale necessario per installare gli impianti fotovoltaici richiesti può essere visto nella seguente tabella (presupponendo che il 100% della capacità fotovoltaica sia installata attraverso impianti di scala industriale/ parchi solari).

	Fotovoltaico installato (MW)	Utilizzo terreno (km2)
Scenario 1 Off-grid (non connesso alla rete - FER aggiuntive)	23500	470
Scenario 2 Decentralizzato (FER aggiuntive)	17900	358
Scenario 3 Trasporto di Elettricità (FER aggiuntive)	17100	342
Scenario 4 Trasporto di Idrogeno (FER aggiuntive)	17100	342

Prescindendo dallo scenario off-grid, il nostro studio stima che siano necessari mediamente 350 km2 per le installazioni di impianti fotovoltaici dedicati alla produzione di idrogeno verde, oltre a quanto già previsto nel trend nazionale. Potrebbe, dunque, essere utile fornire un punto di riferimento per avere un ordine di grandezza per il fabbisogno di suolo implicito negli impianti fotovoltaici: 350 km2 sono pari quasi al doppio della superficie della città di Milano.



Risultati

Come anticipato nel capitolo dedicato alle ipotesi, i quattro scenari sono stati analizzati nel contesto di due diverse configurazioni di elettrolizzatori:

A. BASSA FLESSIBILITÀ	B. ALTA FLESSIBILITÀ
Bassa Flessibilità: gli elettrolizzatori sono utilizzati in modalità passiva, con il loro assorbimento di potenza guidato principalmente dalle esigenze di produzione di idrogeno e con un basso coordinamento tra produzione di FER ed elettrolizzatori. Il sistema elettrico deve quindi compensare la variabilità delle FER, necessarie per la produzione di idrogeno verde, attraverso riserve aggiuntive.	Alta Flessibilità: si verifica un maggiore coordinamento tra produzione di FER ed elettrolizzatori, modulabile secondo i segnali del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). In tale contesto, gli elettrolizzatori possono essere visti come potenziali attori nel MSD, contribuendo a mitigarne i relativi costi.

Di seguito sono presentati i risultati dei quattro scenari per ciascuna delle due configurazioni di flessibilità.



A Bassa flessibilità

BASSA FLESSIBILITÀ	Non connesso alla rete elettrica	Connesso alla rete elettrica			
	1. Off-grid	2. Decentralizzato	3. Trasporto di elettricità	4. Trasporto di idrogeno	
	3277			2847 - 3080	
	913 2130 234	2660 352 202 1873 234	2639 382 303 1721 234	234 - 467 396 262 1721 234	
Sistema LCOH	4.7 €/kg _{H2}	3.8 €/kg _{H2}	3.8 €/kg _{H2}	4.1 - 4.4 €/kg _{H2}	
Riduzione V-FER evitata (<0 sta per aumento riduzione)	-6300 GWh	-850 GWh	-780 GWh	-430 GWh	

Dati espressi in M€/anno

Costo investimento sulla rete di trasporto idrogeno

Variazione costi nei mercati elettrici (energia e ancillari)

Costo investimento su rete di trasmissione di energia e batterie

Nuovo costo FER per produzione di idrogeno

Costo elettrolizzatore

Costo totale sistema

Lo **scenario off-grid** (1) ha il costo più elevato a confronto con i casi che considerano gli elettrolizzatori e i relativi impianti di fonti rinnovabili collegati alla rete. Secondo questo scenario, è necessario un aumento sostanziale della capacità installata rinnovabile – molto superiore alla taglia dell'elettrolizzatore – per consentire una produzione stabile. Inoltre, sono necessarie batterie aggiuntive per raggiungere il target dell'elettrolizzatore, equivalente a 7.000 ore all'anno. Da questo scenario risulta il maggiore **levelized cost of hydrogen (LCOH²)** pari a 4,7 €/kg_{H₂}, associato a un taglio di FER pari a 6.300 GWh.

Il costo dell'elettrolizzatore è indipendente dagli scenari analizzati, pertanto è uguale in tutti i casi.

Gli altri tre scenari sono stati simulati in un contesto di connessione alla rete elettrica. Pertanto, in questi casi, l'impatto sui costi è diverso a seconda degli scenari e delle modalità di funzionamento degli elettrolizzatori.

Lo **scenario decentralizzato connesso alla rete** (2) necessita di maggiori investimenti nelle rinnovabili in confronto agli altri scenari connessi alla rete, a causa del probabile minor capacity factor in alcuni siti di consumo. Gli investimenti in rete di trasmissione e batterie sono limitati a causa della collocazione nella stessa area di impianti di fonti rinnovabili ed elettrolizzatori; d'altra parte, la variazione dei costi nei mercati dell'energia rappresenta la seconda spesa maggiore, a causa della modalità di funzionamento a bassa flessibilità. Questo scenario prevede un LCOH complessivo di 3,8 €/kg_{H₂}, con un incremento di taglio di FER di 850 GWh.

Lo **scenario trasporto di elettricità connesso alla rete** (3) prevede minori investimenti nelle rinnovabili grazie alla scelta di siti che hanno una maggiore producibilità da fonti rinnovabili. Gli investimenti in rete di trasmissione e batterie, insieme alla variazione dei costi nei mercati dell'energia, sono significativi per l'infrastruttura elettrica necessaria per trasportare l'elettricità agli elettrolizzatori e per evitare congestioni tra generazione e consumo. Anche in questo caso, il LCOH complessivo è di 3,8 €/kg_{H₂}, ma l'incremento del taglio di energia rinnovabile è inferiore, pari a 750 GWh.

Infine, lo **scenario trasporto di idrogeno connesso alla rete** (4) presenta lo stesso valore di costo delle FER dello scenario (3), poiché anche in questo caso l'ubicazione degli impianti di FER è la stessa dello scenario precedente (ovvero aree con potenziale FER maggiore). Tuttavia, gli investimenti in infrastrutture elettriche sono inferiori rispetto al caso precedente, grazie alla collocazione degli impianti di fonti rinnovabili e degli elettrolizzatori nella medesima area, ma sono comunque necessari per mitigare il rischio di riduzione delle fonti rinnovabili durante gli intervalli temporali caratterizzati da un surplus locale di generazione rinnovabile non programmabile. Al contempo, i costi relativi ai mercati dell'energia e ai mercati ausiliari sono maggiori, a causa dei minori investimenti in reti di trasmissione e batterie e, in aggiunta, per la configurazione dello scenario stesso. Questo è l'unico scenario in cui il costo per le **infrastrutture dell'idrogeno** è presente, poiché richiede una rete dedicata per convogliare l'idrogeno dagli elettrolizzatori situati vicino agli impianti rinnovabili ai centri di consumo. Per il trasporto dell'idrogeno si è assunto il costo di investimento medio stimato da European Hydrogen Backbone Initiative 2021 che prevede un range tra 1000 e 2000 k€/km, stime basate su 69% da repurposed gas pipelines e dal 31% new pipeline. Per i volumi ipotizzati nella nostra analisi, il costo della nuova infrastruttura di trasporto dell'idrogeno è abbastanza consistente, anche considerando un'elevata quota di riuso dei pipeline esistenti. Il costo totale per questo scenario è tra 4,1 e 4,4 €/kg_{H₂}, superiore agli altri casi connessi alla rete, principalmente a causa del costo dell'infrastruttura per l'idrogeno, mentre il taglio di produzione rinnovabile ammonta a 429 GWh.

2. LCOH è l'indicatore che considera tutti i costi di capitale e di esercizio rilevanti per la produzione di idrogeno, convertendo i costi totali dell'impianto in €/kg di idrogeno prodotto. Consente quindi un confronto efficace tra i diversi casi analizzati.

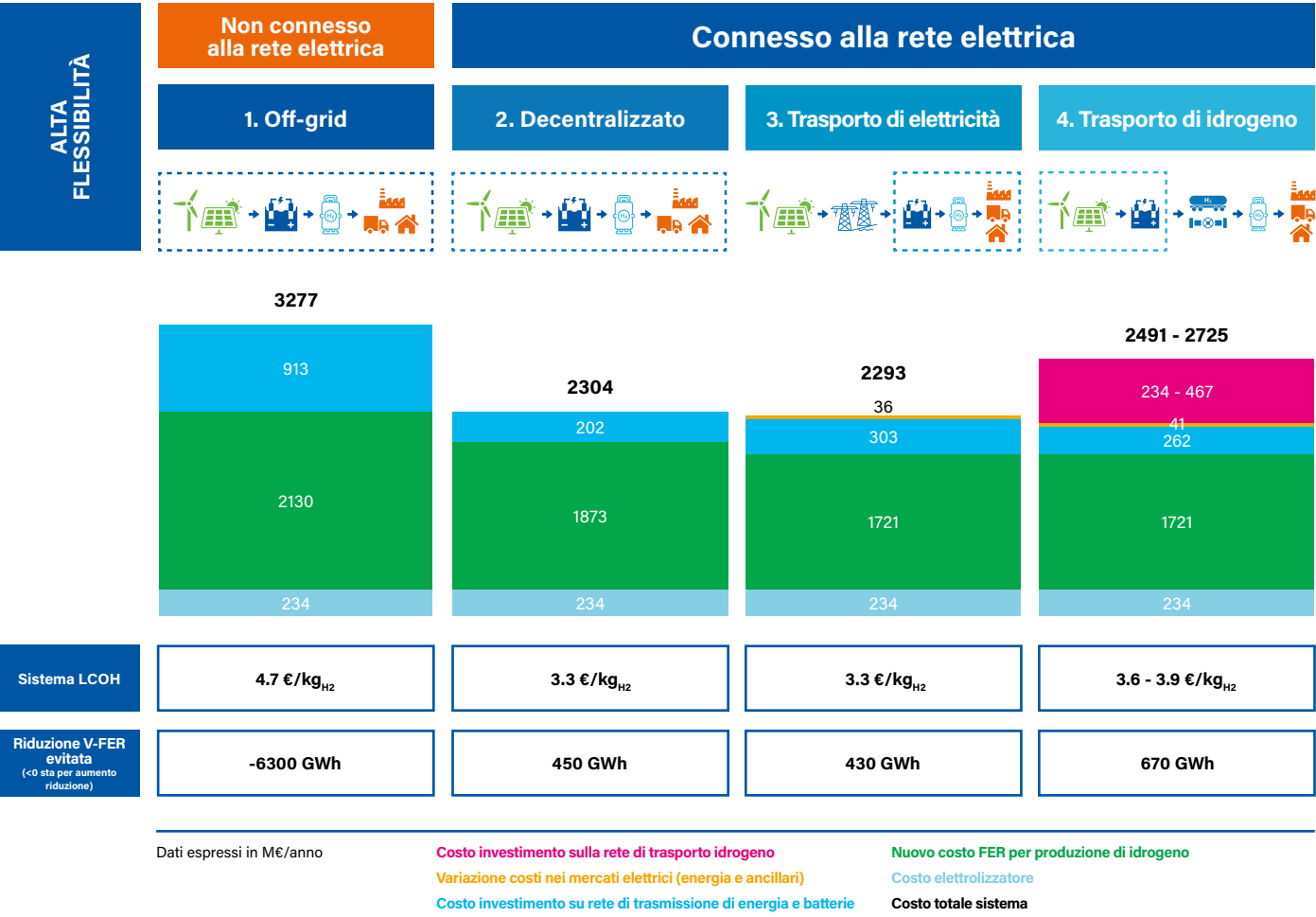


B Alta flessibilità

L'unica voce interessata dal livello di flessibilità degli elettrolizzatori è quella relativa ai costi dei **mercati elettrici**, mentre gli altri costi non ne risentono. Una **bassa flessibilità degli elettrolizzatori determina un aumento dei costi nei mercati elettrici**, dal momento che il sistema ha bisogno di compensare l'incertezza delle FER non programmabili, dotandosi di riserve aggiuntive e servizi di bilanciamento. In un contesto di **alta flessibilità degli elettrolizzatori**, invece, i costi del sistema possono essere inferiori perché non è necessario fare affidamento su ulteriori servizi ausiliari per coprire potenziali sbilanciamenti derivanti sia dalle FER sia dagli elettrolizzatori.

Inoltre, un elettrolizzatore flessibile può anche fornire servizi di riserva e bilanciamento al sistema elettrico, consentendo una **riduzione dei costi di mercato**.

Infine, la flessibilità degli elettrolizzatori può anche determinare una **riduzione del taglio di fonti rinnovabili** nel sistema rispetto ai casi di riferimento, senza la necessità di installare ulteriori asset per rendere il sistema più flessibile.



Lo **scenario off-grid** (1) non è influenzato dal livello di flessibilità degli elettrolizzatori, semplicemente perché, non essendo connesso alla rete, nessun costo di mercato è previsto in questo scenario.

Nello scenario **decentralizzato connesso alla rete** (2), l'elevata flessibilità degli elettrolizzatori implica una riduzione dei costi per i mercati energetici, con un LCOH complessivo di 3,3 €/kgH₂, evitando il taglio di 450 GWh di FER non programmabili.

Lo **scenario trasporto di elettricità connesso alla rete** (3) porta quasi ad azzerare la variazione dei costi dei mercati elettrici, con un LCOH totale di 3,3 €/kg_{H2}, come nello scenario precedente, e 430 GWh di FER non programmabili che non vengono tagliati.

Anche lo **scenario trasporto di idrogeno connesso alla rete** (4) fornisce una variazione quasi nulla dei costi del mercato dell'energia, con un LCOH complessivo di 3,6 - 3,9 €/kg_{H2}, ed evita il taglio di 670 GWh di FER.

Complessivamente, i costi nello scenario trasporto di idrogeno sono **tra il 7% e il 19% più alti** rispetto agli scenari decentralizzato e trasporto di energia elettrica connessi alla rete, a causa degli investimenti aggiuntivi necessari a costruire una nuova ed estesa rete di trasmissione dell'idrogeno. Negli scenari decentralizzato e trasporto di

energia elettrica connessi alla rete, il sistema può sfruttare i potenziamenti esistenti e pianificati in infrastrutture di rete di trasmissione e batterie, già individuati nel **Piano di Sviluppo Nazionale di Terna** per raggiungere gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico al 2030. Il costo più basso è quello che emerge nel contesto degli **elettrolizzatori ad alta flessibilità** per gli scenari **decentralizzato connesso alla rete** (2) e **trasporto di elettricità connesso alla rete** (3), che riportano un costo complessivo dell'idrogeno di 3,3 €/kg_{H2}. Con questa modalità di esercizio degli elettrolizzatori vanno però considerati possibili costi addizionali per stoccaggio dell'idrogeno che sono di difficile quantificazione poiché molto dipendenti dal tipo di utilizzo finale e dalla sua flessibilità. Infine, è interessante sottolineare che la principale voce di costo in tutte le possibili configurazioni è rappresentata dal costo degli impianti rinnovabili.



Conclusioni

Riassumendo, il nostro studio dimostra che gli **scenari 2-3-4, connessi alla rete, rappresentano una soluzione migliore** rispetto allo scenario non connesso alla rete (1), dal momento in cui la rete permette di esportare il surplus di energia rinnovabile generata, nel caso in cui la loro produzione superi il consumo degli elettrolizzatori. La stessa rete può, inoltre, fornire energia sostenibile all'elettrolizzatore quando la generazione locale di FER non raggiunge il target necessario per la produzione di idrogeno. Nel complesso, la soluzione più economica è rappresentata dagli **elettrolizzatori ad alta flessibilità** in configurazione decentralizzata e connessa alla rete (2) e nello **scenario trasporto di elettricità** (3), con un costo totale dell'idrogeno di 3,3 €/kg_{H₂}. Nel medio termine, con gli attuali obiettivi al 2030, l'opzione di un trasporto diffuso di idrogeno (scenario 4) comporta investimenti non trascurabili sulle pipeline di idrogeno e ulteriori investimenti sul potenziamento della rete elettrica per far fronte al periodico surplus di FER. Tuttavia, nel futuro, quando la domanda di idrogeno sarà maggiore e la posizione di siti di consumo sarà più precisa, nonché l'atteso miglioramento tecnologico delle

prestazioni tecnico-economiche degli elettrolizzatori sarà eventualmente confermato, sarà opportuno rivalutare i vantaggi di investire nell'infrastruttura di trasporto pienamente dedicata all'idrogeno, soprattutto nel caso si possa fare un ricorso esteso al "repurposing" di gasdotti esistenti, anziché costruire nuovi idrogenodotti.

Inoltre, **la rete di trasmissione elettrica dovrebbe essere ulteriormente sviluppata per permettere l'integrazione di FER** e per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico al 2030, considerando la produzione aggiuntiva di idrogeno verde. Al contempo, un maggiore **coordinamento in tempo reale di elettrolizzatori e FER** potrebbe ridurre i costi sui mercati elettrici.

A tal proposito, poiché i costi per la nuova capacità installata da FER sono, nell'insieme, la componente più elevata dei costi totali dell'idrogeno, una ipotesi più ambiziosa, con **prezzi più bassi per solare fotovoltaico e generazione eolica**, può portare a un **minor costo dell'idrogeno (LCOH), inferiore a 3 €/kg, già nel 2030**.

La soluzione più economica è rappresentata dagli elettrolizzatori ad alta flessibilità in configurazione decentralizzata e connessa alla rete e nello scenario trasporto di elettricità, con un costo totale dell'idrogeno di 3,3 €/kg_{H₂}

Strumenti di simulazione del mercato

L'aumento di attività e ricerche nell'ambito dello sviluppo di modelli ha portato, negli ultimi anni, a diversi **modelli e capacità di modellazione**, in parte motivati dalla necessità di rappresentare al meglio l'integrazione di FER e in parte dall'importanza di delineare scenari di mercato sempre più richiesti dalla necessità di mappare il settore energetico. Per un futuro caratterizzato da una quota crescente di elettrificazione da FER nel sistema energetico, vi sono diverse sfide, come incorporare gli effetti del cambiamento climatico nei modelli predittivi e garantire scenari affidabili negli studi di modellazione.

In questo senso, gli **strumenti di simulazione** sono stati fondamentali nell'individuazione dei quattro scenari e dei risultati presentati in questo studio. Tuttavia, la loro importanza si estende a diversi altri studi sui sistemi energetici, che sono indispensabili per supportare i clienti nel decidere quale dovrebbe essere la soluzione migliore in un determinato scenario, sia in termini di **mercati dell'energia** che di **mercati dei servizi ancillari**. Al contempo, la combinazione di entrambi può portare all'individuazione di una strategia efficace e conveniente per valutare i **risultati del mercato**.

Proprio per queste ragioni, il **Gruppo CESI** ha sviluppato **due diversi strumenti di simulazione del mercato** focalizzati sia sui mercati dell'energia che sui mercati dei servizi ancillari.

PROMEDGRID

Adottato dal **TSO italiano (Terna)** per la valutazione dei benefici di mercato dei potenziamenti della rete, sia a livello italiano che europeo. PromedGrid permette una ottimale programmazione coordinata del gruppo di generazione del sistema elettrico modellato, **nell'arco di un anno**, con una **discretizzazione temporale oraria**. L'ottimizzazione si basa su un modello deterministico che considera sia le caratteristiche tecniche sia quelle economiche dei sistemi di alimentazione. Questo tool opera sul mercato dell'energia, caratterizzato da un prezzo marginale di sistema e da una gestione della congestione basata su un market-splitting zonale. PromedGrid è un software di modellazione di mercato estremamente utile nel supportare il **processo decisionale per la pianificazione degli investimenti sulla rete**, in quanto è tra i pochi strumenti di simulazione di mercato in grado di soddisfare tutti i requisiti previsti nelle linee guide ufficiali.

MODIS

È uno strumento di simulazione che permette la **valutazione quantitativa** dell'impatto di nuove infrastrutture di trasmissione, unità di stoccaggio o unità virtuali **sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)**. MODIS simula un mercato zonale, riproducendo tutte le azioni di bilanciamento necessarie per garantire gli adeguati margini di riserva secondaria e terziaria, con **discretizzazione temporale oraria**. Inoltre, lo strumento è dotato di una libreria dedicata alla modellazione della tecnologia di accumulo elettrochimico, in grado di ottimizzare il funzionamento delle batterie. Recentemente, MODIS è stato ulteriormente aggiornato introducendo la possibilità di elaborare il comportamento di Unità Virtuali Abilitate (UVA). Il suo obiettivo è la **minimizzazione dei costi complessivi per il re-dispacciamento** dovuto a vincoli operativi.

Gli strumenti sopra descritti sono in grado di evidenziare il ruolo chiave di batterie ed elettrolizzatori per **l'integrazione delle FER nella rete elettrica**. Queste analisi necessitano inevitabilmente di essere personalizzate, in quanto è necessario considerare le specificità del sistema elettrico in questione. Ad esempio, nel Renewable Integration Development Project (RIDP), che ha coinvolto la Repubblica d'Irlanda e l'Irlanda del Nord, era essenziale ottimizzare contemporaneamente le linee di trasmissione e le batterie transfrontaliere, al fine di ridurre al minimo il rischio di dispersione di risorse rinnovabili. In altri studi, condotti in paesi dell'Africa sub-sahariana (come Etiopia, Kenya e Zambia) per RES4Africa ed Enel Foundation, è stato importante valutare il ruolo dei sistemi elettrochimici e di stoccaggio dell'acqua per periodi di estrema siccità. Infine, va sottolineato che le analisi di redditività condotte dal CESI possono anche individuare opportuni interventi normativi per **facilitare la pianificazione di futuri investimenti nel settore**.

Strumenti CESI per simulazioni del mercato energetico



Mercato del Giorno Prima (MGP)

Definizione degli orari di prelievo e immissione per il giorno successivo (24 ore).



Mercati infragiornalieri (MI)

Correzione degli orari degli operatori di mercato tenendo conto di previsioni aggiornate, indisponibilità impreviste o irrealizzabilità tecnica.



Mercati Servizi Dispacciamento Ex-Ante (MSD Ex-Ante)

Approvvigionamento dei margini di riserva e re-dispacciamento per vincoli di rete prevedibili con alcune ore di anticipo (controllo tensione, congestione linee...).



Mercato di Bilanciamento (MB)

Attivazione dei margini di riserva per mantenere in tempo reale l'equilibrio tra prelievi e immissioni. Re-dispacciamento in tempo reale per i vincoli di rete.

PROMEDGRID

MODIS

Shaping a Better Energy Future

CESI is a world-leading technical consulting and engineering company in the field of technology and innovation for the electric power sector. In particular, through its Division KEMA Labs, CESI is the world leader for the independent Testing, Inspections and Certification activities in the electricity industry. With a legacy of more than 60 years of experience, CESI operates in 40 countries around the world and supports its global clients in meeting the energy transition challenges. CESI also provides civil and environmental engineering services.

The company's key global clients include major utilities, Transmission System Operators (TSOs), Distribution System Operators (DSOs), power generation companies (GenCos), system integrators, financial investors and global electromechanical and electronic manufacturers, as well as governments and regulatory authorities. In addition, CESI works in close cooperation with international financial institutions such as, among others, the World Bank Group, the European Bank for Reconstruction and Development, the European Investment Bank, the Inter-American Development Bank, the Asian Development Bank.

CESI is a fully independent joint-stock company headquartered in Milan and with facilities in Arnhem, Berlin, Prague, Mannheim, Dubai, Rio de Janeiro, Santiago de Chile, Knoxville (USA) and Chalfont (USA).

www.cesi.it

CESI

Shaping a Better Energy Future



Get it on
Apple Books