



**Università
degli Studi
di Palermo**

AREA RICERCA E TRASFERIMENTO TECNOLOGICO
SETTORE DOTTORATI E CONTRATTI PER LA RICERCA
U. O. DOTTORATI DI RICERCA

Dottorato di ricerca in Energy
Dipartimento di Ingegneria
SSD IIND-08/B

**ANALISI TECNICO-ECONOMICHE DI IMPIANTI DI
PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE DA FER/ELETTROLISI.
IMPATTO SULLA RETE ELETTRICA E CONFRONTO CON ALTRE
SOLUZIONI PER L'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO**

IL DOTTORE
SALVATORE RUFFINO

IL COORDINATORE
Prof.ssa ELEONORA RIVA SANSEVERINO

IL TUTOR
Prof. FABIO MASSARO

CO TUTOR
Dott. MARCO FERRARO

Desidero ringraziare sentitamente il mio tutor, prof.

Fabio Massaro, e la coordinatrice, prof.ssa

*Eleonora Riva Sanseverino, per il loro prezioso
supporto. Senza di loro, probabilmente non avrei
mai pensato di continuare la carriera universitaria
con il dottorato: grazie per avermelo proposto.*

*Un grazie speciale anche al dott. Marco Ferraro,
mio co-tutor, per avermi aiutato a conoscere meglio
il mondo dell'idrogeno, soprattutto all'inizio del
mio percorso, e al prof. Alexander Micallef per
avermi accolto presso l'Università di Malta, dove
ho svolto il mio periodo di ricerca all'estero.*

INDICE

ABSTRACT	7
ABSTRACT IN LINGUA INGLESE	9
INTRODUZIONE	11
CAPITOLO I	15
Aspetti legali	15
I.1 In relazione alla normativa che regola l’impatto ambientale e la sicurezza per.	15
I.1.1 impianti di produzione.....	15
I.1.2 impianti di stoccaggio.....	22
I.1.3 impianti di rifornimento	26
CAPITOLO II	31
Principali tecnologie di produzione dell’idrogeno	31
II.1 Steam Methane Reforming (SMR).....	31
II.2 Elettrolisi	38
II.2.1 Elettrolizzatori AEL (Alkaline ELeCtrolyser).....	45
II.2.2 Elettrolizzatori PEM (Proton Exchange Membrane)	47
II.2.3 Elettrolizzatori AEM (Anion Exchange Membrane).....	49
II.2.4 Elettrolizzatori SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell).....	50
II.3 Classificazione del prodotto finito.....	54
CAPITOLO III	57
Stoccaggio e trasporto dell’idrogeno	57
III.1 Trattamenti dell’idrogeno per lo stoccaggio	57
III.2 Modalità di trasporto	65
CAPITOLO IV	69
Utilizzi dell’idrogeno	69
IV.1 Raffinazione.....	69
IV.2 Produzione della ceramica e del vetro	70
IV.3 Produzione dell’acciaio	72
IV.4 Industria chimica	74
IV.5 Trasporti.....	75
CAPITOLO V	83
Stima dei costi dell’idrogeno rinnovabile in Sicilia: confronto tra produzione in loco e produzione centralizzata	83

V.1	Revisione della letteratura sulle analisi economiche.....	83
V.2	Il caso studio della Sicilia.....	85
V.2.1	Risultati relativi alla produzione in loco	98
V.2.2	Risultati relativi alla produzione centralizzata	106
CAPITOLO VI.....		113
Integrazione dell'idrogeno in hub energetici e ottimizzazione della catena di fornitura		113
VI.1	Definizione di hub energetico.....	113
VI.2	Modello matematico di un hub energetico	114
VI.3	Formulazione di un problema di ottimizzazione lineare	118
VI.4	Esempi applicativi	120
VI.4.1	Ottimizzazione economica della fornitura di idrogeno in un settore industriale Hard-to-Abate.....	120
VI.4.2	Ottimizzazione a doppio obiettivo dei rapporti tra le taglie di fotovoltaico ed elettrolizzatore per la produzione di idrogeno: prospettive economiche e di emissioni di carbonio	132
VI.4.3	Mitigazione dei flussi di potenza inversa in una rete MT attraverso produzione di idrogeno rinnovabile	151
CAPITOLO VII.....		165
Impatto sulla rete elettrica degli impianti di elettrolisi.....		165
VII.1	Il caso studio della porzione di rete MT dell'isola di Malta.....	165
VII.2	Il caso studio dell'isola di Favignana	174
CONCLUSIONI		185
BIBLIOGRAFIA		187
ELENCO DELLE PUBBLICAZIONI PRODOTTE.....		199

ABSTRACT

L'idrogeno è considerato uno dei vettori energetici del futuro, in grado di supportare la decarbonizzazione di diversi settori *hard to abate*, ovvero difficili da decarbonizzare attraverso l'elettrificazione diretta: può essere utilizzato come elemento chimico di processo, come combustibile per la produzione di calore ad alta temperatura, o come carburante per il trasporto, oltre ad essere un'ottima forma di accumulo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, facilitandone l'integrazione in rete. L'idrogeno si colloca, quindi, in un contesto energetico multi-vettore, che può essere schematizzato attraverso il concetto di hub energetico, ovvero un luogo in cui avvengono produzione, trasformazione, conversione, stoccaggio e utilizzo di diversi vettori di energia con l'obiettivo di creare un accoppiamento di diverse reti che permette, a sua volta, di incrementare l'affidabilità della fornitura, poiché non è più completamente dipendente da una singola rete, e di ottimizzare la fornitura stessa in base a determinati criteri. Proprio su questo concetto si è basata l'attività di ricerca presentata in questa tesi nella quale, dopo la descrizione delle principali tecnologie di produzione, trasporto e stoccaggio dell'idrogeno e dei settori in cui questo viene impiegato, è affrontata la formulazione del modello matematico generico di un hub energetico e di un tipico problema di ottimizzazione lineare, con degli esempi applicativi, che includono l'idrogeno, sviluppati come casi studio durante il dottorato e implementati in ambiente MATLAB. Il primo è uno studio a singolo obiettivo che mira all'ottimizzazione economica della fornitura di idrogeno per un'acciaieria; il secondo è uno studio multi-obiettivo che mira ad individuare il rapporto ottimale tra le taglie dell'impianto fotovoltaico e dell'elettrolizzatore alimentato da esso, sia da un punto di vista economico che ambientale legato alle emissioni di carbonio, per tre differenti scenari; il terzo,

invece, è uno studio per il raggiungimento di un compromesso tecnico-economico nel dimensionamento di un impianto *Power-to-Hydrogen* da realizzare a supporto di una rete di distribuzione MT caratterizzata da un'elevata presenza di impianti fotovoltaici. Per quest'ultimo caso studio è stata sviluppata un'analisi di rete in NEPLAN per la valutazione dell'impatto sulla rete dell'impianto di elettrolisi in termini di profili di tensione e perdite di potenza attiva.

I risultati ottenuti mostrano come la diffusione dell'idrogeno rinnovabile dipenda fortemente dal raggiungimento di compromessi tecnico-economici-ambientali nei quali gli incentivi politici o i meccanismi di fissazione del prezzo del carbonio potrebbero giocare un ruolo fondamentale, influenzando la progettazione ottimale degli impianti di produzione. In dettaglio, si è visto come la disponibilità di spazio sia un fattore limitante per l'installazione degli impianti a fonte rinnovabile che serviranno ad alimentare gli elettrolizzatori, con un rapporto ottimale tra taglie del fotovoltaico e capacità di elettrolisi compreso tra 1,8 e 2 nel caso di ottimizzazione economica e tra 2,9 e 5,7 nel caso in cui si tenga conto della minimizzazione delle emissioni di carbonio come obiettivo aggiuntivo. La presenza di un sistema di accumulo in batteria per l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico, inoltre, non risulta vantaggiosa.

Altro aspetto interessante riguarda l'impatto sulla rete: sebbene, infatti, gli impianti di elettrolisi possano essere visti come dei carichi aggiuntivi che potrebbero mettere in crisi il sistema elettrico, essi, se opportunamente dimensionati e gestiti, possono fornire supporto alla rete riducendo di oltre l'80% i flussi di potenza inversa dovuti all'eccesso di produzione di energia da parte degli impianti a fonte rinnovabile non programmabile, riducendo allo stesso tempo le perdite di rete e i picchi di tensione, come mostrato nel caso studio di una rete MT dell'isola di Malta discusso nell'ultimo capitolo.

ABSTRACT IN LINGUA INGLESE

Hydrogen is considered one of the energy carriers of the future, capable of supporting the decarbonization of various hard-to-abate sectors, i.e., those that are difficult to decarbonize through direct electrification: it can be used as a chemical process element, as a fuel for high-temperature heat production, or as a transport fuel, as well as being an excellent form of storage for electricity produced from renewable sources, facilitating its integration into the grid. Hydrogen therefore fits into a multi-vector energy context, which can be summarized by the concept of an energy hub, i.e., a place where the production, transformation, conversion, storage, and use of different energy carriers take place with the aim of creating a coupling of different networks which, in turn, allows for increased supply reliability, as it is no longer completely dependent on a single network, and optimizes the supply itself according to certain criteria.

The research presented in this thesis is based precisely on this concept. After describing the main technologies for production, transport, and storage of hydrogen and the sectors in which it is used, the thesis addresses the formulation of a generic mathematical model of an energy hub and a typical linear optimization problem, with application examples involving hydrogen, developed as case studies during the PhD program and implemented in MATLAB. The first is a single-objective study that aims at the economic optimization of hydrogen supply for a steel mill; the second is a multi-objective study that aims to identify the optimal relationship between the sizes of the photovoltaic plant and the electrolyzer powered by it, both from an economic and environmental point of view related to carbon emissions, for three different scenarios; the third, on the other hand, is a study to achieve a technical-economic compromise in the

sizing of a Power-to-Hydrogen plant to be built to support a medium-voltage distribution network characterized by a high presence of photovoltaic plants. For this last case study, a network analysis was developed in NEPLAN to assess the impact of the electrolysis plant on the network in terms of voltage profiles and active power losses.

The results obtained show that the spread of renewable hydrogen depends heavily on achieving technical, economic, and environmental compromises in which political incentives or carbon pricing mechanisms could play a key role, influencing the optimal design of production plants. Specifically, it has been seen that the availability of space is a limiting factor for the installation of renewable energy plants that will be used to power electrolyzers, with an optimal ratio between photovoltaic size and electrolysis capacity of between 1.8 and 2 in the case of economic optimisation and between 2.9 and 5.7 in the case of carbon emission minimisation as an additional objective. Furthermore, the presence of a battery storage system for the electricity produced by photovoltaics is not advantageous.

Another interesting aspect concerns the impact on the grid: although electrolysis plants can be seen as additional loads that could put strain on the electrical system, if properly sized and managed, they can support the grid by reducing reverse power flows due to excess energy production from non-programmable renewable sources by more than 80%, while also reducing grid losses and voltage spikes, as shown in the case study of a medium-voltage grid on the island of Malta discussed in the last chapter.

INTRODUZIONE

L'idrogeno è un elemento chimico dalle grandi potenzialità, in quanto si tratta di un combustibile avente una densità energetica molto elevata (120 MJ/kg), pari a circa tre volte quella della benzina [1], che nel corso della sua combustione non produce emissioni di anidride carbonica e sul quale si sta quindi puntando molto per la transizione energetica, come dimostrato dalla strategia sull'idrogeno pubblicata dalla Commissione Europea nel 2020 [2].

I campi di applicazione dell'idrogeno sono molteplici: nelle industrie chimiche e siderurgiche, nella produzione del vetro e della ceramica, fino ad arrivare al settore dei trasporti, in particolare nel trasporto pesante, dove i mezzi a idrogeno possono fornire una serie di vantaggi rispetto ai classici veicoli elettrici a batteria.

Altra applicazione interessante è l'accumulo di energia elettrica sottoforma di idrogeno in modo da fornire supporto alla rete e facilitare l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili come l'eolico e il fotovoltaico. L'energia proveniente dalla rete viene, in questo caso, convertita in idrogeno che viene accumulato in dei serbatoi e che, successivamente, potrà essere impiegato per fornire nuovamente energia elettrica attraverso celle a combustibile, massimizzando la produzione di parchi eolici o fotovoltaici che, molto spesso, devono subire un taglio nella potenza prodotta (il cosiddetto *curtailment*) per evitare la nascita di congestioni di rete [3]. L'impiego di sistemi di accumulo a idrogeno può risultare vantaggioso rispetto ai classici sistemi di accumulo in batteria in termini di maggiore densità di energia e di fenomeni di autoscarica ridotti o trascurabili [4], con la possibilità di realizzare un accumulo stagionale che

consente di sfruttare durante l'inverno l'idrogeno prodotto del corso della stagione estiva, stagione in cui si ha la massima produzione di energia elettrica dagli impianti fotovoltaici.

Nonostante sia l'elemento più abbondante nell'universo, l'idrogeno è però quasi impossibile da trovare in natura come elemento puro, poiché è fortemente reattivo e pertanto tende a combinarsi con altri elementi. Va quindi prodotto attraverso dei processi che richiedono energia e che hanno, in base alla fonte e al procedimento adottato, costi e impatti ambientali molto differenti.

Attualmente l'idrogeno prodotto da combustibili fossili costituisce la quasi totalità della produzione mondiale, mentre l'idrogeno elettrolitico ottenuto da energia elettrica rinnovabile (comunemente chiamato idrogeno verde) rappresenta meno dello 0,1% [5]. Il motivo principale è il costo di produzione: 1-1,50 €/kg per l'idrogeno di origine fossile, 6-8,7 €/kg per l'idrogeno rinnovabile [6].

Tuttavia, il continuo aumento del prezzo degli idrocarburi, il rapido calo dei costi delle energie rinnovabili, lo sviluppo tecnologico e l'aumento dei costi della CO₂ potrebbero portare l'idrogeno prodotto da combustibili fossili a diventare sempre meno competitivo sul mercato rispetto a quello di origine rinnovabile sul lungo termine [7]. Data la buona disponibilità di fonti rinnovabili, si prevede che in Italia l'idrogeno verde raggiungerà nel 2030 lo stesso costo dell'idrogeno ottenuto da gas naturale (Figura 1), con un anticipo di 5-10 anni rispetto, ad esempio, alla Germania [8].

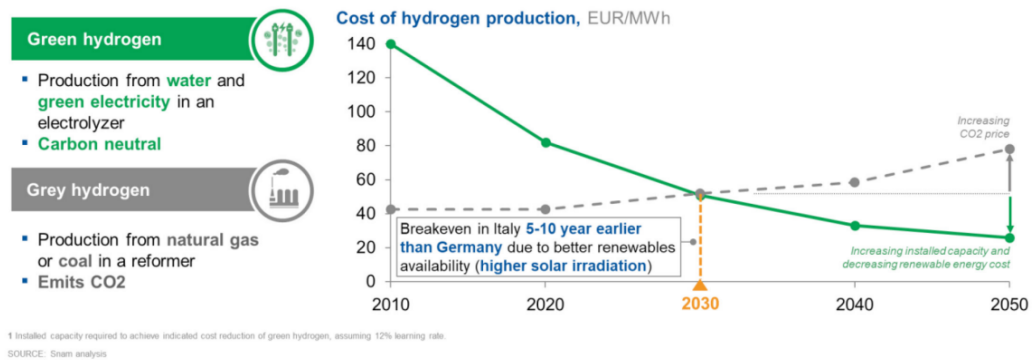


Figura 1. Previsioni dell'evoluzione dei costi (fonte: SNAM [8])

Per favorire la diffusione dell'idrogeno rinnovabile è fondamentale sviluppare delle analisi tecnico-economiche e degli studi di ottimizzazione atti a trovare la soluzione più conveniente, non soltanto da un punto di vista economico, ma anche ambientale, tenendo in considerazione fattori come le emissioni associate all'intera catena di approvvigionamento dell'idrogeno. Tra i modelli di ottimizzazione più diffusi in letteratura vi sono quelli di tipo MILP (Programmazione Lineare Intera Mista) discussi in questa tesi, che si possono facilmente implementare e risolvere in Excel o, ad esempio, attraverso codici in MATLAB.

È importante, inoltre, valutare l'impatto che gli impianti di elettrolisi possono avere sulla rete elettrica, in modo da assicurarsi di non creare problemi di congestione e di stabilità del sistema elettrico, dimensionando possibilmente gli impianti in modo da fornire supporto alla rete.

La tesi è articolata in sette capitoli:

1. Nel primo capitolo sono riassunti i principali riferimenti normativi e legislativi in merito agli impianti di produzione, stoccaggio e rifornimento di idrogeno;

2. Nel secondo capitolo sono descritte brevemente le principali tecnologie di produzione dell'idrogeno, sia di origine fossile che rinnovabile;
3. Nel terzo capitolo è affrontato il tema dello stoccaggio e del trasporto dell'idrogeno;
4. Nel quarto capitolo sono presentati alcuni campi di applicazione dell'idrogeno;
5. Nel quinto capitolo è affrontato il tema del costo livellato dell'idrogeno verde, con la descrizione di un caso studio;
6. Nel sesto capitolo sono illustrati i concetti di hub energetico e di ottimizzazione, con degli esempi applicativi concreti implementati in MATLAB per l'ottimizzazione di hub energetici con produzione e impiego di idrogeno rinnovabile.
7. Nel settimo capitolo sono presentati due studi di impatto sulla rete elettrica degli impianti di elettrolisi eseguiti attraverso il software NEPLAN. In particolare, il primo studio, che è stato condotto durante il periodo di ricerca all'estero presso l'Università di Malta, valuta l'impatto di un impianto *Power-to-Hydrogen* dimensionato appositamente per la mitigazione dei flussi di potenza inversa in una rete di distribuzione industriale. Il secondo, invece, valuta l'impatto in un sistema energetico più complesso proposto per l'isola di Favignana.

CAPITOLO I

Aspetti legali

I.1 In relazione alla normativa che regola l'impatto ambientale e la sicurezza per

I.1.1 impianti di produzione

La costruzione e la gestione di un impianto di produzione di idrogeno richiedono un processo di autorizzazione ufficialmente uniforme in tutta Italia; tuttavia, possono essere previsti dalle autorità locali dei requisiti diversi in termini di utilizzo del suolo che devono essere considerati quando si richiede il permesso per la costruzione di un impianto di produzione di idrogeno. Il richiedente deve, quindi, descrivere con precisione la destinazione e la portata dell'impianto da installare, in modo da permettere alle amministrazioni locali di valutare la compatibilità con il Piano di utilizzo del suolo. In base al luogo di installazione, devono essere consultate anche le autorità regionali come il CTR (Comitato Tecnico Regionale) e l'ARPA (l'Agenzia Regionale Protezione Ambiente) [9]. Successivamente, il corpo locale dei Vigili del Fuoco dovrà eseguire delle valutazioni in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi, in modo da rilasciare il permesso di utilizzare l'impianto. Gli stabilimenti e gli impianti dove si producono e/o impiegano gas infiammabili e/o comburenti con quantità globali in ciclo superiori a 25 Nm³/h ricadono, infatti, tra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi da parte dei Vigili del Fuoco, come riportato nell'Allegato 1 del **DPR 151/2011**.

Poiché, inoltre, la produzione di idrogeno in Italia è considerata un'attività industriale, indipendentemente dal metodo di produzione, anche quando viene prodotto con metodi a zero emissioni come l'elettrolisi dell'acqua, si applicano le direttive della

EIA¹, SEA², IED³ e della SEVESO⁴, le quali prevedono la valutazione di impatto ambientale [9].

Entrando poi nel dettaglio delle tecnologie impiegate per la produzione, per gli impianti che ricorrono al trattamento di combustibili per produrre una miscela ricca di idrogeno, come gli impianti di reforming del gas naturale, si fa riferimento a livello internazionale alla norma **ISO 16110-1:2007**, la quale definisce i requisiti di sicurezza per sistemi autonomi o abbinati in fabbrica con una capacità inferiore a 400 m³/h a 0 °C e 101.325 kPa. Tale norma si applica ai generatori di idrogeno che utilizzano uno o una combinazione dei seguenti combustibili in ingresso:

- gas naturale e altri gas ricchi di metano derivati da fonti rinnovabili (biomassa) o fossili, ad esempio gas di discarica, del digestore, delle miniere di carbone;
- combustibili derivati dalla raffinazione del petrolio, ad esempio diesel, benzina, cherosene, gas di petrolio liquefatto come propano e butano;
- alcoli, esteri, eteri, aldeidi, chetoni, liquidi di Fischer-Tropsch e altri composti organici idonei ricchi di idrogeno derivati da fonti rinnovabili o fossili;
- miscele gassose contenenti idrogeno gassoso, come gas di sintesi e gas di città.

¹ Direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati

² Direttiva 2001/42/CE relativa alla valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente

³ Direttiva 2010/75/UE sulle emissioni industriali (prevenzione e riduzione dell'inquinamento)

⁴ Direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 luglio 2012, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose

La norma ISO 16110-1:2007 è applicabile ai generatori fissi di idrogeno destinati ad uso commerciale interno ed esterno, industriale, industriale leggero e residenziale.

Essa mira a coprire tutte le situazioni pericolose e gli eventi rilevanti per i generatori di idrogeno, ad eccezione di quelli associati alla compatibilità ambientale (condizioni di installazione), quando sono utilizzati alle condizioni previste dal fabbricante [10].

Per gli impianti di produzione di idrogeno tramite elettrolisi, invece, si fa riferimento, sempre a livello internazionale, alla norma **ISO 22734:2019**, la quale definisce i requisiti di costruzione, sicurezza e prestazioni degli apparecchi di generazione di gas idrogeno che utilizzano, appunto, reazioni elettrochimiche per elettrolizzare l'acqua.

Questo documento è applicabile ai generatori di idrogeno che utilizzano i seguenti tipi di mezzi di trasporto ionico:

- gruppo di basi acquose;
- gruppo di acidi acquosi;
- materiali polimerici solidi con aggiunte di gruppi di funzioni acide, come la membrana a scambio protonico acido (PEM);
- materiali polimerici solidi con aggiunte di gruppi funzionali di base, come la membrana a scambio anionico (AEM).

Il documento è applicabile ai generatori di idrogeno destinati ad usi industriali e commerciali e all'uso residenziale interno ed esterno in aree protette, come garage, locali di servizio e aree analoghe di una residenza. I generatori di idrogeno che possono essere utilizzati anche per generare elettricità, come le celle a combustibile reversibili, sono

esclusi dal campo di applicazione di questo documento, così come i generatori di idrogeno residenziali che forniscono anche ossigeno come prodotto [11].

In Italia, nonostante manchi ancora un quadro normativo chiaro, il **D.Lgs. n. 199/2021**, emesso in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha disciplinato le procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio di impianti per la produzione di idrogeno attraverso gli elettrolizzatori [12].

In particolare, dall'art. 38 del D.Lgs. 199/2021 sono previste quattro procedure diverse per la realizzazione degli elettrolizzatori, distinguendo tra i seguenti casi:

1) Elettrolizzatori di potenza inferiore o uguale a 10 MW ovunque ubicati.

La realizzazione di tale tipologia costituisce attività di edilizia libera, anche nel caso in cui siano connessi ad impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione. Non è quindi richiesto il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatto salvo per l'acquisizione di atti di assenso, pareri, autorizzazioni e nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza, di prevenzione incendi e di connessione alla rete elettrica o alla rete del gas naturale.

2) Elettrolizzatori ubicati in aree industriali o dove sono situati impianti industriali

La realizzazione degli elettrolizzatori e delle strutture connesse è approvata mediante Procedura Abilitativa Semplificata ai sensi dell'art. 6 del D.Lgs. n. 28/2011, qualora:

- gli elettrolizzatori siano ubicati in aree industriali o in aree dove sono situati impianti industriali (anche per la produzione di energia da fonti rinnovabili), anche non operativi o in corso di dismissione;
- tale realizzazione non comporti occupazione in estensione di tali aree, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente;
- tale realizzazione non richieda una variante agli strumenti urbanistici.

3) Elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse che non ricadono nelle ipotesi 1) e 2)

Sono autorizzati mediante Autorizzazione Unica rilasciata:

- dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE, ex MITE) tramite procedimento unico ambientale (PUA) di cui all'art. 27 del D.Lgs. n. 152/2006 quando i progetti sono sottoposti a VIA di competenza statale sulla base delle soglie previste dall'Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006;
- dalle Regioni o Province Autonome in tutti gli altri casi (la norma non specifica quale sia il percorso autorizzativo da seguire in questo caso caso, si suppone che la norma rinvii implicitamente al procedimento autorizzativo unico regionale (PAUR) di cui all'art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006).

Ai sensi del citato Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006, è previsto che gli impianti di produzione di idrogeno, quando hanno capacità produttiva complessiva annua per classe di prodotto superiore alla soglia di 100 Gg/anno (milioni di chilogrammi) siano sottoposti alla VIA di competenza statale. Per i suddetti impianti, la cui capacità

produttiva annua non supera la soglia di 100 Gg/anno, la competenza dei relativi progetti è, invece, delle Regioni o Province Autonome (così come anche riportato nell'Allegato III alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 che, individuando i progetti di competenza delle Regioni o Province Autonome, alla lettera e riporta i progetti non inclusi nell'Allegato II).

4) Elettrolizzatori e infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica da FER.

Sono autorizzati mediante Autorizzazione Unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003.

Tale AU viene rilasciata:

- dal MASE quando gli elettrolizzatori sono funzionali a impianti con potenza superiore a 300 MW termici o a impianti di produzione di energia elettrica off-shore;
- dalle Regioni o Province Autonome in tutti gli altri casi.

Infine, si segnala che secondo l'art 23 del Decreto-Legge n. 36 del 30 aprile 2022 [13] **il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno non deve essere soggetto al pagamento degli oneri generali di sistema.**

In attuazione di quanto previsto dall'articolo del decreto appena citato, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 giugno 2022, n. 79, il Decreto del 21 settembre 2022 del Ministero della Transizione Ecologica [14] individua i casi e le condizioni tecniche al ricorrere dei quali il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde accede alle agevolazioni previste.

In particolare, come riportato nell'articolo 3, comma 1, le agevolazioni si applicano all'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata per alimentare impianti di produzione di idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 gCO₂e/MJ, ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂.

Gli impianti di produzione di idrogeno verde devono inoltre soddisfare i seguenti requisiti:

- a) sono collegati agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi. In tal caso, l'energia elettrica fornita agli elettrolizzatori è munita di garanzie di origine rinnovabile ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- b) utilizzano energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile direttamente connessi all'elettrolizzatore.

Ai fini dell'accesso alle agevolazioni sono altresì rispettate le seguenti condizioni:

- a) l'energia elettrica da fonti rinnovabili rispetta quanto previsto dall'art. 2, comma 1, lettera a) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- b) il calcolo e la verifica del requisito di riduzione delle emissioni di cui al comma 1 sono effettuati con riferimento a quanto previsto dall'art. 25, paragrafo 2 e dall'allegato V della direttiva 2018/2001/UE o, in alternativa, secondo le norme ISO 14067:2018 o ISO 14064-1:2018, considerando la media annuale dei contributi apportati da:

- 1) l'energia elettrica prelevata dalla rete, alla quale si attribuisce un fattore emissivo nel ciclo di vita pari al valore medio annuale dei consumi elettrici su base nazionale dell'anno precedente;
- 2) l'energia elettrica prelevata dalla rete con garanzia di origine rinnovabile ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199 del 2021, il cui fattore emissivo è considerato nullo;
- 3) l'energia elettrica rinnovabile con collegamento diretto all'impianto, il cui fattore emissivo è considerato nullo.

I.1.2 impianti di stoccaggio

Attualmente esistono diverse modalità di stoccaggio dell'idrogeno; tuttavia, il metodo più semplice ed economico è di accumularlo sotto forma di gas compresso all'interno di appositi serbatoi. Il materiale impiegato per questi ultimi è generalmente acciaio al cromo-molibdeno per il problema dell'infragilimento da idrogeno [15].

Lo stoccaggio dell'idrogeno in fase gassosa può avvenire però anche in unità geologiche, ovvero delle cavità sotterranee create appositamente, a pressioni che sono generalmente inferiori a quelle adottate nelle altre tipologie di stoccaggio, rispettando le caratteristiche meccaniche della cavità geologica. Sono in corso studi e progetti di sviluppo per l'immagazzinamento dell'idrogeno in miscela con altri gas in formazioni a matrice porosa. Si tratta di tecnologie finalizzate allo stoccaggio di elevate quantità di idrogeno, tipicamente destinate all'immagazzinamento dell'energia rinnovabile su base stagionale. Con le tecnologie attuali sono possibili immagazzinamenti fino a qualche

migliaio di tonnellate di idrogeno per singola unità; il possibile sviluppo di giacimenti depletati e acquiferi potrebbe portare allo stoccaggio di quantità ancora superiori [16].

Lo stoccaggio dell'idrogeno può avvenire anche come liquido criogenico ma questo richiede temperature estremamente basse, perché il suo punto di ebollizione a una pressione di 1 atm è $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$; per mantenerlo in questo stato occorrono serbatoi speciali e un grande dispendio di energia [15], [9].

Altro metodo per accumulare e trasportare l'idrogeno è quello di farlo interagire con una sostanza, detta *carrier*, in grado di legarsi con esso al fine di formare una interazione reversibile, più o meno forte, e fare così da vettore per il trasporto. La carica e la scarica dell'idrogeno vengono tipicamente gestite mediante uno scambio termico. Tale tecnologia permette l'immagazzinamento di idrogeno a basse pressioni e a temperature prossime a quelle dell'ambiente, evitando costi di compressione o liquefazione. Le sostanze, sia allo stato liquido che allo stato solido, in grado di agire come *carrier* per l'idrogeno sono diverse e note da tempo [16]: una di queste è l'ammoniaca.

Dato che, però, la modalità più semplice ed economica, come detto prima, è l'accumulo sotto forma di gas all'interno di appositi serbatoi, di seguito si farà riferimento alle normative inerenti proprio a questa modalità.

L'area appropriata per l'installazione di un impianto di accumulo di idrogeno deve essere individuata consultando in primo luogo il Piano Regolatore Generale del territorio, il quale non prevede particolari requisiti o divieti di zona per questa tipologia di impianti. Tipicamente, le zone di installazione di tali sistemi sono incluse in aree industriali, in linea con la visione tradizionale per cui l'idrogeno è un gas industriale. Non è pertanto necessario cambiare il piano di utilizzo del suolo, che implicherebbe un lungo processo

di modifica in funzione del cambiamento necessario. Va realizzato uno studio preliminare di fattibilità tecnico-economica degli impianti in rispetto delle normative nazionali e locali in merito alle distanze di sicurezza.

Le autorizzazioni necessarie per l'installazione consistono nel Permesso a Costruire dall'autorità municipale/locale e nel Permesso Operativo da parte della stessa autorità in seguito al parere positivo dei Vigili del Fuoco [9].

Per quanto riguarda le misure di sicurezza da adottare negli impianti di stoccaggio, si può fare riferimento a quanto scritto nel D.M. del 23/10/2018 in merito alle stazioni di rifornimento di idrogeno, di cui si riporta di seguito un estratto.

L'accumulo di idrogeno gassoso, sia intermedio di processo che per stoccaggio all'interno dell'impianto, può avvenire in unità di stoccaggio, costituita anche da più recipienti, con pressione di esercizio variabile, non superiore a 1000 bar, ed quantitativo massimo di idrogeno in deposito non superiore a 6000 Nm³.

Gli stoccaggi devono essere progettati e realizzati in conformità alla regola dell'arte.

Sono ritenuti a regola d'arte gli stoccaggi conformi alla norma ISO 19884.

Ogni unità di stoccaggio di idrogeno gassoso deve avere i seguenti requisiti di sicurezza:

la struttura di supporto, se presente, deve essere incombustibile ed avere caratteristiche di resistenza al fuoco almeno R60 o essere protetta in modo da garantire prestazioni equivalenti ad R60;

disporre di dispositivi di sicurezza che impediscano alla pressione di superare il valore di progetto, indipendentemente dalla temperatura di stoccaggio;

disporre di un dispositivo di sicurezza, attivato termicamente, che intervenga in caso di superamento della temperatura di progetto del mantello;

ciascuna unità di stoccaggio deve essere isolabile dal resto dell'impianto tramite valvole di intercettazione di emergenza.

Inoltre, ogni unità di stoccaggio deve essere dotata di sistema di misura della pressione e della temperatura interna del gas.

Le unità di stoccaggio devono essere collocate in apposito box come definito al precedente punto 1.1. Se il volume complessivo del deposito è superiore a 6000 Nm³, il box deve essere suddiviso in porzioni delimitate da muri costruiti in calcestruzzo armato, o in altro materiale incombustibile di adeguata resistenza meccanica, con caratteristiche costruttive dei manufatti tali da garantire solo perimetralmente la mitigazione degli effetti dovuti ad incidenti.

Le unità di stoccaggio devono essere disposte all'interno di ciascun box in maniera tale da limitare i rischi di impatto diretto di un eventuale rilascio da un'unità a quella adiacente.

Le unità di stoccaggio dovranno essere posizionate ad una distanza tra loro e dalle pareti del box tale da garantire l'effettuazione delle operazioni di sorveglianza e di manutenzione.

Il Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018 è l'unica normativa nazionale che considera specificatamente l'applicazione delle distanze di sicurezza per impianti a idrogeno. Il recepimento nazionale della direttiva 2006/42/EC (Direttiva sulle Macchine), la direttiva 2014/34/EC (Direttiva apparecchiature e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva - ATEX) e la direttiva

2014/68/UE (Direttiva apparecchiature a pressione - PED) sono, invece, le principali leggi comunitarie di riferimento applicabili all'accumulo di idrogeno [9].

I.1.3 impianti di rifornimento

La realizzazione delle stazioni di rifornimento di idrogeno in Italia è attualmente normata dal D.M. del 23/10/2018 - Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione, il quale prescrive delle misure piuttosto stringenti, con notevoli distanze di sicurezza, superiori a quelle di altri Paesi europei. A questo si aggiungono i vincoli di carattere urbanistico imposti dalle amministrazioni comunali.

Questo decreto ha sostituito quello del 2006, introducendo un approccio innovativo in cui l'analisi prospettica è stata supportata dall'analisi del rischio. Il nuovo decreto consente la pressione di riempimento a 700 bar ed è **allineato alla ISO 19880**.

Attualmente, in base all'articolo 5 del Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018, gli impianti di distribuzione di idrogeno non possono sorgere in

- zone territoriali totalmente edificate, quando la densità media di edificazione esistente nel raggio di 200 m dal perimetro degli elementi pericolosi dell'impianto risulta superiore a 3 m³ per m²;
- aree di espansione dell'aggregato urbano indicato nel piano regolatore generale nelle quali sia previsto un indice di edificabilità superiore a 3 m³ per m²;
- aree destinate al verde pubblico.

Nonostante il processo di autorizzazione per la realizzazione di una stazione di rifornimento di idrogeno sia ufficialmente trattato in modo uniforme in tutta Italia, **le autorità locali potrebbero avere dei requisiti diversi**, che vanno ovviamente presi in considerazione quando si richiede il permesso di costruire e gestire un impianto di distribuzione di idrogeno. Anche in questo caso, il corpo locale dei Vigili del Fuoco dovrà fornire una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi.

Nell'allegato 1 del decreto è specificato che l'impianto per la produzione in loco dell'idrogeno, laddove previsto, debba essere oggetto di specifica valutazione del rischio, che va eseguita secondo le modalità riportate nell'allegato 1 del decreto del Ministro dell'interno 7 agosto 2012.

Gli impianti di produzione in sito di idrogeno possono essere del tipo

- a) impianto di reforming di gas naturale o altro idrocarburo;
- b) impianti di decomposizione di acqua per elettrolisi.

Gli impianti devono essere progettati e realizzati in conformità alla regola dell'arte. Sono ritenuti a regola d'arte gli impianti del tipo a) conformi alla norma ISO 16110-1 e gli impianti del tipo b) conformi alla norma ISO 22734-1.

L'allegato tecnico del Decreto del 2018 fornisce nel titolo III anche le prescrizioni per le distanze di sicurezza esterne relative alle apparecchiature per l'alimentazione, la compressione, lo stoccaggio e l'erogazione di idrogeno.

Si riporta di seguito un estratto del decreto inerente proprio alle distanze di sicurezza:

A) Elementi pericolosi dell'impianto.

Elemento	Distanza di protezione (m)	Distanza di sicurezza interna (m)	Distanza di sicurezza esterna (m)
Compressori	15	-	30*
Stoccaggi	15	15	30
Box carro bombolaio	15	15	30

(*) Per il locale compressori la distanza di sicurezza esterna, ad eccezione di quella computata rispetto ad edifici destinati alla collettività, può essere ridotta del 50% qualora risulti che tra le aperture del locale compressori e le costruzioni esterne all'impianto siano realizzate idonee schermature di tipo continuo con muri in calcestruzzo o in altro materiale incombustibile di adeguata resistenza meccanica tali da assicurare il contenimento di eventuali schegge proiettate verso le costruzioni esterne.

B) Unità di erogazione.

Elemento	Distanza di protezione (m)	Distanza di sicurezza interna (m)	Distanza di sicurezza esterna (m)
Unità di erogazione	15	12	30*

(*) Le distanze di sicurezza esterna e di protezione delle unità di erogazione possono essere ridotte del 50% qualora tra gli stessi e le costruzioni esterne all'impianto, tranne quelle adibite alla collettività, siano realizzate idonee schermature in materiale incombustibile di adeguata resistenza meccanica.

I Vigili del Fuoco locali fanno riferimento a questo Decreto per stabilire le misure di sicurezza richieste; distanze di sicurezza differenti rispetto a quelle riportate possono essere eventualmente individuate applicando le metodologie dell'approccio ingegneristico alla sicurezza antincendio, previste dal decreto del Ministro dell'interno 9 maggio 2007.

Le Direttive pertinenti, che incidono sui requisiti di autorizzazione per un impianto di distribuzione di idrogeno, sono le Direttive VAS e VIA, nonché la Direttiva 2012/18/UE (nota come Direttiva Seveso), Direttiva 2010/75/UE sulle emissioni industriali e Direttiva ATEX (Direttiva 2014/34/UE). Queste Direttive sono state definite per regolamentare impianti su larga scala, processi chimici, e processi industriali che prevedono emissioni di inquinanti, ma finiscono per applicarsi anche a processi su piccola scala che non prevedono emissioni inquinanti [9].

Le stazioni di idrogeno, infine, sono dotate di sistemi di sicurezza standardizzati che includono messa a terra, manichette antistrappo e sensori antincendio comuni a tutte le stazioni di rifornimento, oltre a sensori che misurano la pressione, la temperatura e le perdite di idrogeno gassoso (Figura 2). Le stazioni sono, inoltre, progettate per sfiatare in sicurezza l'idrogeno in caso di emergenza estrema [17].

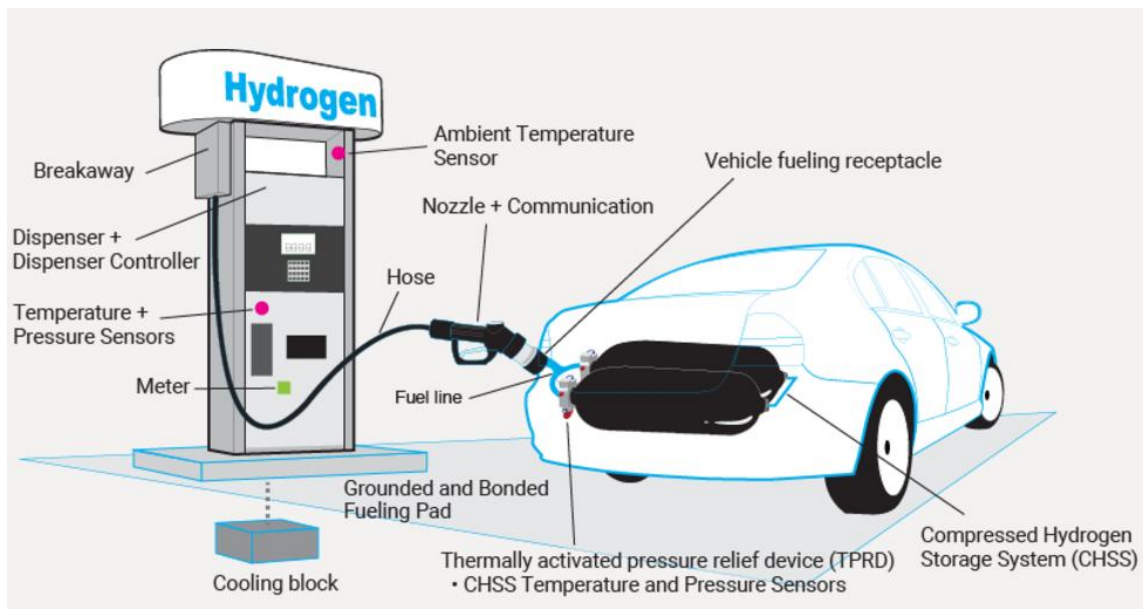


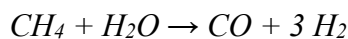
Figura 2. Sistemi di misura e di sicurezza presenti nel punto di erogazione dell'idrogeno in una stazione di rifornimento [17]

CAPITOLO II

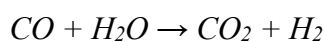
Principali tecnologie di produzione dell'idrogeno

II.1 Steam Methane Reforming (SMR)

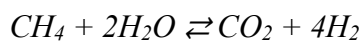
Lo *Steam Methane Reforming* è il metodo più sfruttato a livello industriale per la produzione di idrogeno a partire dal gas naturale. Si tratta di un processo fortemente endotermico in cui il metano viene fatto reagire con il vapore acqueo ad alta temperatura (tra 700 e 1100°C), producendo, in una prima fase, una miscela di monossido di carbonio e idrogeno, detta gas di sintesi, secondo la seguente relazione:



Questa è la reazione di *reforming* vera e propria; successivamente si riesce ad ottenere ulteriormente idrogeno a partire dal monossido di carbonio, mediante una seconda reazione (nota come reazione di spostamento del gas d'acqua) in cui l'atomo di ossigeno è strappato dall'acqua, sottoforma di vapore, per ossidare il carbonio, liberando l'idrogeno a cui era precedentemente legato [18]:



Complessivamente, quindi, il processo può essere riassunto con la seguente relazione



dalla quale si evince che una mole di metano porta idealmente alla produzione di quattro moli di idrogeno; in termini di massa, invece, serviranno 16 grammi di metano per produrre 8 grammi di idrogeno.

Poiché la reazione di reforming è endotermica e si svolge con un aumento di volume, la conversione del metano è agevolata da un aumento di temperatura mentre è sfavorita dall'aumento della pressione. Tramite un'analisi termodinamica è stato dimostrato che la produzione del gas di sintesi attraverso le reazioni di *steam reforming* deve essere condotta alle più alte temperature possibili, compatibilmente con le caratteristiche degli impianti, con un elevato rapporto vapore d'acqua/metano e alla più bassa pressione possibile [19]; tuttavia la reazione si fa avvenire a pressioni elevate (tipicamente 20 atm) perché l'idrogeno così ottenuto è più commercializzabile [18].

Per quanto riguarda lo schema di processo, nel caso più semplice il metano viene inizialmente inviato in una unità di desolforazione, dove verrà pulito da acidi e privato dello zolfo in modo da evitare che si danneggi il catalizzatore presente nel reattore. In seguito, il metano desolfato entra nel reattore in cui avviene lo *steam reforming*, viene raffreddato di modo da entrare nei catalizzatori in cui avviene la seconda reazione a circa 350°C ed infine passa per il PSA (*pressur swing adsorption*) dal quale viene estratto idrogeno puro al 99,9%.

Una parte di idrogeno verrà spillata per alimentare il processo di desolforazione, il resto sarà il prodotto finale del processo [20]. In Figura 3 è mostrata una rappresentazione schematica del processo di reforming.

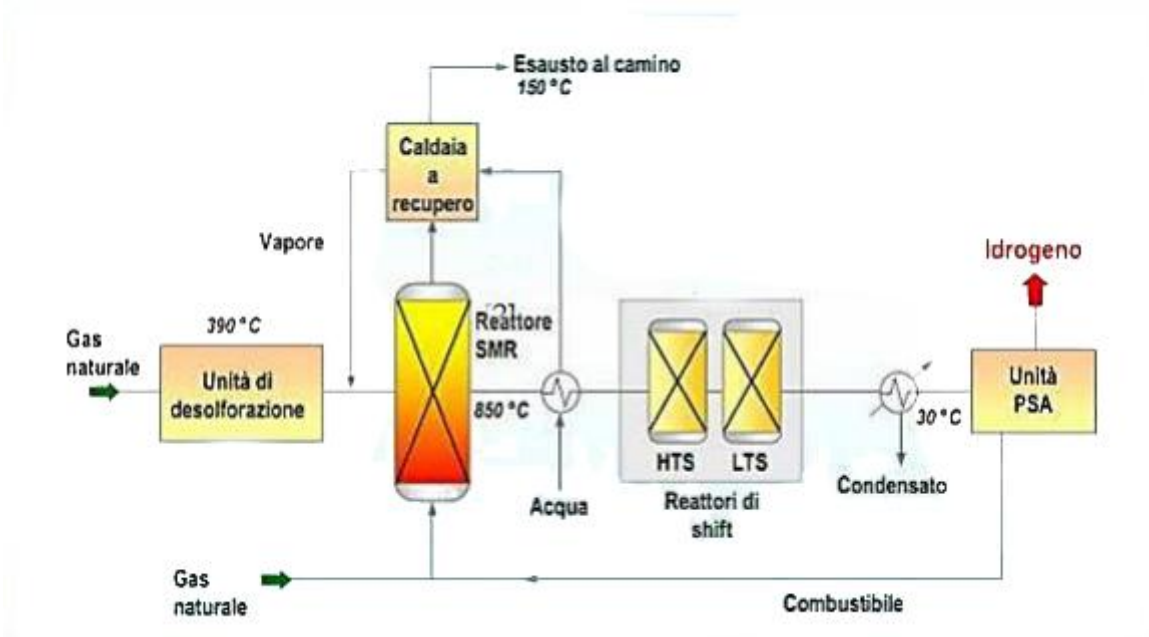


Figura 3. Schema di processo del reforming [20]

In Figura 4 è riportato un classico impianto di *steam reforming* in 3D in scala:

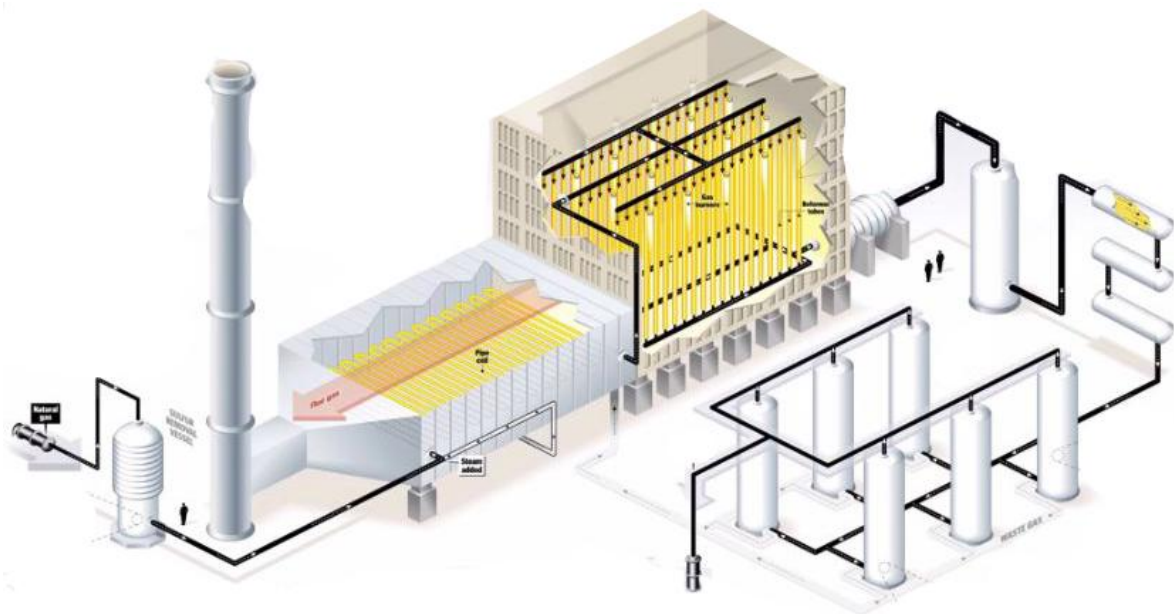


Figura 4. Modello tridimensionale di un impianto di *steam reforming* [20]

La reazione chimica dello *steam reforming* avviene tipicamente in una camera coibentata riscaldata esternamente da una fiamma ottenuta dalla combustione di una parte del metano spillato dal flusso di ingresso dell'impianto, che raggiunge in genere temperature di 950°C. All'interno della camera sono presenti dei reattori tubolari del tipo PFR (*Plug Flow Reactor*) dotati di catalizzatori per potere velocizzare la reazione. I catalizzatori comunemente più usati sono a base di nichel, poiché cobalto e metalli nobili hanno costi troppo elevati, o composti a base di allumina che permette di tollerare più facilmente le alte temperature raggiunte nel processo.

La seconda reazione, quella di spostamento del gas d'acqua o reazione WGS (dall'inglese *water-gas shift*), è una reazione mediamente esotermica condotta tipicamente in reattori catalitici a letto fisso a strati adiabatici. Può avvenire in un unico stadio operante ad alta temperatura oppure in due stadi a temperature diverse; in quest'ultimo caso, per lo stadio a temperatura più elevata sono usati catalizzatori a base di ossidi di ferro e cromo, mentre per il secondo stadio vengono impiegati catalizzatori a base di ossidi di zinco e rame. Il tutto avviene a temperature superiori ai 300°C e a pressioni di 20-30 bar.

Il rendimento dell'impianto, definito in base ai poteri calorifici inferiori dell'idrogeno e del gas naturale, oscilla solitamente tra il 60 e l'80% [20]; per quanto riguarda invece le emissioni di anidride carbonica, queste sono circa **10-12 kg di CO₂ per ogni kg di H₂ prodotto** [5]. L'idrogeno così ottenuto viene comunemente definito **idrogeno grigio** per via del suo impatto ambientale.

Per limitare le emissioni di anidride carbonica si può ricorrere ai sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂, noti come CCS (*Carbon Capture and Storage*), i quali però incidono negativamente sui costi e sul rendimento finale dell'impianto.

Carbon Capture and Storage (CCS)

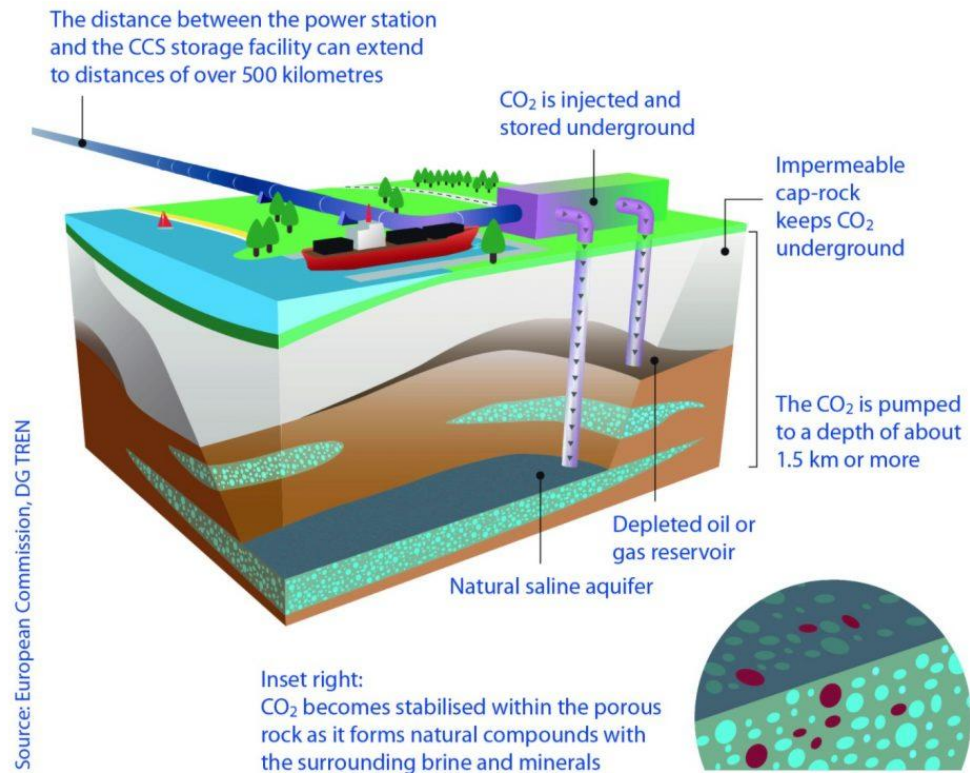


Figura 5. Schema di un sistema CCS [21]

Le tecnologie CCS nella maggior parte dei casi sono ancora dei prototipi, quindi, anche se in alcuni contesti sono già utilizzate, non sono ancora disponibili per l'utilizzo commerciale su larga scala. Nel 2021, gli impianti CCS commerciali operativi o in costruzione a livello globale erano 31, con una capacità di catturare 40 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno; tuttavia, una ricerca del *Global CCS Institute* indica che la CCS a livello mondiale dovrà crescere di più di 100 volte entro il 2050 se si vogliono raggiungere gli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi (il quale prevede di mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto di 2°C in più rispetto ai livelli preindustriali). Questo comporterebbe la costruzione di 70-100 impianti all'anno [22].

Il processo di CCS si può suddividere in tre fasi: cattura, trasporto e stoccaggio.

A livello industriale esistono tre diverse tipologie di sistemi di cattura della CO₂

[23]:

1. Post-combustione
2. Pre-combustione
3. Ossi-combustione

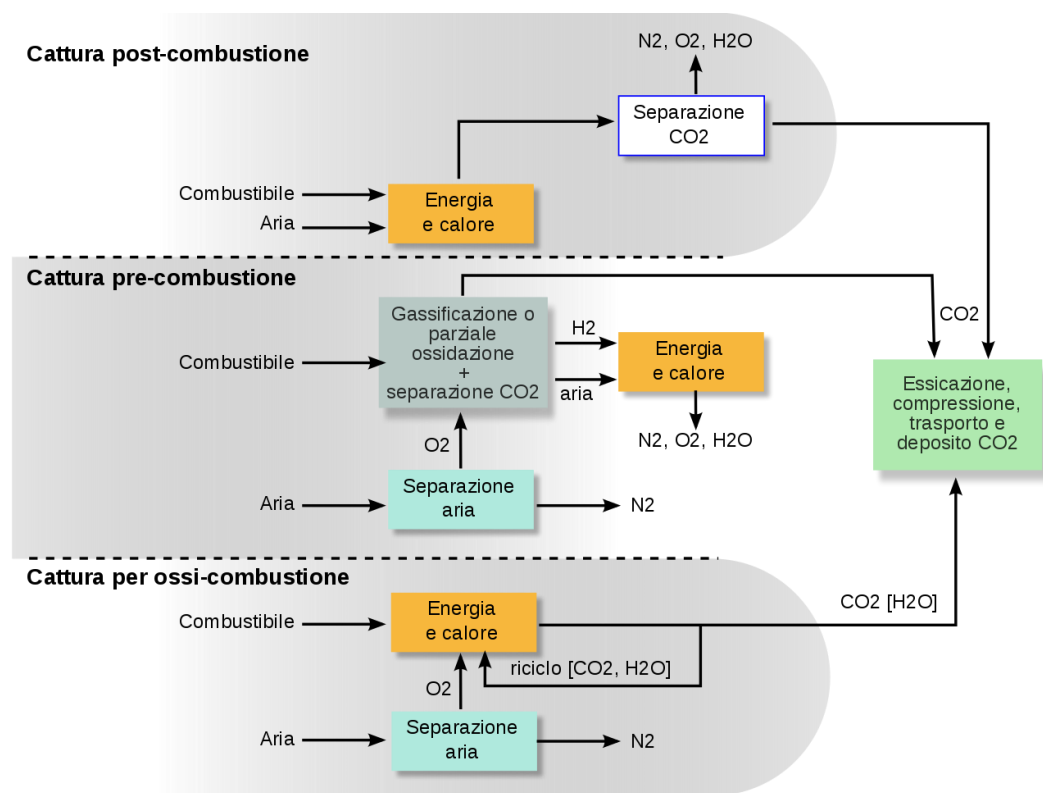


Figura 6. Tipologie di cattura dell'anidride carbonica [23]

La tipologia di cattura adottata negli impianti di produzione di idrogeno tramite *steam methane reforming* è la **pre-combustione**, in quanto questo processo implica che il combustibile (in questo caso metano) venga convertito prima della combustione in una miscela di idrogeno e anidride carbonica [23].

La seconda fase della CCS consiste nel comprimere e trasformare la CO₂ in un fluido solitamente allo stato liquido, in modo che possa essere trasportata in un sito di stoccaggio. Il trasporto può avvenire tramite oleodotti, navi o altri veicoli.

Infine, il carbonio liquefatto dev'essere immagazzinato in profondità nel sottosuolo. Tipicamente, tra i siti di stoccaggio troviamo giacimenti esauriti di petrolio e gas, formazioni saline profonde e giacimenti carboniferi [22].

L'idrogeno ottenuto tramite SMR con sistema di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica prende il nome di **idrogeno blu**.

Nonostante, però, l'adozione dei sistemi CCS, le emissioni di gas a effetto serra dovute alla produzione di idrogeno blu sono comunque piuttosto elevate. Secondo quanto riportato in alcune pubblicazioni, infatti, le emissioni totali equivalenti di anidride carbonica associate all'idrogeno blu sono solo del 9-12% in meno rispetto alle emissioni associate all'idrogeno grigio; inoltre, mentre le emissioni di anidride carbonica sono inferiori, le emissioni fuggitive di metano per l'idrogeno blu sono superiori a quelle per l'idrogeno grigio a causa di un maggiore uso di gas naturale per alimentare il sistema di cattura del carbonio. L'impronta di gas serra dell'idrogeno blu è superiore di oltre il 20% rispetto alla combustione di gas naturale o carbone per il riscaldamento e di circa il 60% in più rispetto alla combustione di gasolio per il riscaldamento [15].

Per quanto riguarda il **prezzo** finale dell'idrogeno prodotto con le modalità descritte fino ad ora, questo dipende molto dal costo del gas naturale e si aggira intorno a **1-1,50 €/kg per l'idrogeno grigio**. Per l'idrogeno blu, invece, occorre aggiungere a tale cifra anche il costo necessario per il sequestro della CO₂ che fa aumentare le spese di impianto, il quale diventa più complesso, e fa ridurre l'efficienza del processo dal 75-

80% dell'idrogeno grigio a circa il 69%; quindi **il costo di produzione dell'idrogeno blu è circa 2 €/kg** [24].

II.2 Elettrolisi

Un'altra tecnologia per la produzione di idrogeno è l'elettrolisi dell'acqua, ovvero la scomposizione della molecola d'acqua in ossigeno e idrogeno allo stato gassoso attraverso il passaggio di corrente elettrica continua all'interno di una cella elettrolitica.

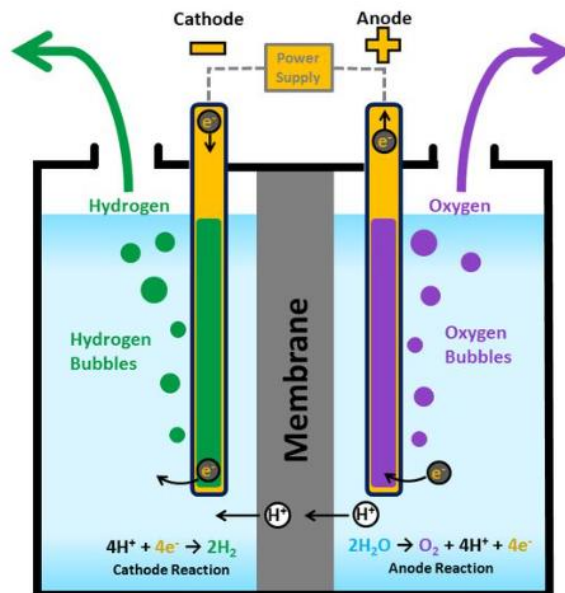


Figura 7. Cella elettrolitica

La cella è costituita da tre elementi principali: **due elettrodi** (catodo e anodo) e **un elettrolita** (liquido o solido, a seconda dalla tecnologia) che consente il trasferimento degli ioni aumentando la conducibilità dell'acqua.

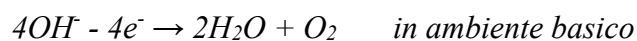
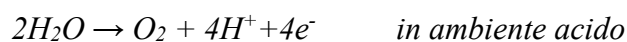
Quando i due elettrodi, collegati ai poli del generatore, sono immersi nella soluzione elettrolitica, in questa si verifica una doppia migrazione degli ioni presenti

nell'elettrolita: gli ioni positivi, detti cationi, vengono attratti dall'elettrodo negativo, ovvero dal catodo, dove si riducono acquistando elettroni, mentre gli ioni negativi, detti anioni, vengono attratti dal polo positivo, l'anodo, dove si ossidano cedendo elettroni.

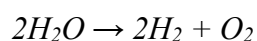
La corrente elettrica dissocia, quindi, la molecola d'acqua negli ioni H^+ e OH^- ; **lo sviluppo di idrogeno avviene al catodo** secondo reazioni di riduzione diverse in base all'ambiente in cui avviene. In particolare, si ha



All'anodo, invece, **avviene lo sviluppo dell'ossigeno** secondo la reazione di ossidazione



La reazione globale dell'elettrolisi dell'acqua è dunque la seguente:



Si tratta di una reazione non spontanea, quindi richiede energia elettrica per poter avvenire. In particolare, bisogna fornire una tensione superiore alla tensione di equilibrio di 1,23 V a temperatura ambiente [25].

Il rapporto tra O_2 e H_2 è di 1:2, pertanto dall'elettrolisi dell'acqua si ottengono un numero di moli di H_2 doppio rispetto a O_2 e, poiché la pressione e la temperatura sono le stesse, per la legge dei gas perfetti il volume di idrogeno gassoso ottenuto al catodo è doppio rispetto al volume di O_2 ottenuto all'anodo.

Oltre ai componenti citati finora, nella cella vi è anche il **separatore o diaframma** che divide l'interno della vasca elettrolitica in due parti e ha la funzione di evitare il mescolamento dell'idrogeno e dell'ossigeno gassosi che si generano agli elettrodi, mescolamento pericoloso perché si tratta di una miscela esplosiva; tuttavia, il separatore deve consentire il libero passaggio degli ioni. Più celle di questo tipo, collegate solitamente in serie, costituiscono l'**elettrolizzatore**, che è l'elemento principale di un impianto *Power-to-Hydrogen*.

La connessione serie, però, non è l'unica esistente. Gli elettrolizzatori, infatti, si possono raggruppare in due categorie principali: monopolari e bipolari.

Nella **configurazione monopolare** le singole celle sono collegate in parallelo, mentre nella **configurazione bipolare** le singole celle sono collegate, elettricamente e geometricamente, in serie (Figura 8).

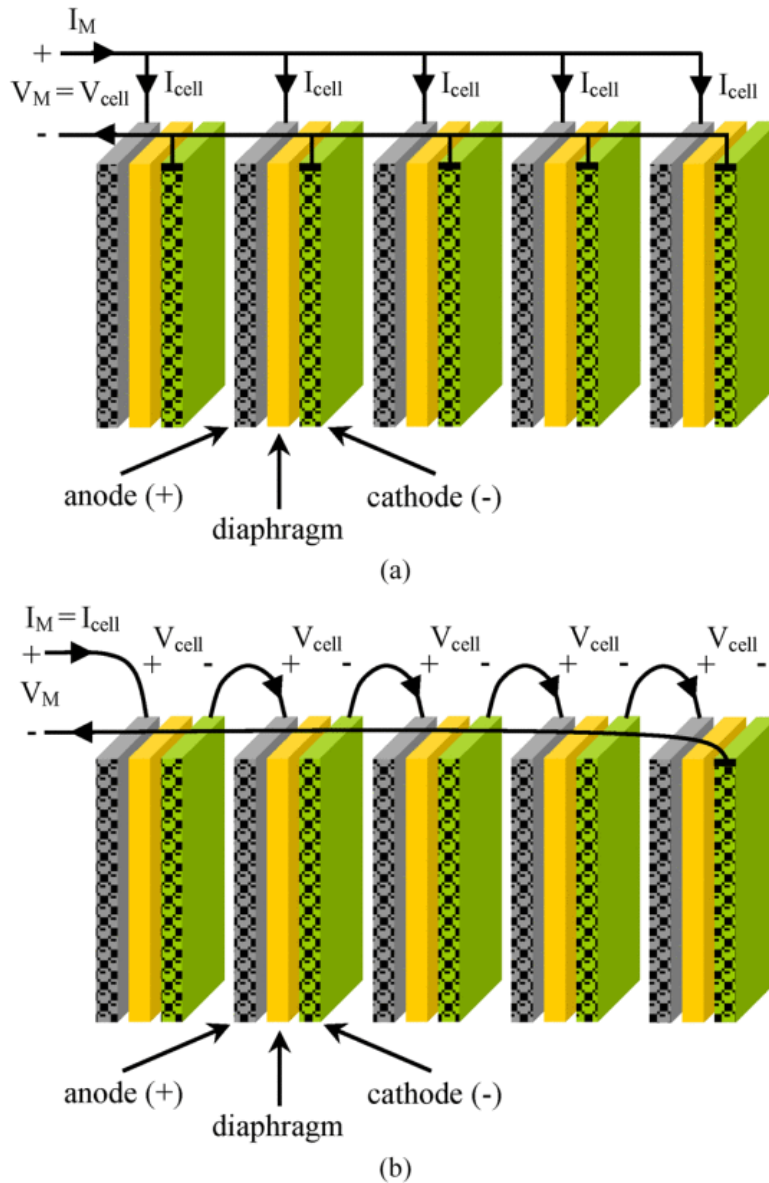


Figura 8. Connessioni tra celle elettrolitiche: (a) configurazione monopolare, (b) configurazione bipolare [26]

Uno dei vantaggi dell'elettrolizzatore bipolare è che è molto più compatto rispetto ad un elettrolizzatore monopolare, quindi la corrente percorre un tratto di minor lunghezza nei cavi elettrici e negli elettrodi; in questo modo si riducono le perdite dovute alla resistenza ohmica interna dell'elettrolita e aumenta l'efficienza dell'elettrolizzatore. Tuttavia, ci sono anche degli svantaggi nell'uso di elettrolizzatori bipolari come, ad

esempio, la presenza di correnti parassite che causano problemi di corrosione. Inoltre, la compattezza e le alte pressioni degli elettrolizzatori bipolari richiedono progetti di sistema piuttosto articolati e complessi, con un conseguente aumento dei costi di produzione.

I sistemi di elettrolizzatori monopolari, invece, sono relativamente semplici e robusti e sono in confronto meno costosi da produrre. Altro punto a sfavore della configurazione bipolare è che, essendo le celle connesse in serie, in caso di guasto l'elettrolizzatore rimarrà fuori servizio, mentre nella configurazione monopolare, essendo le celle collegate in parallelo, per riparare un guasto su una cella non si deve arrestare l'intero sistema [26]. Tuttavia, **la maggior parte degli elettrolizzatori commerciali prodotti oggi sono bipolari.**

Dal punto di vista termodinamico, la reazione di elettrolisi è energeticamente sostenuta da due contributi, quello elettrico e quello termico. Il rapporto tra la quantità di energia elettrica ed energia termica scambiate nella reazione, così come la tensione minima richiesta, diminuiscono al crescere della temperatura; pertanto, l'elettrolisi ad alta temperatura ha bisogno di un input di energia elettrica inferiore, a parità di idrogeno prodotto, compensato da un maggiore input termico che può essere recuperato dalle perdite interne della cella e/o con l'impiego di fonti di calore esterne. Il rendimento elettrico complessivo, definito come il rapporto tra il contenuto energetico dell'idrogeno prodotto e la potenza elettrica richiesta, oscilla a seconda dei tipi di elettrolizzatori tra il 60-70%, che sale all'80-90% nei sistemi ad alta temperatura. Al crescere della pressione il rendimento elettrico diminuisce moderatamente, ma a seconda dei requisiti nelle fasi successive di accumulo, trasporto e uso dell'idrogeno, la pressurizzazione del sistema di elettrolisi risulta generalmente vantaggiosa rispetto all'alternativa di utilizzare un sistema di compressione dedicato [27].

I componenti principali di un sistema *Power-to-Hydrogen* sono, quindi, la sorgente di energia elettrica e il sistema di elettrolisi per la produzione di idrogeno a partire da elettricità sottoforma di corrente continua e acqua, a cui si aggiungono, a seconda delle applicazioni, eventuali unità di compressione e di accumulo.



Figura 9. Sistema Power to Hydrogen e possibili usi [27]

Le principali tecnologie di elettrolizzatori al momento sviluppate, che si distinguono in base agli elettroliti, ai separatori, alle temperature di lavoro e alle pressioni di esercizio, sono quattro (Figura 10):

1. Elettrolizzatore alcalino (AEL, *Alkaline Electrolyser*)
2. Elettrolizzatore a polimero solido o a membrana a scambio protonico (PEM, *Proton Exchange Membrane*)
3. Elettrolizzatore a membrana a scambio anionico (AEM, *Anion Exchange Membrane*)
4. Elettrolizzatore ad ossido solido (SOEC, *Solid Oxide Electrolysis Cell*)

Le prime due tecnologie sono già commerciali e possono raggiungere potenze dell'ordine dei megawatt, mentre per le altre due si hanno buone prospettive di sviluppo per il futuro ma non c'è ancora un mercato consolidato.

Esiste anche una quinta tipologia di elettrolizzatori, quelli ceramici a conduzione protonica (PCCEL, *Proton-Conducting Ceramic Electrolyser*), che, sebbene risalgano al 1981, hanno avuto uno sviluppo piuttosto lento a causa delle difficoltà tecniche associate alla fabbricazione. Inoltre, soffrono delle stesse scarse proprietà termomeccaniche degli elettrolizzatori ad ossido solido [25].

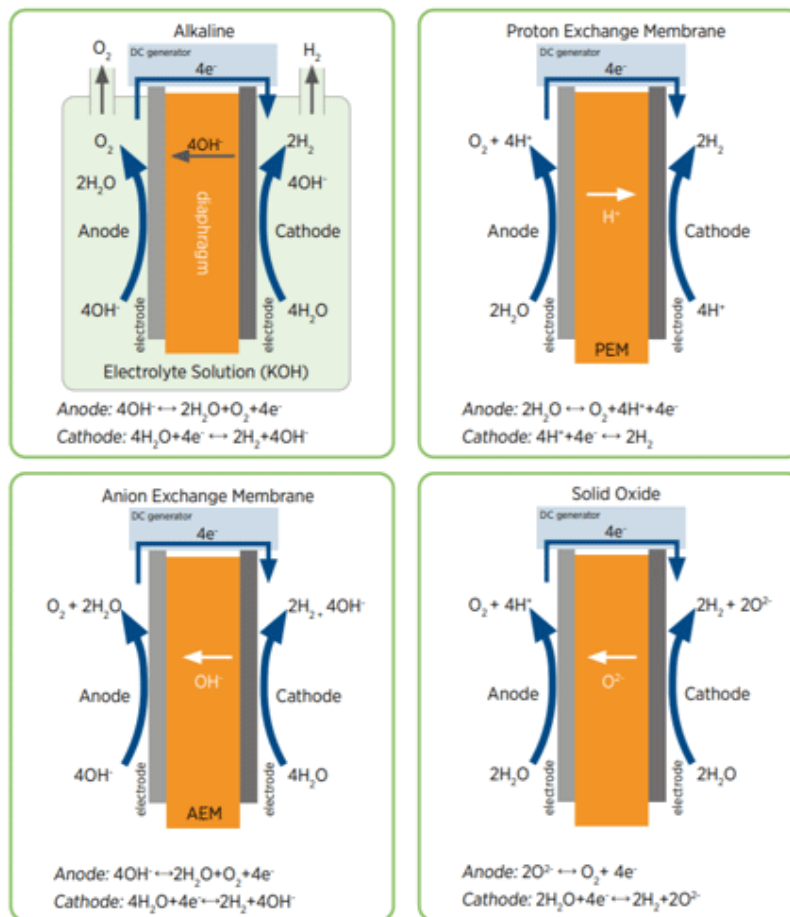


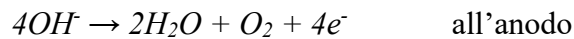
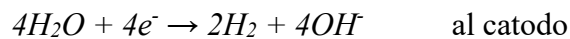
Figura 10. I quattro tipi di elettrolizzatori [28]

II.2.1 Elettrolizzatori AEL (Alkaline ELectrolyser)

Gli **elettrolizzatori alcalini** (AEL, *Alkaline ELectrolyser*) sono la tecnologia più matura, applicata da anni nel settore industriale, con la maggior parte degli impianti su larga scala (fino a 165 MW) costruiti tra il 1920 e il 1980 in risposta alla domanda di idrogeno per l'industria dell'ammoniaca. Con l'emergere dell'idrogeno a basso costo ottenuto dal reforming del metano a partire dalla fine degli anni '80, la produzione di impianti su piccola scala (circa 1 MW) ha dominato il mercato, ma negli ultimi anni la scala dell'impianto è aumentata rispetto agli anni '90 in risposta all'aumento della domanda di idrogeno verde [29].

Gli elettrodi, generalmente a base di nickel [30], sono in questo caso immersi in una soluzione liquida alcalina in ricircolo, da sostituire periodicamente, costituita tipicamente da idrossido di potassio (KOH) o idrossido di sodio (NaOH) al 25-30% e separati da un diaframma permeabile solo agli ioni OH⁻. L'idrossido di potassio è tuttavia preferito all'idrossido di sodio a causa della sua maggiore conduttività [31].

Le reazioni chimiche che si verificano ai due elettrodi sono, dunque, le seguenti:



Il mercato propone moduli di taglia fino a 20 MW. Mediamente, il costo di investimento del sistema è relativamente contenuto rispetto alle altre tecnologie, poiché la realizzazione di questi elettrolizzatori non prevede l'utilizzo di metalli nobili, sfrutta tecnologie già mature, ed è compreso tra 450 e 1300 €/kW_{el}, con variazioni in funzione della taglia [15].

Tuttavia, il basso costo di investimento è accompagnato da efficienze più basse [30] e da una risposta piuttosto limitata alle fluttuazioni degli input elettrici, soprattutto quando si integra con impianti a fonti rinnovabili, anche se recentemente sono stati ottenuti dei miglioramenti nella reattività di questi elettrolizzatori [32]. La soluzione liquida usata come elettrolita, inoltre, crea fenomeni di corrosione.

Altri punti critici di questa tecnologia di elettrolizzatori sono la cinetica elettrochimica lenta e le elevate perdite di polarizzazione che si traducono in un elevato consumo di elettricità. Una velocità di reazione elettrochimica più lenta indica che è necessaria un'area di reazione efficace più ampia e di conseguenza un volume maggiore rispetto ad altri tipi di elettrolizzatori per lo stesso tasso di produzione di idrogeno.

Una cella alcalina, inoltre, funziona generalmente a 1,8-2,4 V, valori superiori rispetto a quelli delle celle polimeriche o ad alta temperatura; ciò significa che il consumo di elettricità della cella alcalina è superiore del 19% rispetto a quello delle celle polimeriche e del 46% rispetto a quello delle celle ad alta temperatura per la stessa produzione di idrogeno. Un sistema AEL richiede generalmente 4,5-6,6 kWh di elettricità per Nm³ di H₂ prodotto. Pertanto, gli studi attuali sulla tecnologia alcalina si concentrano principalmente sul miglioramento delle prestazioni elettrochimiche e sulla pressurizzazione, oltre che sul funzionamento dinamico per sfruttare al meglio l'energia rinnovabile intermittente [33].

Gli elettrolizzatori alcalini, che hanno una durata di vita compresa tra 60.000 e 90.000 ore (ovvero 7-10 anni), operano a basse temperature, tipicamente tra 60 e 80°C [27]; la velocità di produzione di idrogeno per i sistemi commerciali è 0,25-760 Nm³/h e l'idrogeno formato può raggiungere un livello di purezza compreso tra il 99,5% e il 99,9998% [31].

Attualmente, utilizzando tecnologie bipolari mature, lo sforzo della ricerca è focalizzato su architetture modulari pesanti che potrebbero raggiungere i 100 MW (25×4 MW) in grado di produrre più di 40 tonnellate al giorno di H_2 [32].

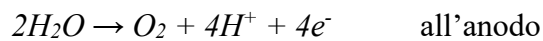
II.2.2 Elettrolizzatori PEM (Proton Exchange Membrane)

Gli **elettrolizzatori a membrana polimerica**, o a membrana a scambio protonico (PEM, *Proton Exchange Membrane*), sono meno maturi rispetto alla tecnologia precedente ma presentano una serie di vantaggi come, ad esempio, il fatto di avere una risposta dinamica più rapida ai transitori di potenza elettrica fornita in ingresso, un design più compatto dovuto ad una maggiore densità di corrente, una maggiore efficienza energetica e di produrre idrogeno di elevata purezza [30]. La membrana a scambio protonico di cui sono dotati, inoltre, limita significativamente il passaggio dell'idrogeno e consente un funzionamento ad alta pressione, con conseguente riduzione di energia per le successive fasi di compressione e accumulo dell'idrogeno prodotto.

Altra caratteristica interessante è che questo tipo di elettrolizzatori, pur costando di più a parità di efficienza (50-68%) rispetto agli elettrolizzatori alcalini, possiede il vantaggio di uno spettro operativo più ampio. Mentre il limite operativo minimo per la tecnologia alcalina è, infatti, pari al 20% della sua capacità nominale, la tecnologia PEM può scendere fino al 5%; inoltre un elettrolizzatore PEM può funzionare oltre la capacità nominale (fino al 130% [25]), cosa che non è possibile per gli elettrolizzatori alcalini [34]. Queste caratteristiche li rendono particolarmente adatti ad essere accoppiati a fonti di alimentazione intermittenti come quelle rinnovabili.

Il design di base di un elettrolizzatore PEM è costituito da una cella con un sottile strato di materiale polimerico solido, che permette il passaggio dei protoni (PEM), posto al centro della cella stessa e che separa così i due elettrodi; vi è poi uno strato catalizzatore poroso su ciascun lato della membrana, dove si verificano le reazioni. L'insieme di questi elementi costituisce il cosiddetto assemblaggio membrana-elettrodo, noto come MEA (*Membrane-Electrode Assembly*) [35].

Poiché la membrana è permeabile solo ai protoni, le reazioni chimiche coinvolte sono, in questo caso, le seguenti:



Il fatto di impiegare un elettrolita solido piuttosto che liquido consente di avere maggiore sicurezza ed affidabilità, per l'assenza di elettroliti liquidi corrosivi, e una certa semplicità progettuale, operativa e di manutenzione [36].

Una criticità di questa tecnologia è la necessità di utilizzare, come catalizzatori, dei materiali rari, e dunque costosi, come il platino e l'iridio, i quali, oltre ad aumentare i costi, riducono anche la quantità di elettrolizzatori producibili.

La necessità di impiegare materiali come il platino e l'iridio nasce dal fatto che la membrana degli elettrolizzatori PEM è costituita da polimeri acidi conduttori di protoni, principalmente polimeri di acido solfonico perfluoro, tra cui il ben stabilito NAFION. I gruppi di acido solfonico presente nella struttura polimerica rendono l'acidità elettrolitica molto elevata, in modo tale che solo i catalizzatori di metalli nobili siano in grado di sostenere un tale ambiente [37].

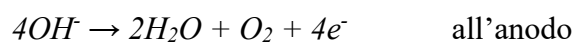
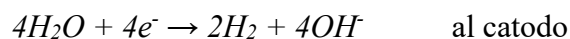
Sono in corso delle attività di ricerca mirate ad eliminare o quantomeno a ridurre l'impiego di questi materiali [38], in modo da facilitare la diffusione degli elettrolizzatori PEM.

Attualmente IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia) riporta, per questa tecnologia, costi di investimento fino a 2450 USD/kW [5], ovvero circa 2300 €/kW. Operano a temperature di 50-70°C [27] e presentano una durata di vita inferiore rispetto alla tecnologia alcalina.

II.2.3 Elettrolizzatori AEM (Anion Exchange Membrane)

Gli elettrolizzatori AEM combinano i vantaggi dei sistemi alcalini e polimerici, utilizzando materiali non nobili e dunque più economici, come nel caso degli elettrolizzatori alcalini, ma con densità ed efficienze energetiche paragonabili a quelle dei sistemi polimerici.

La membrana a scambio anionico di cui sono dotati è costituita da una matrice polimerica che comprende gruppi cationici caricati positivamente come NH_4^+ , NR_3^+ , NR_2H^+ , NHR_2^+ , SR_2^+ e PR_3^+ , permettendo così il passaggio di ioni caricati negativamente attraverso la membrana [39]. Le reazioni chimiche sono, quindi, le stesse degli elettrolizzatori alcalini:



Per quanto riguarda l'elettrolita, la soluzione migliore per ridurre i costi operativi è l'acqua pura; tuttavia, il suo utilizzo comporterebbe alcune sfide, come la

bassa conduttività ionica e l'elevata resistenza ohmica. Queste carenze portano a una tensione applicata relativamente elevata e a una cattiva durata della cella. Per questo motivo si ricorre in genere ad una soluzione alcalina a bassa concentrazione di KOH.

La reazione di elettrolisi negli elettrolizzatori AEM richiede una tensione termodinamica teorica di cella di 1,23 V a 25 °C, ma, nella pratica, è necessaria una tensione maggiore ai fini di un'efficiente produzione di idrogeno per superare determinate resistenze [40].

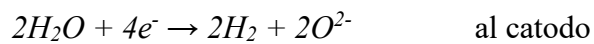
Questa tecnologia è ancora in fase di sviluppo e le membrane a scambio anionico attualmente disponibili in commercio non hanno ancora raggiunto una stabilità sufficiente, limitando l'adozione diffusa di questa tecnologia.

La stabilità della membrana è uno dei fattori cruciali che determinano se questa è adatta o meno per l'elettrolisi AEM e viene comunemente esaminata mantenendo costante la densità di corrente per un determinato periodo, mentre la tensione viene monitorata. La variazione della tensione riflette se la membrana è stabile o instabile; una tensione crescente indica l'instabilità della membrana. Una possibile ragione per l'instabilità è la degradazione della spina dorsale polimerica (elemento che serve a dare resistenza meccanica alla membrana) o dei gruppi di scambio ionico [41].

II.2.4 Elettrolizzatori SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell)

Gli **elettrolizzatori ad ossidi solidi** (SOEC, *Solid Oxide Electrolysis Cell*) sono gli unici ad operare ad alta temperatura (600-900 °C) e hanno il vantaggio di raggiungere efficienze molto elevate (intorno all'80-90%, contro il 60-70% delle tecnologie a bassa

temperatura) utilizzando come catalizzatori materiali non nobili. Operando a temperature elevate, l'acqua d'alimentazione viene fornita sotto forma di vapore; al catodo le molecole d'acqua acquistano elettroni producendo idrogeno gassoso, mentre gli ioni O^{2-} attraversano la cella grazie all'elettrolita conduttore di ioni di ossigeno, raggiungendo l'anodo, dove cedono gli elettroni producendo così ossigeno gassoso.



Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi utilizzano gli stessi materiali delle celle a combustibile ad ossidi solidi, motivo per cui possono funzionare in modo completamente reversibile, sia come *fuel cell*, producendo energia elettrica e consumando idrogeno, che come produttori di idrogeno consumando elettricità, prestandosi dunque ad applicazioni di accumulo energetico [27].

Nonostante risulti la soluzione con maggior potenziale, ad oggi ha un utilizzo commerciale limitato a causa della scarsa durata di vita dovuta alle alte temperature di funzionamento. È tuttora in fase di sperimentazione con alcuni prototipi.

Nella seguente tabella si riassumono le principali caratteristiche dei vari tipi di elettrolizzatori:

Tabella 1. Confronto tra i vari tipi di elettrolizzatori

Elettrolizzatore	AEL	PEM	AEM	SOEC
Elettrolita	Soluzione acquosa di idrossido di potassio al 25-30%	Membrana polimerica	Soluzione acquosa di idrossido di potassio (1-5%) e membrana polimerica	Ossido ceramico
Materiali impiegati	Ni, Ni-Mo, Ni-Co, acciaio [27]	Pt, RuO ₂ , [27] Pt-Pd, IrO ₂	Ni, leghe Ni, Fe, Co, acciaio [27]	Ni-YSZ, LSM/LSC, leghe Fe-Cr-Mn [27]
Temperatura operativa	60-80°C [27]	50-70°C [27]	30-60°C [27]	600-900°C [27]
Densità di corrente	0,2-1,2 [A/cm ²] [27]	0,6-3 [A/cm ²] [27]	0,2-1 [A/cm ²] [27]	0,5-1,5 [A/cm ²] [27]
Rendimento elettrico	50-68% [25]	50-70% [27]	50-70% [27]	81-86% [42]
Durata di vita utile	60.000-90.000 h [27]	30-000-80.000 h [27]	<30.000 h [27]	<30.000 h [27]
Consumo energetico dello stack	47-66 kWh/kg [25]	47-66 kWh/kg [25]	51,5-66 kWh/kg [25]	35-50 kWh/kg [25]
Range di carico	15-100% [25]	5-130% [25]	5-100% [25]	30-125% [25]

Un aspetto importante da sottolineare è che, ad oggi, gli elettrolizzatori disponibili in commercio utilizzano acqua demineralizzata per la reazione elettrolitica e questo, soprattutto in considerazione della crescente domanda di idrogeno, può rappresentare un problema per le risorse di acqua dolce sempre più limitate. Per questo motivo, la ricerca si sta concentrando sullo sviluppo di elettrolizzatori in grado di funzionare con acqua di mare non desalinizzata, poiché si tratta di una risorsa praticamente illimitata. L'alternativa

sarebbe quella di investire maggiormente in impianti di desalinizzazione per l'utilizzo dell'acqua di mare. Attualmente la capacità installata globale di impianti di desalinizzazione è di circa 145 milioni di m³ al giorno, quasi il doppio rispetto al 2010. Gli impianti sono attualmente operativi in circa 45 paesi in tutto il mondo, tra cui Cina, Arabia Saudita, Spagna, Emirati Arabi Uniti e Stati Uniti, che insieme coprono oltre la metà della capacità installata globale [43]. L'operazione di desalinizzazione dell'acqua, però, aumenterebbe anche i costi: per l'idrogeno verde, aggiunge l'1-2% al consumo energetico e ai costi di produzione [44].

Il principale ostacolo per l'utilizzo diretto dell'acqua di mare negli elettrolizzatori è la presenza di cloruri, che corrodono i catalizzatori e producono precipitati insolubili che rallentano la reazione elettrochimica, riducendo l'efficienza del processo. Tuttavia, un team di ricercatori ha sviluppato una tecnica che consente di utilizzare i normali elettrolizzatori commerciali direttamente con acqua di mare, proteggendo i catalizzatori rivestendoli con un acido di Lewis [45]. In un altro studio riportato in [46], invece, è stato sviluppato uno speciale tipo di catalizzatore specificamente progettato per funzionare direttamente con acqua di mare. Si tratta di nuovi catalizzatori che richiedono pochissima energia e potrebbero essere utilizzati a temperatura ambiente. Con la nuova tecnologia, sostengono gli autori, il costo degli elettrolizzatori potrebbe essere significativamente ridotto, rendendo il costo dell'idrogeno verde competitivo con quello dell'idrogeno ottenuto da combustibili fossili. Il passo successivo è realizzare un prototipo a grandezza naturale con cui produrre grandi quantità di H₂ utilizzando il nuovo approccio.

II.3 Classificazione del prodotto finito

Come scritto fino ad ora, per la produzione di idrogeno è possibile ricorrere al gas naturale tramite processo di *Steam Methane Reforming (SMR) e Water Gas Shift (WGS)*, con o senza sistema di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica prodotta, oppure all'**elettrolisi dell'acqua**.

Lo *Steam Methane Reforming*, però, non è l'unico metodo che sfrutta il metano come sorgente per la produzione di idrogeno; quest'ultimo, infatti, può essere ricavato dal metano anche tramite **pirolisi**, un processo che prevede di riscaldare il gas in assenza di ossigeno per rompere termicamente i legami chimici e ottenere idrogeno e carbonio solido. Il carbonio a sua volta potrebbe essere utilizzato come materia prima (ad esempio nella produzione di pneumatici). Il processo in sé non produce emissioni dirette di CO₂, ma considerando l'intero ciclo di vita è legato a significativi livelli di gas serra [47].

Tra le altre tecnologie che utilizzano fonti fossili per produrre idrogeno si trova anche l'**ossidazione parziale**, utilizzata soprattutto con oli pesanti e carbone, la quale impiega l'ossigeno contenuto nell'aria come ossidante. È un processo più complesso del WGS, risultando più costoso e meno efficiente.

Tra gli altri processi utilizzati per la produzione di idrogeno da fonti fossili, si ha anche la **gassificazione del carbone**, impiegata prevalentemente in Cina, nell'industria dei fertilizzanti e della produzione di ammoniaca; la produzione di idrogeno da carbone, però, genera, a parità di idrogeno prodotto, emissioni di CO₂ circa doppie rispetto a quelle del reforming del metano (21 tCO₂ /tH₂) [15].

In base alla tipologia di fonte utilizzata, l'idrogeno viene comunemente classificato in diversi colori, come riportato di seguito in Figura 11.

	Terminology	Technology	Feedstock/ Electricity source	GHG footprint*
PRODUCTION VIA ELECTRICITY	Green Hydrogen	Electrolysis	Wind Solar Hydro Geothermal Tidal	Minimal
	Purple/Pink Hydrogen		Nuclear	
	Yellow Hydrogen		Mixed-origin grid energy	Medium
PRODUCTION VIA FOSSIL FUELS	Blue Hydrogen	Natural gas reforming + CCUS Gasification + CCUS	Natural gas coal	Low
	Turquoise Hydrogen	Pyrolysis	Natural gas	Solid carbon (by-product)
	Grey Hydrogen	Natural gas reforming		Medium
	Brown Hydrogen	Gasification	Brown coal (lignite)	High
	Black Hydrogen		Black coal	

* GHG footprint given as a general guide but it is accepted that each category can be higher in some cases.

Figura 11. I colori dell'idrogeno [48]

Tuttavia, tale classificazione basata sui colori non è universalmente accettata e l'Unione Europea la sta abbandonando [49].

CAPITOLO III

Stoccaggio e trasporto dell'idrogeno

III.1 Trattamenti dell'idrogeno per lo stoccaggio

Trasporto e stoccaggio rappresentano le due fasi più delicate della filiera dell'idrogeno, sia per questioni di efficienza che per questioni di sicurezza.

Innanzitutto, dato che l'idrogeno ha una buona densità energetica in peso ma una bassa densità in volume, per facilitarne il trasporto e lo stoccaggio bisogna alterare il suo stato fisico, ricorrendo ad uno dei seguenti processi: compressione, liquefazione, stoccaggio fisico o chimico in idruri [50]. Il modo più semplice ed economico per immagazzinare l'idrogeno è sotto forma di gas compresso, evitando i costi e le perdite per evaporazione della liquefazione, le perdite di conversione dei combustibili sintetici come l'etanolo e l'imaturità tecnologica di vettori di idrogeno come gli idruri [51]. In particolare, la liquefazione richiederebbe un enorme dispendio energetico, poiché l'idrogeno dovrebbe essere portato a -253 °C , richiedendo serbatoi speciali a doppia parete. Inoltre, come scritto in precedenza, anche l'evaporazione dell'idrogeno liquido è un fattore da considerare: secondo lo studio condotto in [15], l'evaporazione dai serbatoi criogenici è stimata a circa lo 0,4% al giorno; ciò significa che dopo 4 mesi il contenuto energetico trasportato si dimezzerebbe. Questo comporterebbe l'impossibilità di sfruttare al meglio l'idrogeno come forma di stoccaggio stagionale di energia elettrica rinnovabile.

Per la compressione dell'idrogeno gassoso si possono impiegare **compressori meccanici e non meccanici**. Tra questi, i compressori meccanici sono la tipologia più diffusa e si dividono principalmente in quattro categorie: compressori a pistoni, compressori a diaframma, compressori lineari e compressori a liquido ionico [52].

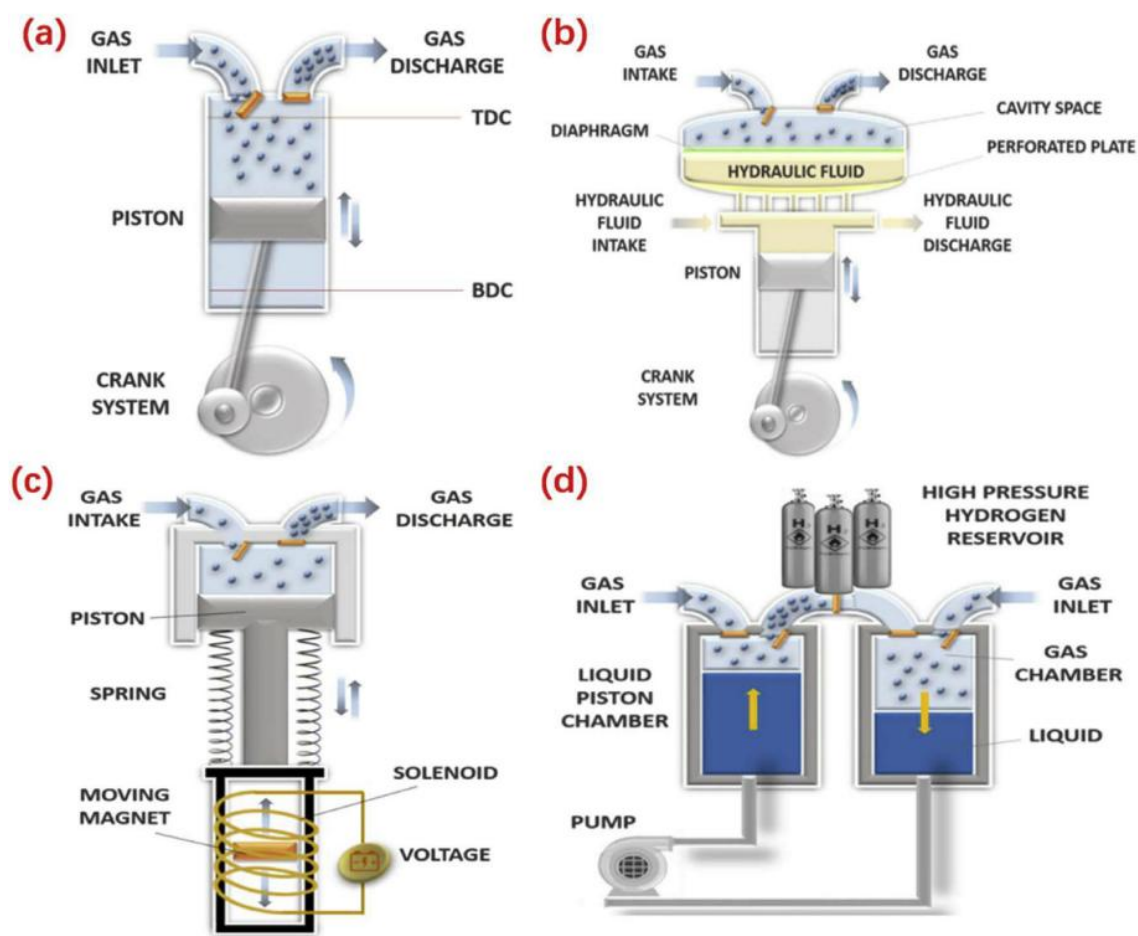


Figura 12. Tipologie di compressori meccanici: (a) compressore a pistone, (b) compressore a diaframma, (c) compressore lineare, (d) compressore a liquido ionico [52].

Il **compressore a pistone** è costituito da un cilindro all'interno del quale è presente un pistone che viene azionato da un meccanismo biella-manovella; il moto rotatorio ottenuto grazie ad un motore viene, quindi, convertito in un moto lineare alternativo del pistone che comprime, così, il gas che entra nel cilindro.

Allo stato attuale, i compressori a pistone sono una tecnologia matura e a basso costo, il che li rende la scelta migliore per la compressione dell'idrogeno ad alta pressione; si possono infatti raggiungere pressioni fino a 70-85 MPa ricorrendo a configurazioni

multistadio che consentono di avere una buona flessibilità. Nonostante ciò, i compressori alternativi presentano anche diversi limiti che possono ostacolare l'applicazione nella compressione dell'idrogeno. La durata dei componenti del compressore, ad esempio, è influenzata dall'uso di lubrificanti e può portare a rischi di esplosione, il che significa che i compressori oil-free sono preferiti. La presenza di parti in movimento può anche comportare un aumento dei costi dovuto a complessità e difficoltà di fabbricazione, nonché a maggiori frequenze di manutenzione durante il funzionamento. Inoltre, le parti in movimento generano calore e diminuiscono l'efficienza dell'intero sistema. Il processo alternativo dei pistoni può anche causare fluttuazioni di pressione che possono portare a vibrazioni, rumore e persino esplosioni disastrose. Per ridurre l'influenza dello stress meccanico, si preferiscono velocità inferiori, il che significa che velocità di compressione elevate possono essere raggiunte solo su scala ridotta, e questo limita le velocità di flusso consentite [53].

Il **compressore a diaframma** segue un principio di funzionamento simile a quello del compressore a pistone alternativo; in questo caso, però, vi è una membrana (il diaframma) che separa il gas da comprimere da un olio idraulico che entra nel cilindro quando il pistone si abbassa. Nel momento in cui la biella spinge il pistone verso l'alto, quest'ultimo spingerà ulteriormente l'olio idraulico per provocare la deformazione elastica verso l'alto del diaframma e diminuire il volume della camera a gas per provocare la compressione dell'idrogeno. Quando la pressione del gas raggiunge un certo livello, una valvola di scarico del gas si aprirà automaticamente. Sulla base di questo meccanismo, i compressori a diaframma possiedono un consumo energetico inferiore e un'elevata produttività, pertanto sono considerati efficaci per la compressione

dell'idrogeno [53]. Inoltre, dato che il gas e l'olio idraulico sono isolati, il gas scaricato avrà un'elevata purezza, una buona dissipazione del calore e un elevato rapporto di compressione [52].

Analogamente ai compressori a pistoni alternativi, anche i compressori a diaframma possiedono sistemi operativi relativamente complessi che sono più adatti per applicazioni che richiedono basse portate in camere di compressione di volume limitato. In particolare, il problema critico di questa tecnologia è la durata, perché le parti alternative possono essere facilmente rotte da sollecitazioni meccaniche durante il funzionamento. Inoltre, il cedimento del diaframma può verificarsi anche a causa dello stress radiale correlato alla deflessione del diaframma stesso e al disegno geometrico degli spazi della cavità. Poiché velocità di flusso elevate possono invalidare i diaframmi, le concavità e le scanalature corrispondenti devono essere progettate correttamente per garantire una corretta distribuzione del flusso [53].

I **compressori lineari**, invece, utilizzano pistoni direttamente collegati a motori lineari e dispongono di sistemi di molle di risonanza invece di gruppi manovella-biella, come mostrato in Figura 12. Rispetto ai classici compressori a pistone, il layout dell'intero sistema è più semplice, con conseguenti notevoli risparmi sui costi.

Un altro vantaggio dei compressori lineari è che il pistone e il cilindro sono separati da un sistema di cuscinetti a gas, che consente un funzionamento oil-free, una maggiore efficienza e dimensioni fisiche ridotte. Al giorno d'oggi, i compressori lineari sono particolarmente utilizzati per applicazioni criogeniche che coinvolgono idrogeno ed elio, elettronica di raffreddamento e refrigerazione domestica [52].

I **compressori a liquido ionico**, infine, utilizzano colonne di liquido ionico per comprimere il gas, al posto dei pistoni. Il processo di compressione è, in questo caso, più vicino a un processo isotermico, perché il raffreddamento con liquido ionico è in grado di eliminare efficacemente il calore prodotto dalla compressione.

Rispetto ai tradizionali compressori a pistoni, il consumo di energia può essere ridotto di circa il 20% e non è necessario alcuno scambiatore di calore aggiuntivo. Inoltre, i compressori a liquidi ionici hanno meno componenti mobili e questo comporta una riduzione delle perdite meccaniche e delle spese operative, un miglioramento dell'efficienza complessiva e una maggiore durata (circa dieci volte superiore a quella dei classici compressori alternativi).

Tra gli svantaggi si hanno costi più elevati, tempi di consegna più lunghi, una tecnologia abbastanza immatura, rischi di corrosione e possibilità di perdite [52], [53].

Come scritto in precedenza, i compressori meccanici sono attualmente i più usati per applicazioni industriali grazie alla loro tecnologia matura, alla facile accessibilità e al basso costo di acquisto. Tuttavia, questi sistemi consumano una notevole quantità di energia e, a causa delle parti meccaniche in continuo movimento, sono soggetti a vibrazioni e rumore e necessitano dell'uso di lubrificanti e di una costante manutenzione.

Nel quadro dei costi dell'idrogeno, non considerando la produzione, la sua compressione meccanica rappresenta il costo principale in una struttura decentralizzata, essendo responsabile del 54% del CAPEX, del 28% del consumo totale di energia e del 18% del OPEX di una stazione di rifornimento di idrogeno. Per questi motivi l'ottimizzazione dei **compressori non meccanici** è al centro della ricerca di questi ultimi anni [54].

Anche i compressori non meccanici si suddividono in quattro tipologie: compressori criogenici, compressori ad adsorbimento, compressori ad idruri metallici e compressori elettrochimici.

Un **compressore criogenico** è costituito da diversi elementi modulari, tra cui un contenitore per lo stoccaggio di idrogeno liquido a bassa pressione, e uno per lo stoccaggio dell'idrogeno ad alta pressione, come mostrato in Figura 13.

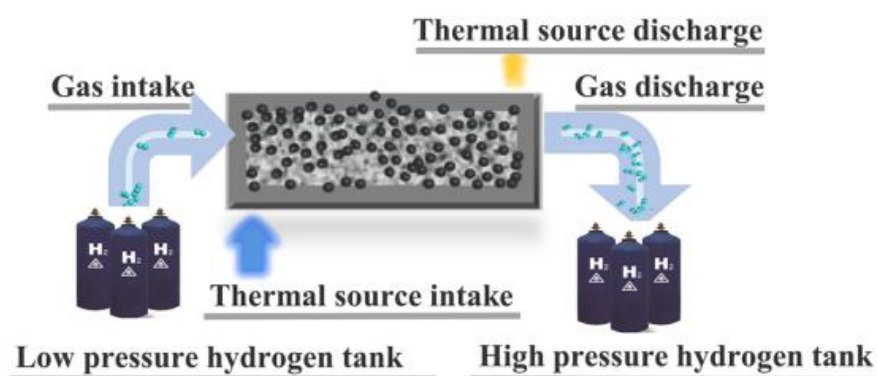


Figura 13. Compressore criogenico [53]

L'idrogeno liquido viene immesso in una pompa criogenica attraverso un tubo isolato sottovuoto e stabilizzato a una pressione desiderata attraverso il compressore criogenico. Questa tecnologia consente di raggiungere un maggiore rendimento volumetrico rispetto ai compressori meccanici (più del doppio) e l'idrogeno compresso possiede elevate densità, il che significa che i compressori criogenici possiedono elevate capacità gravimetriche e volumetriche e sono adatti per lo stoccaggio e la compressione dell'idrogeno su larga scala [53]. Si può anche raggiungere il livello di pressione di 70 MPa, che è importante per lo sviluppo di HRS ad alta efficienza [52]. Per applicazioni di questo tipo la società Linda Group ha sviluppato un compressore criogenico che può raggiungere pressioni fino a 35–90 MPa con un'elevata produttività (100 kg/h, sufficienti per riempire un'auto in 5 minuti) [53].

Questa tecnologia combina la liquefazione e la compressione dell'idrogeno ed ha lo svantaggio del costo elevato e della difficile gestione termica [54].

Nei **compressori ad adsorbimento** l'idrogeno a bassa pressione viene iniettato in materiali porosi ad alto potenziale di assorbimento in un compressore che non possiede parti mobili; questi compressori, quindi, non generano rumore né subiscono danni meccanici.

Inoltre, i materiali adsorbenti richiesti nei compressori ad adsorbimento sono facilmente disponibili [53]. Si tratta per lo più di MOFs (*Metal-Organic Frameworks*), ovvero strutture metallo-organiche dotate di elevata stabilità termica la cui capacità di adsorbimento è superiore a quella di altri materiali comunemente usati in questi compressori, come ad esempio carbone attivo e zeoliti. Tra i MOFs, uno che si è rivelato particolarmente promettente per applicazioni di compressione e stoccaggio dell'idrogeno è il MOF-177 [55].

Anche questa tecnologia di compressori presenta però dei punti deboli, soprattutto a causa di problemi relativi al trasferimento di calore e di massa nei letti adsorbenti, che portano alla necessità di sistemi di raffreddamento. Inoltre, poiché il ciclo di adsorbimento e desorbimento è di natura intermittente, i letti adsorbenti subiscono differenze di gradiente termico che possono influenzare l'efficienza operativa. Nonostante questo, però, i compressori ad adsorbimento si sono dimostrati una scelta appropriata per la compressione industriale dell'idrogeno [53].

Nei **compressori ad idruri metallici**, così come in quelli ad adsorbimento, si sfruttano dei cicli termici per far assorbire o desorbire l'idrogeno [54]. In particolare, dei composti intermetallici reagiscono con l'idrogeno formando idruri metallici e, controllando opportunamente temperatura e pressione, si può regolare la direzione della reazione chimica [56].

Questi compressori possiedono un design semplice, senza parti mobili, non producono rumore e non consumano molta energia. Inoltre, sono anche più compatti e possono integrarsi più facilmente nelle infrastrutture di rifornimento di idrogeno esistenti, oltre al fatto che possono essere alimentati recuperando il calore di scarto industriale.

Per quanto riguarda invece gli svantaggi, l'efficienza di questi sistemi non è generalmente molto elevata e dipende strettamente dal tasso di compressione e dalla quantità di calore fornita al sistema. Inoltre, si hanno tempi di rifornimento lenti, basse densità gravimetriche e una durata attualmente insoddisfacente [53].

I **compressori elettrochimici**, infine, utilizzano un principio elettrochimico, schematicamente rappresentato in Figura 14, per comprimere l'idrogeno.

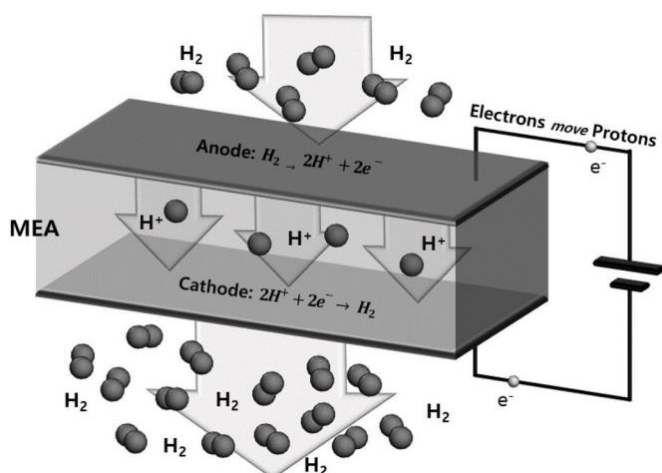


Figura 14. Principio di funzionamento di un compressore elettrochimico

Attraverso l'applicazione di una tensione tra anodo e catodo, all'anodo si verifica l'ossidazione dell'idrogeno, che cede elettroni formando ioni H^+ (protoni). I protoni prodotti attraverso l'ossidazione dell'idrogeno vengono trasportati sul lato del catodo attraverso una membrana a scambio protonico (PEM); allo stesso tempo anche gli elettroni giungono al catodo, attraverso un percorso esterno, per ricombinarsi con gli ioni H^+ , formando nuovamente molecole di idrogeno per mezzo di una reazione di riduzione.

L'ossidazione dell'idrogeno agli anodi e la sua riduzione ai catodi porta alla generazione di differenze di pressione localizzate [53].

III.2 Modalità di trasporto

Il trasporto di idrogeno dipende a sua volta dal tipo di stoccaggio. L'idrogeno gassoso può essere trasportato tramite condutture o rimorchi tubolari. Le condutture sono costose (il costo di costruzione di una conduttura è di circa 80.000 USD per 100 m [57]), poiché devono essere realizzate con una struttura particolarmente robusta che non

permetta alle molecole di idrogeno, molto piccole e molto leggere, di "sfuggire" (si ricorda, infatti, che l'idrogeno è il primo elemento della tavola periodica ed è, quindi, il più leggero), dunque il trasporto dell'idrogeno tramite questo metodo è economico solo quando viene spostata una grande quantità di idrogeno. Come riportato in [58], le condotte diventano più interessanti all'aumentare del volume da trasportare, poiché all'aumentare del diametro della condotta la sua capacità di trasporto aumenta più rapidamente della quantità di materiale necessaria. Un'alternativa per ridurre il costo di investimento del 65-94% è quella di riconvertire alcuni degli 1,4 milioni di km di condotte di trasporto del gas naturale esistenti, ma questo pone delle sfide come la valutazione della compatibilità dei materiali e il maggiore consumo energetico per la compressione. La compatibilità dei materiali deve essere valutata caso per caso, ma gli studi finora completati (principalmente in Europa) mostrano che gran parte della rete può essere riconvertita. Tuttavia, questa opzione non è ampiamente disponibile in tutto il mondo ed è per lo più limitata al Nord America, alla Cina orientale, all'Europa e alla Russia. Inoltre, la necessità di trasporto dell'idrogeno potrebbe essere più limitata rispetto all'attuale necessità di trasporto del gas naturale [58].

Il costo del trasporto tramite rimorchi tubolari, invece, è relativamente basso, ma c'è il rischio di esplosione; questo metodo pertanto è adatto per il trasporto di idrogeno su piccola scala e solitamente è utilizzato quando l'idrogeno è trasportato in una zona remota.

L' idrogeno liquefatto sotto forma di idrogeno liquido, di ammoniaca, o LOHC (*Liquid Organic Hydrogen Carrier*) può essere trasportato utilizzando un camion cisterna anche in città grazie alla sua eccellente sicurezza. Tuttavia, su larga scala sono necessari investimenti per gli impianti di liquefazione e l'efficienza energetica è bassa, considerando che l'idrogeno liquefa a -253°C .

L'ammoniaca come mezzo di trasporto dell'idrogeno, invece, diventa liquida a -33 °C, quindi la sua efficienza energetica è relativamente alta. Inoltre, il trasporto di idrogeno sotto questa forma ha molti vantaggi perché si può utilizzare l'infrastruttura esistente per l'ammoniaca per il trasporto e lo stoccaggio. Tuttavia, la tecnologia di deidrogenazione per estrarre l'idrogeno dall'ammoniaca è ancora in fase di sviluppo [57].

CAPITOLO IV

Utilizzi dell'idrogeno

IV.1 Raffinazione

L'idrogeno, oltre ad essere un ottimo combustibile per via del suo potere calorifico elevato, rappresenta anche una materia prima fondamentale per diversi processi produttivi della chimica, della raffinazione e della bioraffinazione, settori in cui l'idrogeno è un elemento indispensabile per lo sviluppo delle reazioni chimiche di processo e che non può essere sostituito da altri elementi, molecole o composti chimici. L'utilizzo dell'idrogeno nel settore della raffinazione, in particolare, avviene in

- impianti di **idrodessolforazione** per eliminare lo zolfo dai prodotti raffinati;
- impianti di **idrotrattamento** per migliorare la qualità dei prodotti;
- impianti di **hydrocracking** per ottenere distillati medi e leggeri;
- **bioraffinerie** per produrre biocarburanti di altissima qualità.

Secondo i dati Confindustria riportati in [59], ogni anno vengono impiegati come input dei processi di raffinazione circa 360 chilotonnellate di idrogeno, la cui produzione può essere così ripartita:

- il 30 - 35 % deriva dai processi di raffinazione del greggio e, più in particolare, dal reforming catalitico delle benzine, per cui, essendo un by product di una materia prima fossile, non può essere sostituito da idrogeno blu o verde;
- il 40 - 50% è prodotto tramite dallo steam reforming del metano in impianti ubicati all'interno delle raffinerie;

La parte rimanente è acquistata da operatori specializzati, che producono idrogeno tramite processi di steam reforming del metano e lo trasportano alla raffineria.

Secondo lo scenario al 2050 valutato nella Strategia Nazionale Idrogeno [60], a causa di una continua riduzione della domanda di carburanti nel settore trasporti, dove verranno utilizzati gli e-fuel, e per minori necessità di purificazione dei biocombustibili, che non necessitano di desolforazione, alcune raffinerie potrebbero essere dismesse, mentre le rimanenti verranno convertite in bioraffinerie. La domanda di idrogeno corrispondente al suddetto scenario ammonterebbe a circa 0,34 Mtep all'anno.

IV.2 Produzione della ceramica e del vetro

L'industria della ceramica, in Italia, è costituita da 263 imprese e 300 stabilimenti che possono essere suddivisi in sei settori merceologici: piastrelle ceramiche, laterizi, sanitari, stoviglieria, materiali refrattari e ceramica tecnica. Tra questi, quelli che hanno il maggior impatto, in termini di consumo di gas naturale e di emissioni di anidride carbonica, sono l'industria delle piastrelle ceramiche e quella dei laterizi e rientrano tra i cosiddetti settori "*Hard-to-Abate*", ovvero comparti a ridotte opzioni di elettrificazione per i quali risulta necessario identificare percorsi alternativi di decarbonizzazione [59].

Nella produzione della ceramica, il gas naturale è utilizzato sia come combustibile per il processo primario, sia per i servizi ausiliari. La frazione che può essere sostituita da idrogeno è quella destinata al processo di cottura primario, che assorbe il 75% del gas naturale consumato dall'industria italiana dei prodotti ceramici, pari a circa 1500 MSm³ all'anno. Il restante 25%, destinato ai servizi ausiliari, è invece elettrificabile [60].

Stando però a quanto riportato in [59], poiché l'utilizzo dell'idrogeno comporta una temperatura di fiamma più alta e un aumento della quantità di vapore generato, si potrebbero avere dei problemi sulla qualità del prodotto finale; per tale ragione, in una prima fase, è preferibile per il processo di cottura un utilizzo del blending dell'idrogeno con il gas naturale fino al 20% in volume.

Anche la produzione del vetro rientra tra i cosiddetti settori "*Hard-to-Abate*", con un consumo di energia che si può suddividere in 80% di gas naturale e 20% di energia elettrica [59].

Attualmente in Italia vengono prodotti circa 6,6 milioni di tonnellate all'anno di vetro, con previsione di un aumento costante fino a raggiungere 8 milioni di tonnellate all'anno nel 2050. Il gas naturale consumato ammonta a circa 1,15 miliardi di Sm³ all'anno, che al 2050 diventerebbero 1,41 miliardi [60].

Dell'intero processo produttivo, la fusione del vetro rappresenta mediamente oltre il 70% del consumo di energia primaria, in quanto per fondere la miscela vetrificabile, composta principalmente da sabbia silicea e carbonato di sodio e calcio, con aggiunta di rottame di vetro, è necessario raggiungere temperature molto elevate, intorno ai 1500 °C, come è possibile vedere in Figura 15 in cui è rappresentata una schematizzazione dell'intero processo.

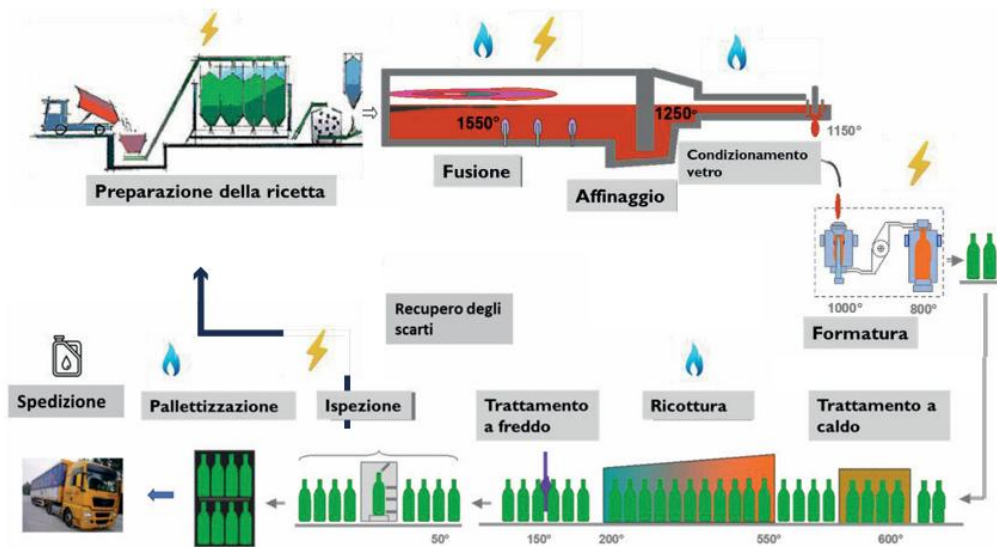


Figura 15. Schematizzazione del processo produttivo del vetro [59]

Temperature così alte difficilmente possono essere raggiunte tramite l'elettrificazione. Per tale ragione l'idrogeno può rappresentare una valida alternativa al gas naturale, ipotizzando anche in questo caso un utilizzo in miscela col metano fino al 20%, in quanto, fino a tale percentuale, i componenti dell'impianto non richiedono adeguamenti tecnologici. Per percentuali superiori, invece, allo stato attuale non sono ancora stati completati i test necessari a stabilire gli effetti sulla qualità e conformità del prodotto finale, oltre che sul funzionamento del forno fusorio [59].

IV.3 Produzione dell'acciaio

L'industria siderurgica costituisce circa il 5% del consumo totale di energia a livello mondiale ed è una delle industrie a più alta intensità di carbonio; in media, infatti, per ogni tonnellata di acciaio grezzo prodotto vengono emesse quasi due tonnellate di anidride carbonica, producendo il 7% delle emissioni totali di gas serra all'anno [61].

Per tale ragione sono nati diversi progetti pilota che prevedono la produzione di acciaio mediante l'impiego di idrogeno verde al posto del carbon coke nei processi di riduzione degli ossidi di ferro [62], processo dal quale si ottiene la ghisa che rappresenta la materia prima da cui ottenere a sua volta l'acciaio. Mentre, però, la riduzione con il monossido di carbonio, prodotto dall'ossidazione parziale del carbone da coke, è esotermica, la riduzione del minerale di ferro con l'idrogeno è endotermica. Ciò significa che, se l'idrogeno viene utilizzato come agente riducente, il calore deve essere fornito continuamente da una fonte esterna durante il processo di riduzione del minerale. La natura endotermica delle reazioni di riduzione con l'idrogeno, inoltre, significa che il bilancio termico sarà molto diverso da una configurazione convenzionale basata sul gas naturale e questo causa delle sfide operative [61].

La prima sperimentazione in Italia presso un impianto siderurgico che prevede l'impiego di idrogeno nella lavorazione di prodotti in acciaio è stata avviata a Dalmine, in provincia di Bergamo, lo scorso 3 luglio 2024. Il progetto, nato da una collaborazione tra Snam, TenarisDalmine e Tenova, consiste nell'utilizzare idrogeno verde prodotto in loco per alimentare un bruciatore, recentemente sviluppato da Tenova, in grado di funzionare con idrogeno puro e installato in un forno di riscaldamento per la laminazione a caldo di tubi senza saldatura [63].

Si stima che l'utilizzo dell'idrogeno verde nel settore siderurgico ha il potenziale per ridurre di 2,3 Gton all'anno le emissioni di CO₂ nel mondo [61].

IV.4 Industria chimica

Nell'ambito dell'industria chimica l'idrogeno viene utilizzato per la produzione di due importanti composti chimici: l'ammoniaca e il metanolo.

L'ammoniaca, chiamata anche Tri-Idruro di azoto o azano, è un composto dell'azoto di formula chimica NH_3 . Si tratta di un gas molto solubile in acqua che si presenta, in condizioni standard, come incolore, tossico e dall'odore pungente. Gli usi dell'ammoniaca sono innumerevoli; l'applicazione più importante è, però, la produzione di acido nitrico. In questo processo, una miscela composta da nove parti di aria e una di ammoniaca viene inviata a $850\text{ }^\circ\text{C}$ su un catalizzatore di platino, su cui è ossidata a ossido di azoto [64]. Altri usi si hanno nella produzione di fertilizzanti, di esplosivi, di materiali polimerici e fibre sintetiche, oltre che come solvente e agente pulente. Costituisce, inoltre, un ottimo vettore per il trasporto dell'idrogeno.

La produzione globale di ammoniaca è stata di circa 180 Mt nel 2022, con emissioni di CO_2 associate pari a 420 Mt. Circa il 70% della produzione globale di ammoniaca deriva dal gas naturale, mentre il resto proviene in maggior parte dal carbone. L'ammoniaca viene prodotta combinando idrogeno con azoto dall'aria e la maggior parte delle emissioni è associata alla produzione di idrogeno. Poiché l'ammoniaca è una molecola priva di carbonio, quasi tutto il carbonio in ingresso può essere catturato durante il processo di produzione. Oggi, circa il 60% delle emissioni di CO_2 viene in genere catturato ma non immagazzinato in modo permanente; 130 Mt di CO_2 delle emissioni catturate, infatti, vengono poi utilizzate per l'urea e rimesse quando il fertilizzante viene applicato ai terreni. La produzione di ammoniaca rappresenta circa un terzo della domanda di idrogeno odierna [5].

IV.5 Trasporti

Negli ultimi anni le istituzioni si sono battute per regolamentare la progressiva decarbonizzazione di vari settori: l'Europa in particolare, conformemente all'accordo di Parigi, si impegna attraverso il Green Deal a ridurre entro il 2030 le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli preindustriali e a raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica, ovvero zero emissioni nette di carbonio, entro il 2050 [65]. Per ottenere risultati in linea con gli obiettivi prefissati, verranno applicate nuove regolamentazioni europee anche per il settore dei trasporti, responsabile a livello globale di circa il 23% della quota di emissioni di anidride carbonica legata all'utilizzo dei combustibili fossili, con una crescita pari a quella delle emissioni dovute al settore industriale. La quota più elevata di emissioni derivanti dal settore dei trasporti, in particolare, è associata al trasporto su strada [66].

Per la decarbonizzazione di questo settore, un contributo potrà essere fornito dai veicoli a celle a combustibile alimentati a idrogeno, identificati con la sigla FCEV, che significa "*Fuel Cell Electric Vehicle*", per distinguerle dalle BEV, *Battery Electric Vehicle*, ovvero le auto elettriche a batterie tradizionali. Una caratteristica dei veicoli a idrogeno è che l'energia richiesta per il funzionamento dei motori elettrici non viene prelevata da un pacco batterie, ma viene prodotta istantaneamente a bordo tramite le celle a combustibile. Queste non sono altro che dei dispositivi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile (in questo caso l'idrogeno pressurizzato presente nel serbatoio del mezzo) direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico, permettendo di conseguenza di raggiungere rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali. Non si

esclude in futuro la possibilità di impiegare motori a combustione interna a idrogeno (di fatto rientranti nella categoria dei carburanti sintetici o cosiddetti e-fuel), sebbene al momento gli sforzi per l'implementazione di questo carburante sembrano più concentrati sui sistemi a celle a combustibile [59].

A bordo del veicolo sono presenti anche una o più batterie per poter alimentare i sistemi ausiliari e per accumulare l'eccesso di energia elettrica prodotta. Come le altre auto elettriche, anche i veicoli a idrogeno sono, inoltre, in grado di recuperare l'energia di frenata e accumularla in batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata successivamente per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa [67]. In Figura 16 è mostrato uno schema con i componenti di un'auto a fuel cell.

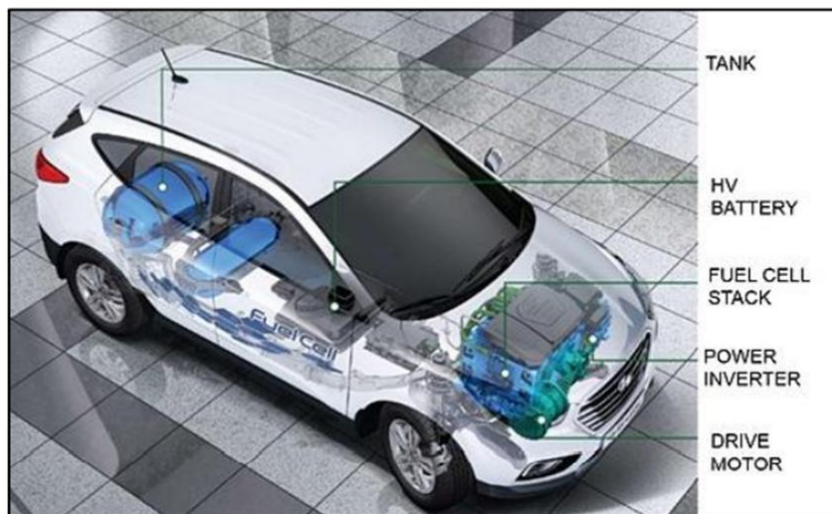


Figura 16. Componenti di un'auto a idrogeno [67]

I veicoli FCEV sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Tuttavia, i serbatoi a 70 MPa consentono autonomie molto più alte a volumi accettabili, pertanto i veicoli più recenti sono conformi a questa scelta tecnologica.

Attualmente, per le autovetture il consumo su strada è di circa **1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km** (le auto alimentate da una batteria raggiungono questo valore solo se sono dotate di batterie molto grandi, ma questo comporterà un maggiore peso del veicolo, tempi di ricarica più lunghi e un maggior costo) e **tempi di rifornimento inferiori ai 5 minuti** (a differenza di un veicolo a batterie che richiede un tempo di ricarica che varia tra i 30 minuti fino ad arrivare a qualche ora se non si utilizzano colonnine per la ricarica ultrarapida). Sono, inoltre, auto molto silenziose, come tutti i mezzi elettrici [67], [68].

Tra gli svantaggi, invece, vi è il **costo elevato**, legato al fatto che non si è ancora generata un'economia di scala per questi tipi di veicoli, e al costo del platino usato quasi sempre come catalizzatore nelle celle a combustibile; le attuali vetture a idrogeno in commercio hanno un prezzo di acquisto di circa 70.000 euro.

Altro limite del ruolo dell'idrogeno verde nella decarbonizzazione dei trasporti risiede nella **bassa efficienza energetica complessiva, nota come efficienza Well-To-Wheel** (dal pozzo alle ruote). L'idrogeno verde per alimentare le auto a celle a combustibile è prodotto, infatti, da fonti rinnovabili in elettrolizzatori che hanno un rendimento vicino al 76%. Poiché il rifornimento avviene ad una pressione di 700 atmosfere (altrimenti il serbatoio da 5 kg di idrogeno di cui è dotata una tipica auto a fuel cell occuperebbe tutto l'abitacolo), l'idrogeno va compresso o liquefatto per poter essere conservato e alimentare i serbatoi dei mezzi di trasporto, consumando ulteriore energia (11-25%). Infine, una volta nell'auto, l'idrogeno, tramite le celle a combustibile, viene convertito nuovamente in elettricità per alimentare una piccola batteria e il motore elettrico che aziona le ruote, perdendo così un altro buon 50% di energia.

Di fatto, a partire dal 100% di energia elettrica rinnovabile, alla ruota del veicolo a idrogeno arriva solamente il 30-33% dell'energia motrice utile; se si usasse, invece, la stessa quantità energia per alimentare direttamente la batteria elettrica del veicolo, l'energia utile che si trasmetterebbe alla ruota sarebbe del 70-77%. Questo significa che il motore a idrogeno necessita implicitamente di una superficie doppia di pannelli solari, oppure il doppio di turbine eoliche, o di invasi idroelettrici e condotte forzate [69].

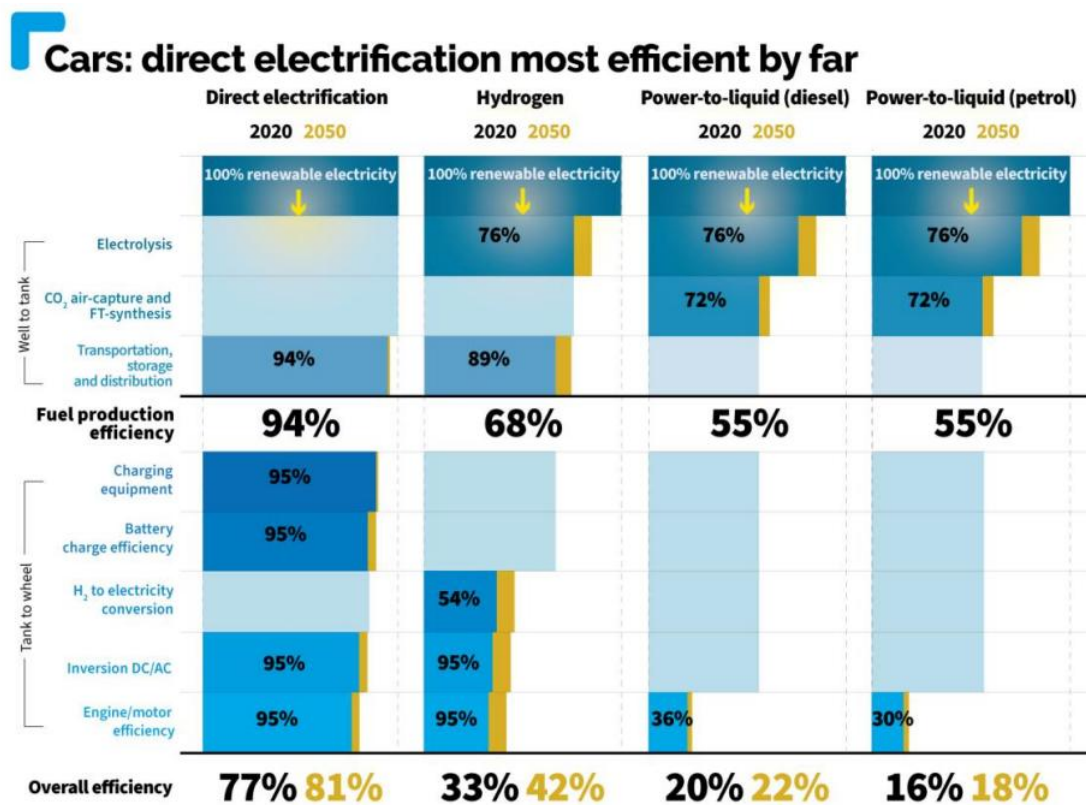


Figura 17. Efficienza WTW (Well-To-Wheel) di diversi sistemi di propulsione alimentati da carburanti derivati dall'elettricità [69]

Pertanto, come riportato in [69], i veicoli elettrici a batteria risultano essere l'unica opzione commercialmente pronta ed economicamente percorribile in grado di rispettare i target di riduzione di CO₂ necessari alla decarbonizzazione.

Come però sostenuto in [66], la mobilità ad idrogeno non deve essere considerata come un'antagonista della mobilità elettrica, ma come una complementarità. L'impiego di una propulsione totalmente elettrica, infatti, comporterebbe dei limiti progettuali che non possono essere trascurati, come l'elevato peso ed ingombro delle batterie (soprattutto per potenze elevate), i tempi di ricarica piuttosto lunghi, le possibili difficoltà di integrazione dei processi di ricarica nella rete elettrica, l'attuale assenza di un'infrastruttura per il riciclo e l'utilizzo di terre rare nella chimica delle batterie. La mobilità ad idrogeno invece, per i suoi vantaggi come un breve tempo di ricarica, il limitato incremento di peso, un'ottima autonomia e la minore dipendenza da terre rare difficilmente reperibili, si configura come una possibile soluzione per contribuire alla decarbonizzazione di nicchie difficilmente elettrificabili come mezzi pesanti, macchine industriali per la movimentazione, treni su linee ferroviarie non elettrificate, piccole imbarcazioni e piccoli velivoli. Un altro potenziale campo di applicazione potrebbe essere costituito dalle flotte di veicoli che prevedono un'operazione su più turni di lavoro, poiché il basso tempo di rifornimento dei serbatoi di idrogeno potrebbe consentire l'utilizzo di una flotta meno numerosa.

Un aspetto negativo da considerare è l'attuale mancanza di infrastrutture per il rifornimento di idrogeno. Le poche stazioni di rifornimento attualmente funzionanti in Europa hanno prestazioni insufficienti per sostenere uno sviluppo massivo del settore, sia in termini di tempi di erogazione che di pressioni massime. In Italia, inoltre, esistono vincoli estremamente stringenti sulle distanze di sicurezza previste dal **D.M. del 23/10/2018** che rendono molto complicata la realizzazione di punti di erogazione di idrogeno presso stazioni esistenti, nonché il reperimento di terreni sufficientemente ampi per la realizzazione di impianti nuovi. Questo non solo determina un incremento dei tempi

e dei costi di realizzazione, ma tendenzialmente limita lo sviluppo di un'infrastruttura capillare, in termini di numero di impianti e di copertura territoriale [59].

Come si può vedere in Figura 18, attualmente l'unica stazione di rifornimento per mezzi a idrogeno in funzione in Italia si trova a Bolzano; al sud Italia, invece, non sono presenti stazioni operative, né tanto meno ne sono state pianificate.

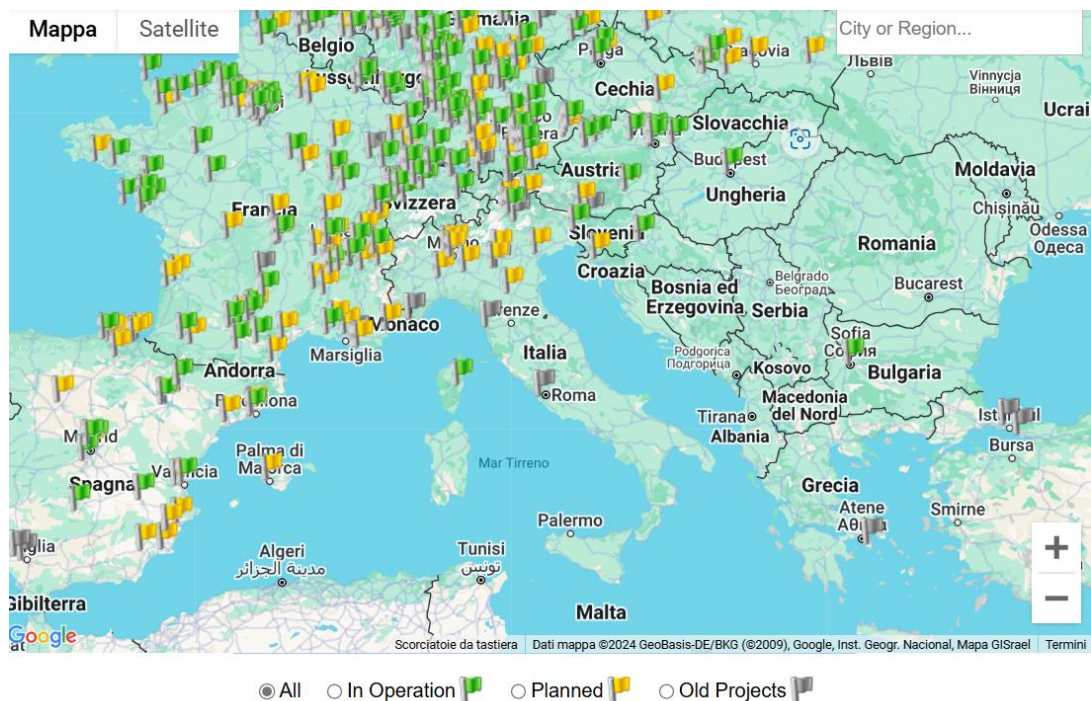


Figura 18. Mappa delle stazioni di rifornimento di idrogeno [70]

Secondo quanto riportato, però, nella Strategia Nazionale Idrogeno [60], pubblicata a novembre 2024, nuovi impianti di rifornimento potranno essere realizzati sul territorio nazionale entro il secondo trimestre 2026, per un totale di 48. Entro il 2050, inoltre, le stazioni di rifornimento dovrebbero essere circa 100, diffuse principalmente lungo la rete TEN-T (*Trans-European Transport Network*) e solo in secondo luogo lungo la rete viaria statale, provinciale e locale, in modo da soddisfare quanto richiesto dal Regolamento (UE) 2023/1804 Del Parlamento Europeo E Del Consiglio del 13 settembre

2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. Tale regolamento, infatti, prevede che gli Stati membri installino, entro il 31 dicembre 2030, lungo la rete centrale TEN-T, stazioni di rifornimento di idrogeno accessibili al pubblico a una distanza massima di 200 km tra loro, progettate per una capacità cumulativa minima di una tonnellata al giorno e dotate di almeno un distributore a 700 bar.

Il trasporto stradale però non è l'unico settore in cui la mobilità a idrogeno può dare un contributo alla decarbonizzazione. Anche nel trasporto ferroviario, infatti, la mobilità ad idrogeno costituisce una valida alternativa ai mezzi di trasporto standard, soprattutto per le linee non elettrificate.

In Italia, in particolare, si hanno circa 16.700 km di rete ferroviaria, 12.000 dei quali elettrificati e 4.700 a trazione diesel distribuiti nelle diverse regioni italiane. Come riportato in [60], i treni ad idrogeno potrebbero sostituire quelli diesel presenti su queste tratte, generalmente laddove il costo dell'infrastruttura per la trazione elettrica non sia economicamente sostenibile per numero di mezzi coinvolti, frequenza del servizio o particolari difficoltà tecniche di realizzazione dell'infrastruttura stessa che possono richiedere importanti lavori di adeguamento delle opere civili.

In ambito ferroviario, gli investimenti PNRR sono stati destinati allo sviluppo di treni a idrogeno in sei linee, situate in più regioni, scelte all'interno del "Tavolo di Coordinamento e Confronto per la Sperimentazione dell'Idrogeno in Ambito Ferroviario" istituito presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Nello specifico, le linee prescelte dal tavolo ministeriale sono:

- Lombardia (Brescia – Edolo), dove è già iniziata la sperimentazione del primo treno a idrogeno;

- Emilia-Romagna / Toscana (Firenze / Pontassieve– Borgo San Lorenzo – Faenza, Lucca – Aulla);
- Umbria / Lazio / Abruzzo: (Terni – Rieti – L’Aquila– Sulmona);
- Puglia (Lecce – Gallipoli – Leuca);
- Calabria (Reggio Calabria – Catanzaro);
- Sicilia (Siracusa – Modica, Modica – Gela, Gela Canicattì, Lentini – Gela);

In questo contesto si stima una domanda tendenziale di circa 0,3 Mtep al 2050 [60].

CAPITOLO V

Stima dei costi dell'idrogeno rinnovabile in Sicilia: confronto tra produzione in loco e produzione centralizzata

V.1 Revisione della letteratura sulle analisi economiche

Attualmente l'ostacolo principale per la diffusione dell'idrogeno ottenuto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili è il costo, compreso tra 4 e 12 USD/kg [5], ovvero circa 3,44 – 10,32 €/kg, contro un costo di 1,5 – 2 €/kg per l'idrogeno ottenuto dal reforming del gas naturale. Per questo motivo, sono molti gli studi in letteratura in cui vengono effettuate valutazioni tecnico-economiche tali da mostrare quale potrebbe essere la soluzione migliore per ridurre il costo livellato dell'idrogeno (LCOH, dall'inglese *Levelized Cost Of Hydrogen*).

In [71], ad esempio, sono state analizzate le combinazioni di tre diversi impianti di fonti rinnovabili (fotovoltaico onshore, eolico onshore ed eolico offshore) con i due tipi di elettrolizzatori commerciali, ovvero gli elettrolizzatori alcalini e a membrana a scambio protonico (PEM), ed è stato valutato il corrispondente LCOH per ciascuno. Lo studio è stato condotto considerando il funzionamento a carico parziale degli elettrolizzatori per tenere conto della variabilità della produzione rinnovabile ed è stata condotta anche un'analisi di sensibilità per valutare l'impatto del prezzo di ciascun componente dell'impianto e l'impatto del fattore di capacità dell'energia rinnovabile sul costo dell'idrogeno.

In [72] è stata condotta un'analisi di sensibilità sulle condizioni meteorologiche per gli impianti di produzione di idrogeno verde utilizzando un elettrolizzatore PEM. Sono stati considerati i casi in cui l'elettrolizzatore è alimentato solo da un impianto

fotovoltaico, solo da un impianto eolico e da una configurazione mista eolico/fotovoltaico per diversi valori di radiazione solare e velocità del vento. Oltre all'LCOH, è stato valutato anche il periodo di ammortamento dell'investimento.

In [73] è stato presentato un modello di ottimizzazione per minimizzare il costo dell'idrogeno verde prodotto sia con sistemi ibridi fotovoltaici-eolici stand-alone che connessi alla rete, con o senza la possibilità di acquistare energia elettrica dalla rete. I calcoli sono stati eseguiti considerando il degrado dei generatori rinnovabili durante la vita utile del sistema di 20 anni.

Nello studio riportato in [74] sono state effettuate valutazioni tecnico-economiche per tre diverse tecnologie di produzione di idrogeno, ovvero il cracking, il reforming autotermico e l'elettrolisi. Le tre tecnologie utilizzano rispettivamente ammoniaca verde, biogas e acqua come fonti primarie per la produzione di idrogeno, mentre per la fornitura di energia elettrica sono state utilizzate celle a combustibile per il cracking e il reforming autotermico e un sistema fotovoltaico connesso alla rete per l'elettrolisi. Il valore di LCOH più basso, pari a 6,28 €/kg, è stato ottenuto per il caso di produzione di idrogeno da ammoniaca verde mediante celle a combustibile di tipo PEM, mentre il valore più alto, pari a 7,92 €/kg, è stato ottenuto per l'idrogeno prodotto mediante elettrolisi alimentata da fotovoltaico.

In [75], invece, la tecnologia di produzione è sempre la stessa, ovvero l'elettrolisi alimentata da un impianto fotovoltaico connesso alla rete, ma sono state considerate tre diverse capacità di produzione di idrogeno dell'impianto (50, 100 e 200 kg/giorno) e quattro diverse percentuali di energia elettrica prelevata dalla rete (25%, 50%, 75% e 100%), energia quindi non del tutto rinnovabile; pertanto, l'idrogeno prodotto non può essere esattamente definito green. L'analisi è stata condotta in un contesto italiano e il

miglior valore di LCOH (9,29 €/kg) è stato ottenuto per una capacità produttiva di 200 kg/giorno di idrogeno con il 50% dell'energia elettrica necessaria fornita dalla rete. Lo studio ha dimostrato che all'aumentare della capacità produttiva dell'impianto, il costo dell'idrogeno prodotto diminuisce, indipendentemente dal mix energetico.

Uno dei migliori risultati per il valore di LCOH in Italia, infine, è stato ottenuto in [76] ed è di 3,82 €/kg. Nello studio è stata considerata la provincia di Taranto, con un'offerta mista di energia rinnovabile da impianti eolici e fotovoltaici. Sono stati analizzati ventidue scenari con taglie di impianto variabili tra 0 kWp e 200 kWp, ma senza considerare i costi legati all'acquisto dell'acqua demineralizzata e alla fase di compressione dell'idrogeno prodotto.

Per sopperire ad alcune lacune riscontrate in letteratura, come la mancanza delle economie di scala sui costi degli elettrolizzatori, e approfondire la tematica applicandola ad una regione italiana con elevata disponibilità di energia rinnovabile, è stato realizzato lo studio riportato nel paragrafo successivo.

V.2 Il caso studio della Sicilia

L'obiettivo di questo studio è stato quello di determinare il costo livellato dell'idrogeno rinnovabile prodotto in Sicilia, regione del Sud Italia scelta perché particolarmente ricca di energie rinnovabili, in particolare eolico e fotovoltaico, e di raffinerie. La Sicilia, infatti, ospita il 45,7% delle raffinerie italiane [77], settore industriale in cui l'idrogeno è già utilizzato ma prodotto da fonti fossili. Per lo studio sono state prese in considerazione le due tecnologie di elettrolizzatori oggi disponibili in

commercio, ovvero gli elettrolizzatori alcalini e PEM, facendo un confronto tra la produzione in loco, nota anche come produzione decentralizzata o distribuita, e la produzione centralizzata. Nel caso di produzione in loco, l'approvvigionamento di energia rinnovabile per gli elettrolizzatori avviene attraverso un impianto fotovoltaico dedicato, più facile da installare nei siti industriali rispetto, ad esempio, ad un impianto eolico, ed è stata eseguita un'analisi di sensitività sulle taglie dell'impianto, sui tassi di interesse e sulla presenza del sistema di accumulo a batteria per l'energia elettrica in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico. Nello studio per la produzione centralizzata, invece, si è tenuto conto anche dell'energia prodotta dagli impianti eolici e, soprattutto, delle economie di scala sui costi degli elettrolizzatori, fattore trascurato negli studi presenti in letteratura, considerando le modalità di trasporto ottimali in base alla distanza e alla quantità di idrogeno da trasportare. Lo schema riassuntivo dei casi studio è riportato in Figura 19.

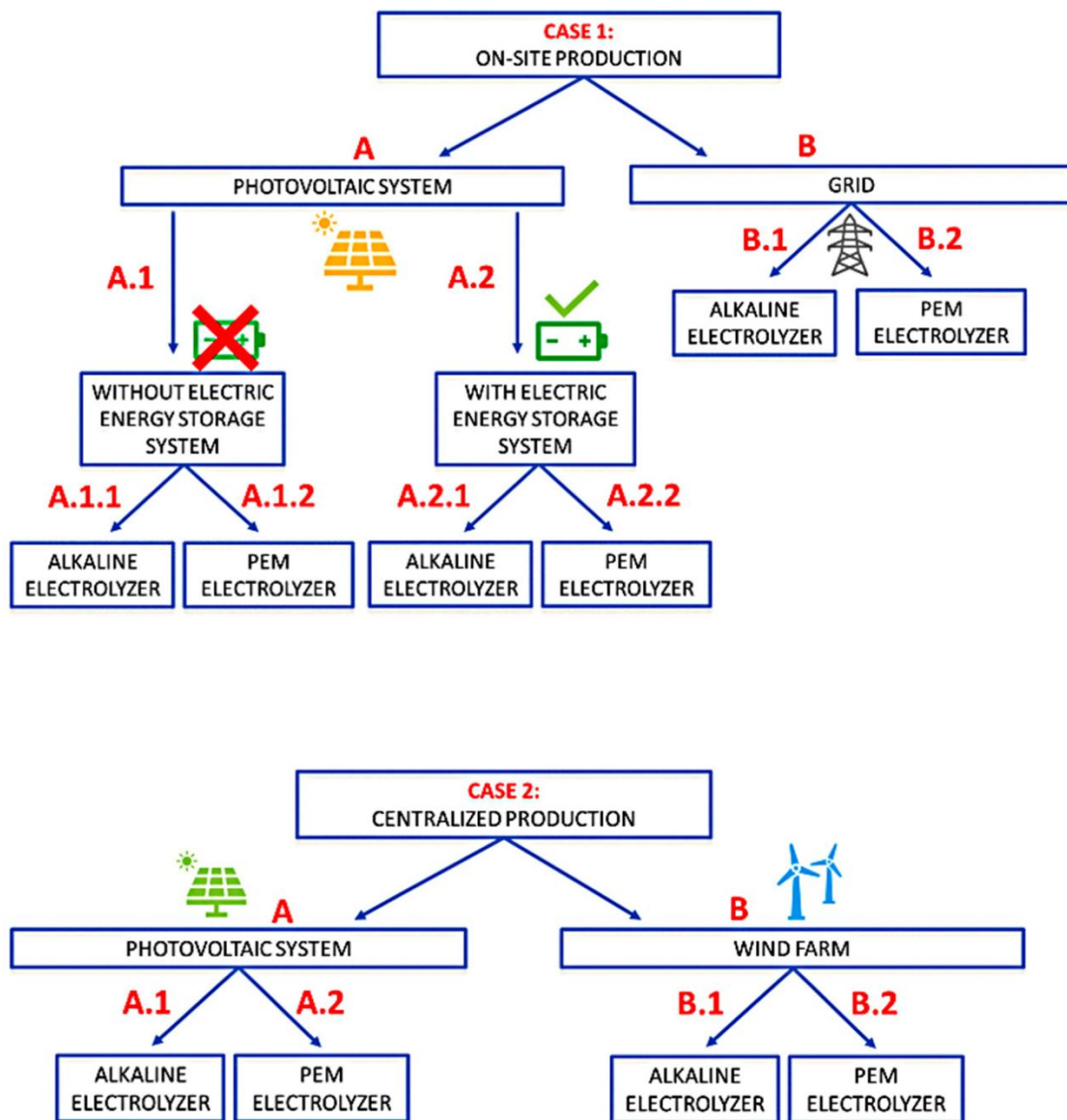


Figura 19. Casi studio

Per il caso di studio della produzione localizzata o distribuita, sono stati considerati elettrolizzatori da 1 MW. Tale valore coincide con la taglia minima prevista dal bando regionale finalizzato alla selezione di proposte progettuali per la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse finanziate con risorse del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza [78]. Sempre in conformità con i

valori di tale bando, per la fornitura di energia rinnovabile, sono stati considerati impianti fotovoltaici, con e senza sistema di accumulo con batterie a ioni di litio, aventi una capacità installata pari ad almeno il 20% della potenza dell'elettrolizzatore.

Le specifiche tecniche degli elettrolizzatori assunti in questo studio sono riportate rispettivamente in Tabella 2 per la tecnologia alcalina e in Tabella 3 per la tecnologia con membrana a scambio protonico.

Tabella 2. Specifiche tecniche dell'elettrolizzatore alcalino impiegato per la produzione in loco

Potenza nominale	1 MW
Consumo energetico del sistema	5,1 kWh/Nm ³
Range operativo	20 – 100%
Consumo di acqua	1 l/Nm ³ H ₂
Elettrolita	30 % KOH in soluzione acquosa
Purezza dell'idrogeno prodotto	> 99,998 %
Flusso nominale di idrogeno	200 Nm ³ /h
Pressione dell'idrogeno prodotto	da 27 a 30 bar

Tabella 3. Specifiche tecniche dell'elettrolizzatore con membrana a scambio protonico (PEM) impiegato per la produzione in loco

Potenza nominale	1 MW
Consumo energetico del sistema	4,9 kWh/Nm ³
Range operativo	5 – 100%
Consumo di acqua	< 2 l/Nm ³ H ₂
Elettrolita	Membrana polimerica
Purezza dell'idrogeno prodotto	> 99,999 %
Flusso nominale di idrogeno	200 Nm ³ /h
Pressione dell'idrogeno prodotto	30 bar

Per la produzione centralizzata, invece, sono stati considerati sistemi di elettrolisi di grossa taglia, già disponibili in commercio, le cui caratteristiche principali sono riportate in Tabella 4.

Tabella 4. Specifiche degli impianti di elettrolisi commerciali su larga scala.

Tecnologia	Potenza nominale	Consumo di energia	Flusso di idrogeno nominale
Alcalina	100 MW	3,33 kWh/Nm ³	30.000 Nm ³ /h
Membrana a scambio protonico	22,14 MW	4,5 kWh/Nm ³	4.920 Nm ³ /h

Come visto nelle tabelle precedenti, l'idrogeno in uscita dall'elettrolizzatore ha una pressione massima di 30 bar, pressione insufficiente per poter immagazzinare, trasportare o utilizzare l'idrogeno. È stato quindi necessario aggiungere al sistema un'unità di compressione meccanica, la cui taglia è stata determinata attraverso la seguente equazione, in accordo con quanto riportato in [75]:

$$S_{compr} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot L_{is,c}}{\eta_{is,c} \cdot \eta_m \cdot \eta_e} \quad (1)$$

in cui

- S_{compr} è la taglia nominale del compressore [kW];
- \dot{m}_{H_2} è il flusso di idrogeno [kg/s];
- $L_{is,c}$ è il lavoro specifico di compressione [kJ/kg];
- $\eta_{is,c}$ è l'efficienza isentropica (80%);
- η_m è l'efficienza meccanica (98%);
- η_e è l'efficienza del generatore elettrico (96%);

Il lavoro specifico di compressione è dato dalla seguente equazione (2):

$$L_{is,c} = \frac{k}{k-1} \cdot R_{H_2} \cdot T_{in} \cdot \left[\left(\frac{p_{out}}{p_{in}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (2)$$

in cui

- k è il rapporto tra il calore specifico a pressione costante e il calore specifico a volume costante ed è pari a 1,4 per l'idrogeno;
- R_{H_2} è la costante dell'idrogeno gassoso (4,12 kJ/kgK);
- T_{in} è la temperatura dell'idrogeno in ingresso al compressore, assunta pari a 298,15 K;

- p_{out} è la pressione dell'idrogeno in uscita dal compressore;
- p_{in} è la pressione dell'idrogeno che entra nel compressore;

La pressione di uscita dell'idrogeno (p_{out}) considerata in questo studio è di 200 bar, cioè la pressione alla quale l'idrogeno viene solitamente compresso per uso industriale o di laboratorio [79].

In tutti i casi di studio analizzati, è stato assunto un funzionamento degli elettrolizzatori nei range di potenza definiti dai produttori, piuttosto che un funzionamento solo a pieno carico, in modalità on-off, come fatto in precedenza in [80].

Per quanto riguarda l'ubicazione dell'impianto per la produzione in loco, è stata scelta la città di Milazzo (Messina) per due motivi: si trova in riva al mare, quindi si presta bene ad ospitare in futuro elettrolizzatori che utilizzeranno acqua di mare, ed è sede di un'importante area industriale per la Sicilia dove l'idrogeno potrebbe essere utilizzato per vari scopi. Nel dettaglio, una delle raffinerie siciliane si trova proprio a Milazzo.

In questo caso di studio, per valutare il costo livellato dell'idrogeno ($LCOH$) è stata utilizzata la seguente equazione:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t - Rev_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_{2t}}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

dove $CAPEX_t$ sono i costi di investimento sostenuti nell'anno t , $OPEX_t$ sono i costi operativi sostenuti nell'anno t , Rev_t sono i ricavi ottenibili nell'anno t dalla vendita dell'energia elettrica in eccesso prodotta dagli impianti fotovoltaici che alimentano gli elettrolizzatori, H_{2t} è l'idrogeno prodotto nell'anno t , n è la durata di vita dell'impianto, assunta pari a 20 anni, e r è il tasso di sconto reale del progetto. CAPEX e OPEX per ciascun componente dell'impianto sono riportati in Tabella 5.

Tabella 5. CAPEX e OPEX dei componenti dell'impianto

Componente	CAPEX	OPEX
Elettrolizzatore alcalino	500-1400 USD/kWe [81] (\approx 460-1288 €/kWe)	5% dell'investimento [82]
Elettrolizzatore PEM	1100-1800 USD/kWe [81] (\approx 1012-1656 €/kWe)	5% dell'investimento [82]
Compressore	$36079.54 \cdot P_{compr}^{0.6038}$ € [74]	8% dell'investimento [74]
Sistema fotovoltaico	771 USD/kW [83] (\approx 709,32 €/kW)	13,2 USD/kW [83] (\approx 12,14 €/kW)
Batterie a ioni di litio	207-228 €/kWh [84]	2,1-2,8 €/kWh [84]

Per i costi associati all'acqua consumata durante l'elettrolisi, sono state utilizzate come riferimento le tariffe AMAM (Azienda Meridionale Acque Messina) per uso industriale di 2064 €/mese più 1,49 €/m³ [85], trascurando i costi aggiuntivi per l'ottenimento dell'acqua distillata.

Nei casi studio relativi alla produzione in loco, è stato scelto inizialmente un impianto fotovoltaico senza accumulo della stessa taglia dell'elettrolizzatore (1 MW_p), per poi incrementarla in modo da mostrare come il costo dell'idrogeno verde, le ore di funzionamento dell'elettrolizzatore e la quantità di idrogeno prodotto annualmente varino con la taglia dell'impianto fotovoltaico. I dati di produzione oraria di energia elettrica del

fotovoltaico sono stati ottenuti attraverso lo strumento online PVGIS [86], per mezzo del quale sono stati individuati anche i valori ottimali di inclinazione e azimut per i moduli.

Nel caso, invece, della produzione centralizzata, è stato ipotizzato che gli impianti di elettrolisi e compressione dell'idrogeno siano installati in zone particolarmente soleggiate e ventose della Sicilia e alimentati con energia rinnovabile che viene valorizzata attraverso l'LCOE (Levelized Cost Of Energy), ovvero il costo livellato dell'energia. La formula per il calcolo dell'LCOH diventa quindi la seguente:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_{2t}}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

dove il costo dell'energia rinnovabile è incluso nelle spese operative. Quest'ultime, inoltre, includono il costo del trasporto dell'idrogeno all'utente finale, che può essere eseguito attraverso due diverse soluzioni: con autocisterne, che trasportano idrogeno compresso in bombole a 200-700 bar, e con condotte dedicate. A seconda del volume di idrogeno trasportato e della distanza percorsa, i costi di trasporto possono essere ottimizzati scegliendo tra le due soluzioni [59], come mostrato in Figura 20.

Volume (tons/day)

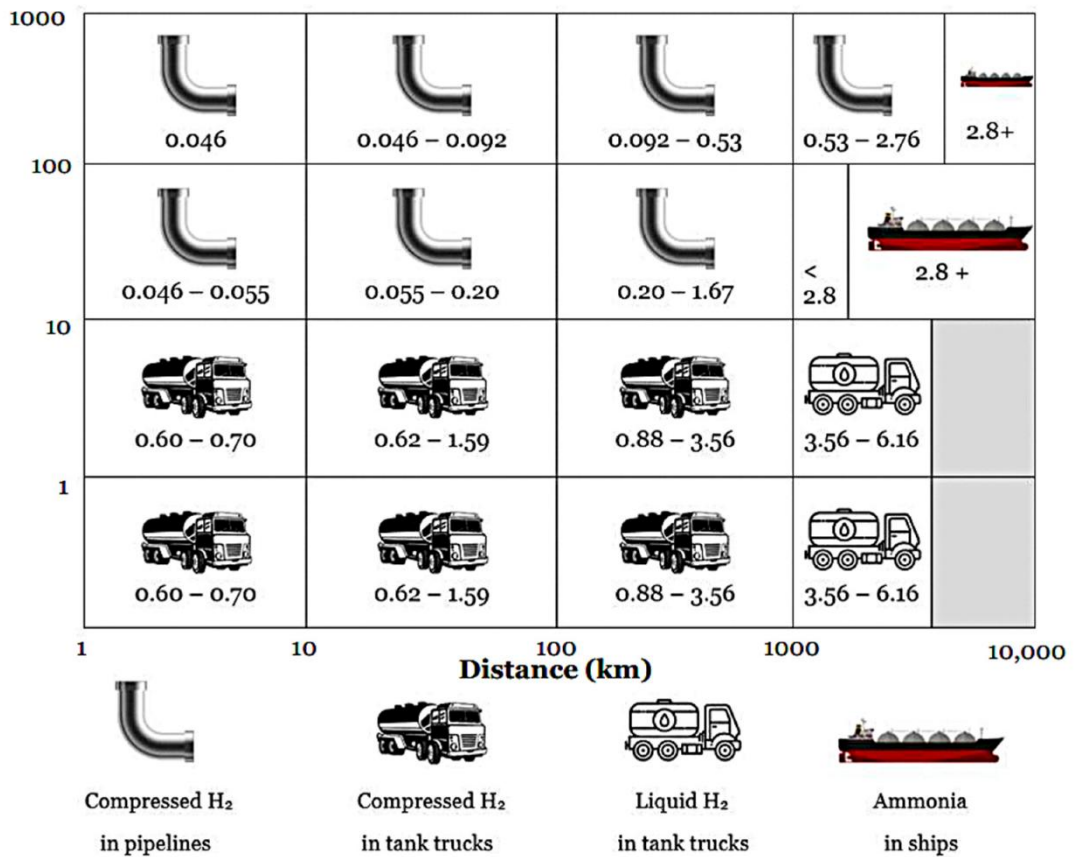


Figura 20. Confronto schematico del costo di trasporto dell'idrogeno (€/kg) tra diverse soluzioni di trasporto, in relazione al volume da trasportare e alla distanza da percorrere (Elaborazione da [59]).

Il principale vantaggio atteso dalla produzione centralizzata è il basso costo di produzione dato dalle maggiori efficienze degli impianti di grandi dimensioni e dalle economie di scala sugli elettrolizzatori. Per tenere conto della variabilità dei costi unitari degli elettrolizzatori in funzione della taglia, è stato applicato il metodo del fattore di scala o metodo costo/capacità [87], che consiste nella seguente relazione logaritmica:

$$C_b = C_a \left(\frac{S_b}{S_a} \right)^f \quad (5)$$

dove C_a e S_a rappresentano rispettivamente il costo e la taglia del componente di riferimento noto, S_b è la taglia del componente il cui costo C_b deve essere derivato e f è il fattore di scala applicato al componente considerato. Sebbene questa legge sia comunemente nota in letteratura come la legge dei sei decimi, sia per gli elettrolizzatori alcalini che per quelli a membrana a scambio protonico è stato adottato un valore del fattore di scala di 0,75 [87].

Per la produzione centralizzata di idrogeno pulito sono state valutate le aree più idonee per l'installazione degli impianti, ovvero le aree più soleggiate e ventose della Sicilia, determinate rispettivamente attraverso gli strumenti Global Solar Atlas [88] e Global Wind Atlas [89] e mostrate in Figura 21 e Figura 22.



Figura 21. Distribuzione del potenziale energetico fotovoltaico in Sicilia

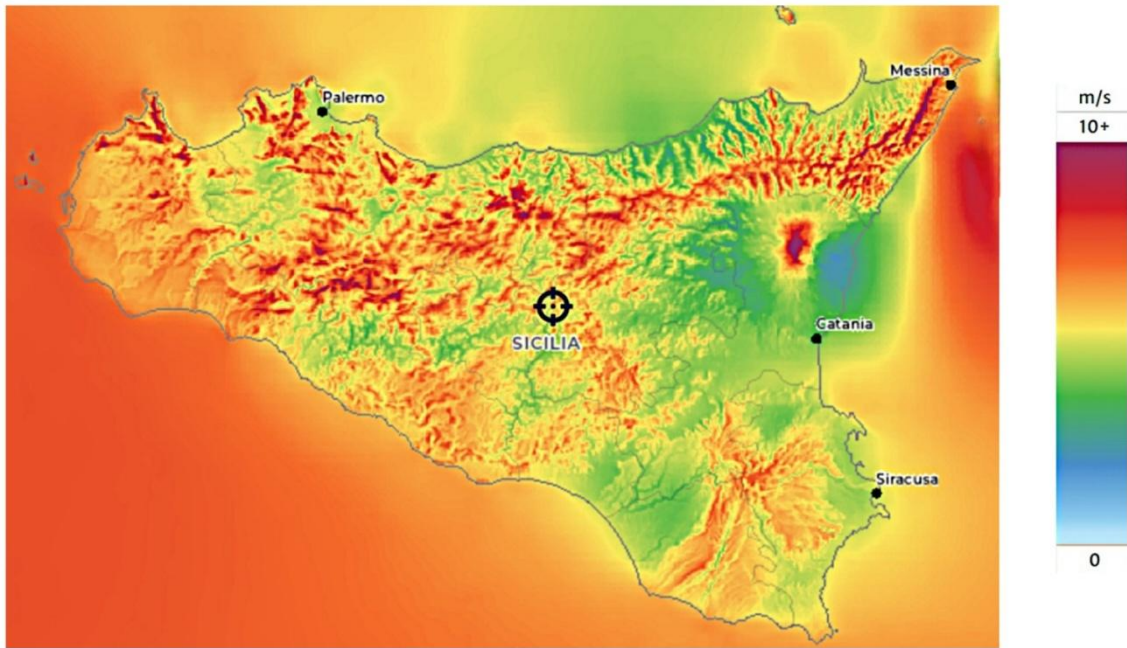


Figura 22. Distribuzione della risorsa eolica in Sicilia

Per dimensionare gli impianti è stata valutata la domanda di idrogeno da soddisfare a livello regionale per le sole raffinerie, settore in cui l'idrogeno è già utilizzato e dove, quindi, non è necessario creare una domanda. Dai dati riportati in [90] per ogni raffineria siciliana, il consumo totale di idrogeno è di 201.734,8 tonnellate all'anno. Considerando che gli impianti di elettrolisi con tecnologia alcalina su larga scala disponibili in commercio hanno efficienze di conversione di circa 3,8-4,4 kWh/Nm³ e considerando che ogni Nm³ di idrogeno equivale a 0,08988 kg, produrre 201.734,8 tonnellate di idrogeno pulito richiederebbe più di 7 TWh di energia rinnovabile, una quantità sproporzionata per la Sicilia.

Per questo motivo si è fatto riferimento al report [77] per dimensionare gli impianti. Questo studio ha rilevato che se il settore della raffinazione in Italia sostituirà il 20% dell'attuale produzione di idrogeno con la tecnologia dell'elettrolisi, contribuirà per

circa il 10% all'obiettivo per la domanda di consumo finale di energia nel 2030 riportato nelle *Hydrogen Strategy Guidelines* (0,7 Mt/anno al 2030). Ciò implica la necessità di produrre 72.000 tonnellate all'anno di idrogeno pulito.

Nello stesso report viene fornita la distribuzione geografica dei siti produttivi per il settore della raffineria, di cui il 45,7% è localizzato in Sicilia; quindi, si è ipotizzata una domanda regionale di idrogeno rinnovabile pari al 45,7% delle 72.000 tonnellate/anno nazionali, ovvero 32.904 tonnellate/anno. Questo valore equivale al 16% del consumo totale di idrogeno nelle raffinerie siciliane.

La Tabella 6 mostra le quantità di idrogeno pulito che dovranno essere utilizzate in ciascuna raffineria per raggiungere l'obiettivo appena discusso, che è il 16% del consumo di ciascuna raffineria derivato da [90]. L'ultima colonna mostra anche la domanda giornaliera di idrogeno pulito, stimata ipotizzando 300 giorni operativi all'anno.

Tabella 6. Domanda di idrogeno delle raffinerie siciliane e quantità di idrogeno pulito necessaria per raggiungere l'obiettivo fissato da [77].

Raffineria	Domanda di idrogeno [ton/anno] [31]	Fabbisogno di idrogeno rinnovabile [ton/anno]	Domanda giornaliera di idrogeno rinnovabile [ton/giorno]
Gela Praoil	19.512,5	3.182,59	10,60
Priolo ISAB SpA (sud)	28.578,81	4.661,35	15,54

Melilli ISAB SpA (nord)	10.899,14	1.777,71	5,92
Augusta Sonatrach	33.965,26	5.539,91	18,47
Raffineria di Milazzo SpA (Eni)	108.779,1	17.742,44	59,14

V.2.1 Risultati relativi alla produzione in loco

Per i casi relativi allo scenario A.1, ovvero con impianto fotovoltaico senza sistema di accumulo di energia elettrica, i calcoli del costo livellato dell'idrogeno verde sono stati condotti sia considerando la vendita dell'energia elettrica in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico, al prezzo di 0,05 €/kWh [91], sia senza considerarla.

Dopo aver calcolato l'LCOH nel caso di un elettrolizzatore da 1 MW alimentato da un impianto fotovoltaico della stessa taglia, si è deciso di ripetere i calcoli per un impianto fotovoltaico da 1,666 MWp, per verificare se una taglia dell'elettrolizzatore pari al 60% della capacità fotovoltaica sia una soluzione ottimale anche nel sud Italia, come nei casi studio affrontati in [92].

Altri calcoli sono stati eseguiti per impianti fotovoltaici fino a 2,7 MWp, lasciando invariata la taglia dell'elettrolizzatore. I risultati ottenuti, in termini di LCOH, produzione annua di idrogeno e ore di funzionamento dell'elettrolizzatore sono riportati in Figura 23 e Figura 24 rispettivamente per l'elettrolizzatore alcalino e per l'elettrolizzatore con membrana a scambio protonico.

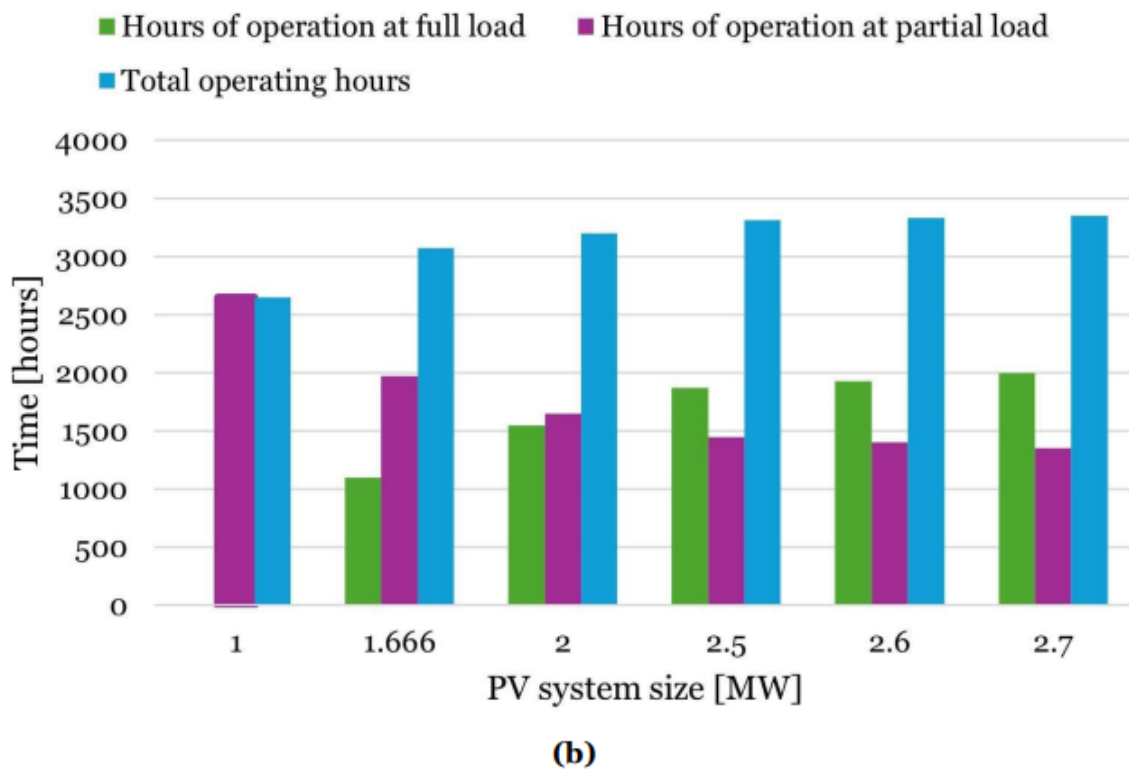
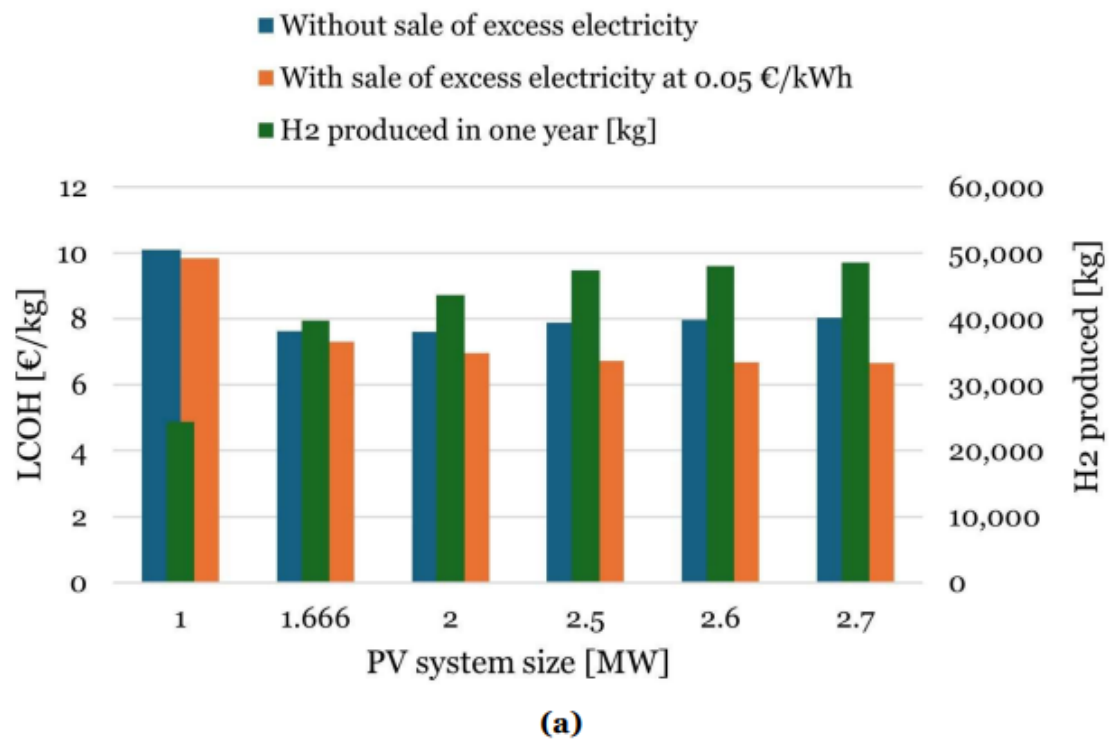


Figura 23. Valori di LCOH, idrogeno prodotto (a) e ore di funzionamento (b) per diverse taglie di impianto fotovoltaico che alimenta l'elettrolizzatore alcalino da 1 MW.

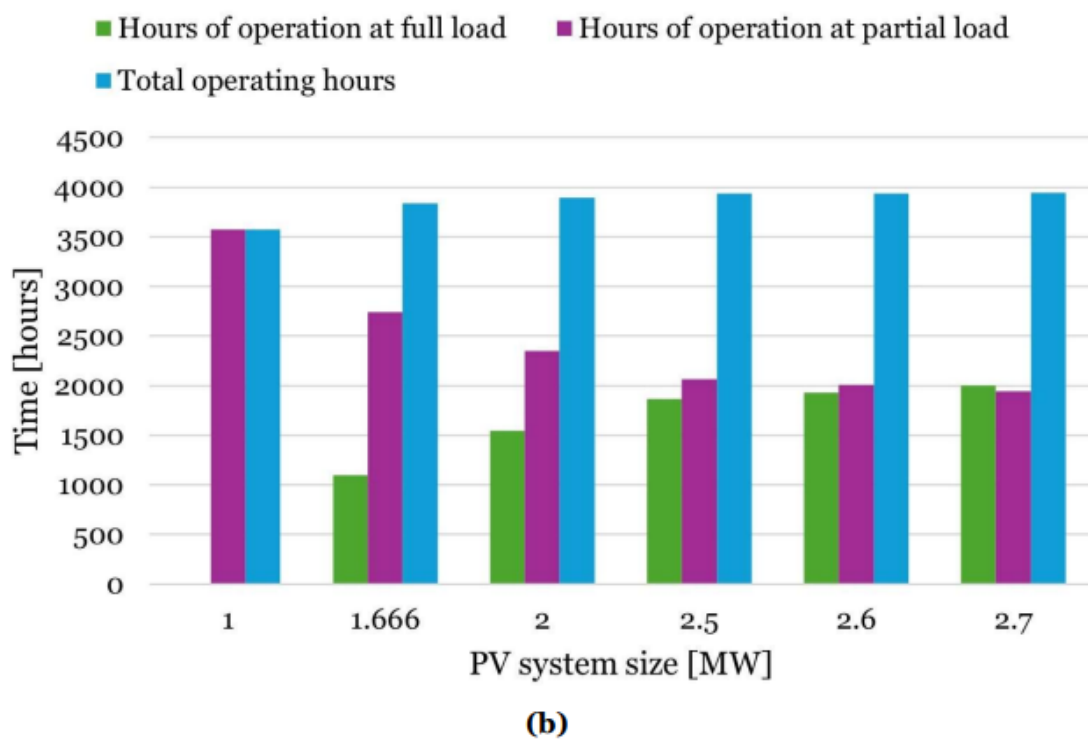
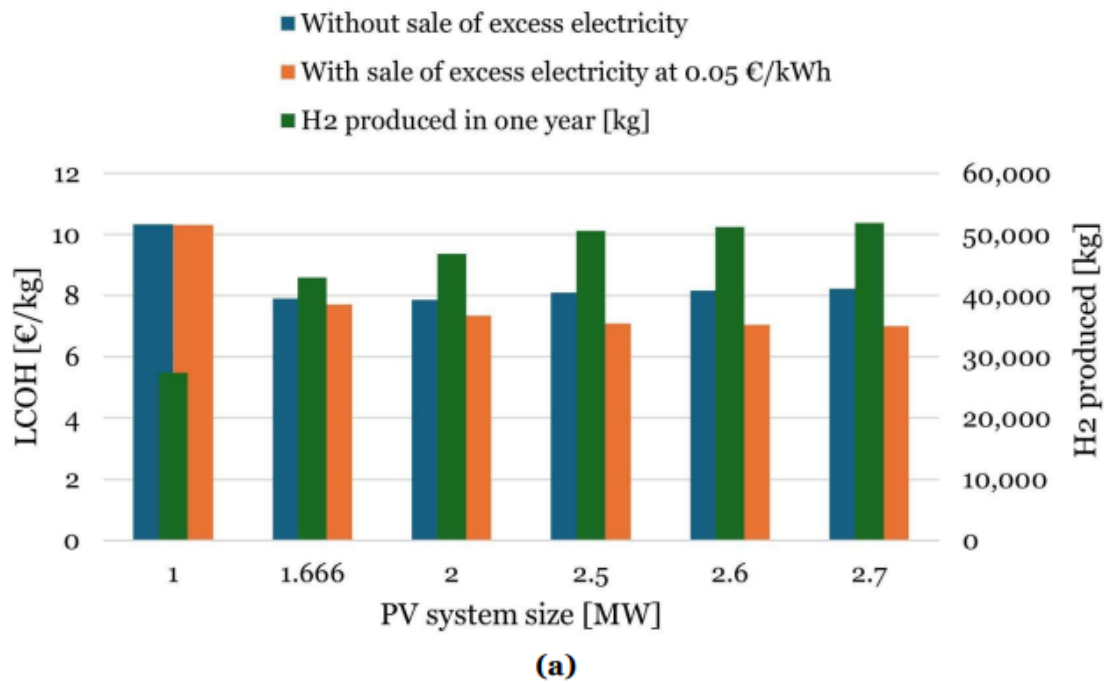


Figura 24. Valori di LCOH, idrogeno prodotto (a) e ore di funzionamento (b) per diverse taglie di impianto fotovoltaico che alimenta l'elettrolizzatore PEM da 1 MW.

Come si evince dai grafici, oltre una certa taglia dell'impianto fotovoltaico che alimenta l'elettrolizzatore da 1 MW, si verifica una sorta di saturazione per cui aumentare ulteriormente la taglia dell'impianto non produce benefici significativi, soprattutto in termini di costo dell'idrogeno verde, che si attesta intorno ai 6,66-8 €/kg per il caso A.1.1, 7-8 €/kg per il caso A.1.2. Inoltre, senza la vendita di energia elettrica in eccesso alla rete, al di sopra di una certa taglia dell'impianto fotovoltaico il costo dell'idrogeno aumenta leggermente; ciò significa che l'aumento dei costi associato all'impianto fotovoltaico di taglia maggiore è proporzionalmente superiore all'aumento dell'idrogeno prodotto.

Di seguito, invece, sono riportati i risultati nei casi in cui elettrolizzatori e compressori sono alimentati da impianti fotovoltaici dotati di sistemi di accumulo costituiti da batterie agli ioni di litio. La taglia delle batterie è stata scelta in modo tale da recuperare non solo l'energia fotovoltaica in eccesso rispetto all'energia massima richiesta dall'impianto di produzione di idrogeno compresso, ma anche l'energia in difetto rispetto all'energia minima richiesta dall'impianto per il suo funzionamento. Questo viene fatto in modo tale da convertire la massima quantità possibile di energia rinnovabile in idrogeno, senza cederla alla rete. La Figura 25 mostra i flussi di energia prodotti dall'impianto fotovoltaico (E_{PV}), l'energia in ingresso (ESS_{in}) e in uscita (E_{out}) dalle batterie e l'energia consumata dall'impianto di elettrolisi e compressione (E_{plant}) durante una giornata tipo.

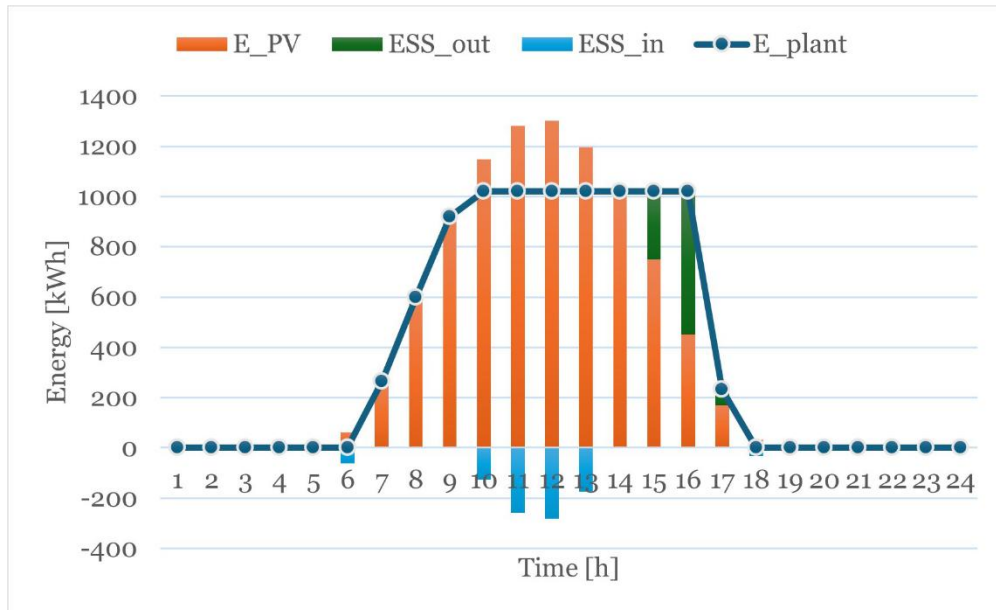


Figura 25. Flussi di energia elettrica per impianto di produzione di idrogeno verde con elettrolizzatore alcalino alimentato da impianto fotovoltaico dotato di sistema di accumulo.

Il grafico riportato in Figura 25 si riferisce ad un impianto fotovoltaico da 2,6 MWp, anch'esso installato a Milazzo, dotato di accumulo da 920 kWh per alimentare l'impianto di produzione di idrogeno con elettrolizzatore alcalino da 1 MW. Grazie alla presenza delle batterie, l'impianto può funzionare a pieno carico per 7 ore al giorno, rispetto alle 5 ore che lo stesso impianto fotovoltaico senza accumulo avrebbe potuto garantire. Le ore di funzionamento a carico parziale sono quindi ridotte di due unità al giorno. Complessivamente l'idrogeno prodotto in un anno aumenta di quasi 10 tonnellate, ma il costo, rispetto al caso A.1.1 in cui l'elettrolizzatore è alimentato dall'impianto fotovoltaico della stessa taglia senza batterie, con l'energia in eccesso ceduta alla rete, aumenta leggermente, passando da 6,69 €/kg a 7,02 €/kg.

Risultati analoghi si ottengono nel caso dell'elettrolizzatore a membrana a scambio protonico: la differenza principale è la taglia del sistema di accumulo che, in

questo caso, è più piccola e pari a 850 kWh, dovuta alla capacità dell'elettrolizzatore PEM di operare in un range di potenze più ampio. L'idrogeno prodotto annualmente aumenta di quasi 9 tonnellate, mentre il costo livellato è di 7,33 €/kg, ovvero 0,28 €/kg in più rispetto al caso in cui l'impianto fotovoltaico è privo di batterie.

Si può, quindi, concludere che la presenza del sistema di accumulo di energia elettrica in batteria consente di aumentare la produzione di idrogeno di circa il 17-20%, ma da un punto di vista economico, sebbene le batterie incidano solo per il 5-6% sulle spese CAPEX e OPEX come mostrato nella Figura 26, sarebbe meglio vendere l'energia in eccesso alla rete piuttosto che accumularla per produrre ulteriore idrogeno.

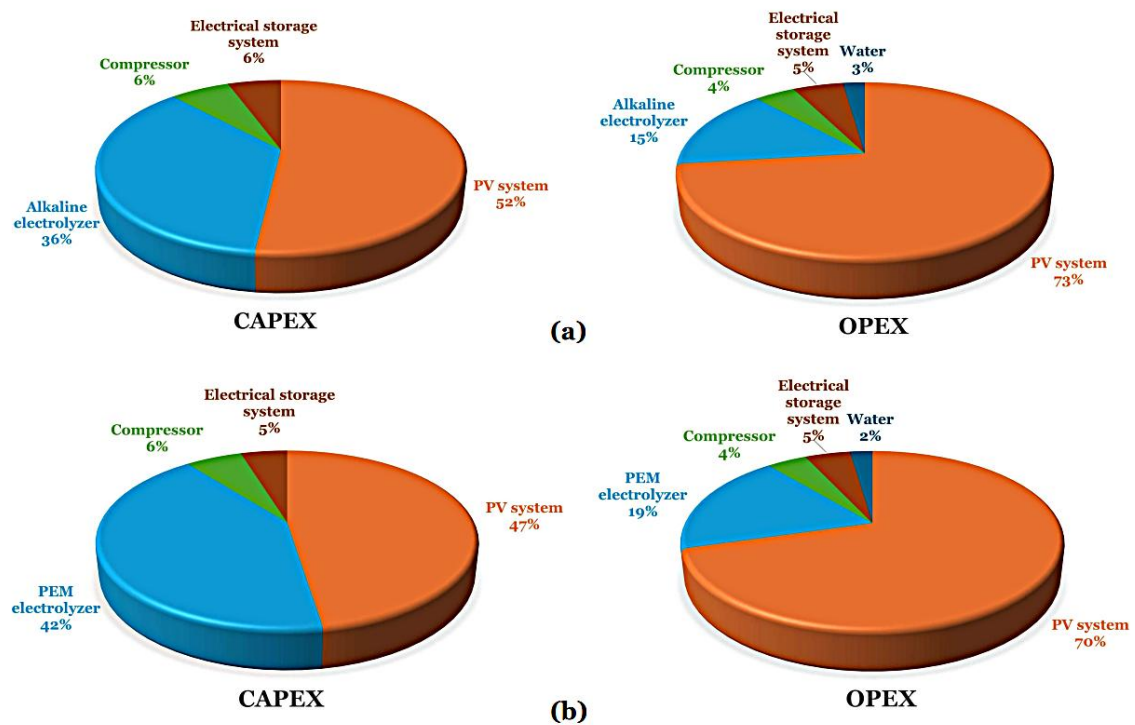


Figura 26. Allocazione CAPEX e OPEX nel caso di impianti di produzione di idrogeno pulito con tecnologia alcalina (a) e tecnologia PEM (b) alimentati da impianto fotovoltaico con batterie.

In Figura 27, infine, sono riportati i risultati ottenuti, in termini di LCOH, alimentando l'impianto di elettrolisi e compressione dell'idrogeno con energia elettrica proveniente dalla rete, ovvero energia non rinnovabile.

In questo caso, le spese di investimento e di gestione associate all'impianto di produzione di energia rinnovabile vengono eliminate e sostituite dal costo dovuto all'acquisto di energia dalla rete. Tale costo è stato assunto pari a 0,24 €/kWh, ovvero il prezzo medio dell'energia elettrica in Italia, nel primo semestre del 2023, al netto dell'IVA e di altre imposte e tasse recuperabili per i consumatori non domestici con elevato consumo energetico (banda ID) riportati nella banca dati Eurostat [93].

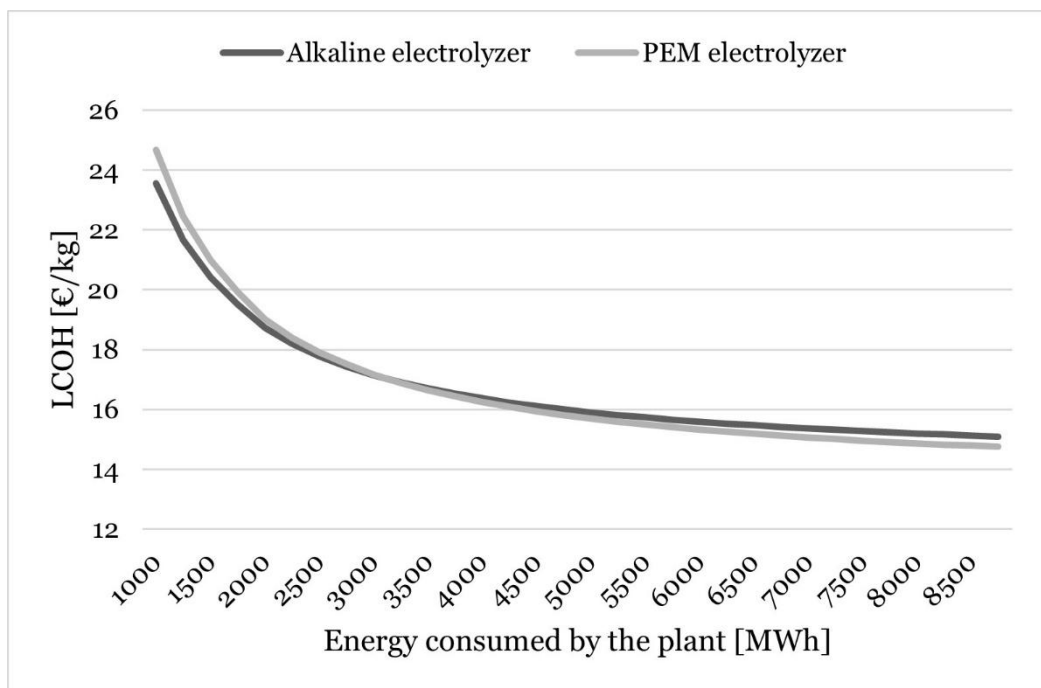


Figura 27. Andamento dell'LCOH ottenuto alimentando l'impianto con energia elettrica proveniente dalla rete.

Come si può vedere dalle curve mostrate in Figura 27, i costi dell'idrogeno non rinnovabile prodotto mediante elettrolisi sono molto più elevati dei costi dell'idrogeno verde mostrati in Figura 23 e Figura 24, rimanendo sopra i 14 €/kg anche nell'ipotesi del

tutto ideale in cui l'impianto funziona a piena potenza per tutte le ore dell'anno. Utilizzare gli elettrolizzatori per produrre idrogeno con l'elettricità dalla rete è, quindi, non solo insostenibile dal punto di vista ambientale ma anche antieconomico.

Tuttavia, la situazione sarebbe diversa se gli elettrolizzatori fossero alimentati dalla rete durante i periodi di compensazione degli sbilanciamenti. In questo caso, infatti, l'idrogeno prodotto verrebbe riconosciuto come rinnovabile, in conformità alla direttiva europea [94], e gli impianti di elettrolisi fornirebbero un servizio che, una volta remunerato, si tradurrà in un minor costo per l'idrogeno prodotto.

Per mostrare come il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete incida sul costo livellato dell'idrogeno, è stata realizzata un'analisi di sensitività. In Figura 28 sono riportati i valori medi di LCOH ottenuti al variare del costo dell'energia, per entrambe le tecnologie di elettrolizzatori, e le relative linee di tendenza.

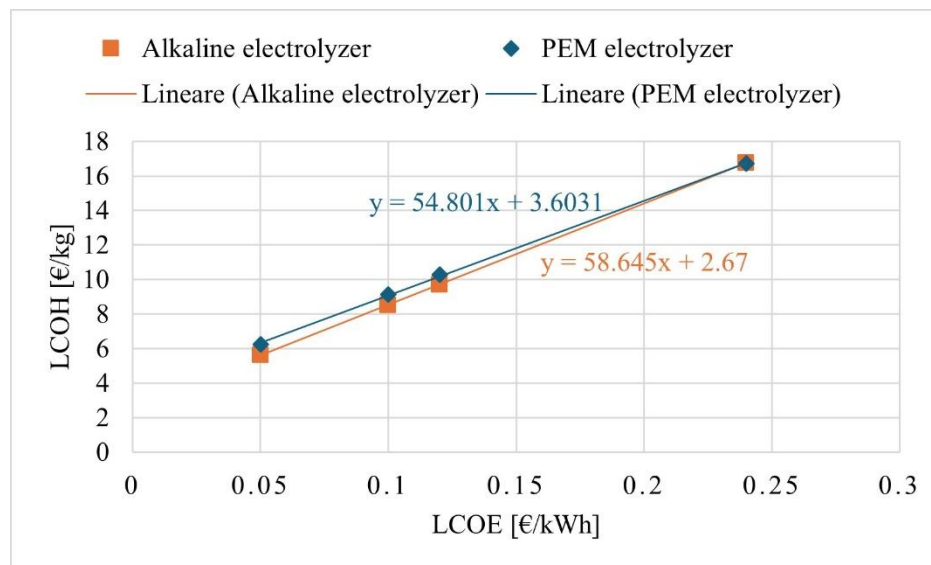


Figura 28. Analisi di sensitività sul costo medio dell'idrogeno al variare del prezzo dell'energia elettrica acquistata dalla rete

V.2.2 Risultati relativi alla produzione centralizzata

Assumendo un fattore di carico degli elettrolizzatori pari al 40%, ovvero 3504 ore di funzionamento annuali, e considerando il tasso di produzione di idrogeno dell'impianto riportato in Tabella 4, pari a 30.000 Nm³/h, per soddisfare la consolidata domanda di idrogeno pulito con tecnologia alcalina saranno necessari 4 impianti da 100 MW, ciascuno localizzato nei punti segnati in giallo in Figura 29. In azzurro sono invece segnate le città in cui si trovano le raffinerie, dove verrà utilizzato l'idrogeno.

Tenendo conto dell'economia di scala, valutata con l'equazione (5) assumendo S_a pari a 1 MW e C_a pari a 1.400.000 USD, e le migliori efficienze di conversione del sistema considerato, il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile ottenuto da energia fotovoltaica, valorizzata al costo medio valutato dai dati riportati in [81] e pari a 60,52 €/MWh, è pari a 2,72 €/kg, mentre il costo di produzione dell'idrogeno da energia eolica, valorizzata a 56,20 €/MWh, è di 2,56 €/kg.

A queste cifre sono stati aggiunti i costi di trasporto, stimati in base alla distanza e alla quantità di idrogeno da trasportare secondo la Figura 20. I costi che le raffinerie dovranno quindi sostenere per acquistare l'idrogeno necessario sono riassunti nella Tabella 7, dove, per ogni città che ospita le raffinerie, sono stati considerati i siti di produzione centralizzata più vicini.



(a)



(b)

Figura 29. Ubicazione degli impianti centralizzati di produzione di idrogeno rinnovabile, in giallo, da energia eolica (a) e solare fotovoltaica (b) e ubicazione dei siti di utilizzo dell'idrogeno, in azzurro.

Tabella 7. Costo dell'idrogeno rinnovabile prodotto in impianti centralizzati con tecnologia alcalina e trasportato all'utente finale.

Sito di utilizzo	Sito di produzione	Fonte rinnovabile	Distanza [km]	Soluzione di trasporto ottimale	LCOH [€/kg]
Gela	Misterbianco	PV	100	Autocisterne	4,31
	Castronovo di Sicilia	Eolico	130	Autocisterne	4,15
	Santa Croce Camerina	PV	50	Autocisterne	3,82
Priolo Gargallo	Nicolosi	Eolico	84	Condotte	2,70
	Misterbianco	PV	52	Condotte	2,85
	Santa Croce Camerina	PV	85	Condotte	2,86
Melilli	Nicolosi	Eolico	68	Autocisterne	3,29
	Misterbianco	PV	51	Autocisterne	3,82
	Santa Croce Camerina	PV	91	Autocisterne	3,70
Augusta	Nicolosi	Eolico	62	Condotte	2,66
	Misterbianco	PV	47	Condotte	2,85
	Santa Croce Camerina	PV	100	Condotte	2,92

Milazzo	Nicolosi	Eolico	100	Condotte	2,76
	Misterbianco	PV	109	Condotte	2,92
	Castronovo di Sicilia	Eolico	217	Condotte	3,11

Considerando le caratteristiche dei sistemi di elettrolisi su larga scala con tecnologia PEM mostrate in Tabella 4 e ipotizzando, anche in questo caso, un fattore di carico degli elettrolizzatori pari al 40%, sono necessari 22 sistemi per soddisfare la domanda regionale di idrogeno pulito impostata per le raffinerie, da suddividere tra i quattro siti di produzione centralizzati stabiliti e mostrati in Figura 29. Tenendo conto, ancora una volta, dell'economia di scala, valutata con l'equazione (5) assumendo S_a pari a 1 MW e C_a pari a 1.800.000 USD, e alle migliori efficienze di conversione del sistema su larga scala, il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile ottenuto da energia fotovoltaica, valorizzata al costo medio stimato dai dati riportati in [81] e pari a 60,52 €/MWh, è pari a 4,21 €/kg, mentre il costo di produzione dell'idrogeno da energia eolica, valorizzata a 56,20 €/MWh, è di 3,99 €/kg.

Costi di produzione quindi più elevati rispetto ai sistemi a tecnologia alcalina. A questi vanno aggiunti, inoltre, i costi dovuti al trasporto, stimati come nei casi precedenti sulla base delle distanze e dei volumi da trasportare, in accordo con i dati riportati in Figura 20 e Tabella 6. I valori di LCOH così ottenuti sono riportati nella Tabella 8, dove, per ogni città con raffinerie, sono stati considerati i siti di produzione centralizzata più vicini.

Tabella 8. Costo dell'idrogeno rinnovabile prodotto in impianti centralizzati con tecnologia PEM e trasportato all'utente finale.

Sito di utilizzo	Sito di produzione	Fonte rinnovabile	Distanza [km]	Soluzione di trasporto ottimale	LCOH [€/kg]
Gela	Misterbianco	PV	100	Autocisterne	5,80
	Castronovo di Sicilia	Eolico	130	Autocisterne	5,59
	Santa Croce Camerina	Eolico	50	Autocisterne	5,31
Priolo	Nicolosi	Eolico	84	Condotte	4,14
	Misterbianco	PV	52	Condotte	4,34
Gargallo	Santa Croce Camerina	PV	85	Condotte	4,35
Melilli	Nicolosi	Eolico	68	Autocisterne	4,73
	Misterbianco	PV	51	Autocisterne	5,31
	Santa Croce Camerina	PV	91	Autocisterne	5,19
Augusta	Nicolosi	Eolico	62	Condotte	4,10
	Misterbianco	PV	47	Condotte	4,34

	Santa Croce Camerina	PV	100	Condotte	4,41
Milazzo	Nicolosi	Eolico	100	Condotte	4,20
	Misterbianco	PV	109	Condotte	4,41
	Castronovo di Sicilia	Eolico	217	Condotte	4,55

La principale evidenza dello studio è che, sebbene l'LCOH per la produzione di idrogeno da energie rinnovabili nel contesto siciliano sia ancora meno conveniente rispetto all'LCOH dell'idrogeno con produzione da combustibili fossili, il suo valore è fortemente dipendente dalle tecnologie e dalle distanze da percorrere per raggiungere l'utente finale.

Più in dettaglio, nel caso di produzione in loco con l'installazione di impianti fotovoltaici di taglie variabili nel range che va da 1 MW_p fino a 2,7 MW_p, destinati ad alimentare impianti di elettrolisi da 1 MW, con compressione dell'idrogeno a 200 bar, effettuando un confronto tra le due diverse tecnologie di elettrolizzatori commerciali, i risultati hanno mostrato che, con entrambe le tecnologie, il costo livellato dell'idrogeno varia tra 7 €/kg e 10 €/kg, come riassunto in Figura 30, a seconda delle dimensioni dell'impianto fotovoltaico e della valorizzazione dell'energia in eccesso.

Per la produzione centralizzata, invece, il costo dell'idrogeno risente degli effetti benefici delle economie di scala degli elettrolizzatori e delle maggiori efficienze di conversione dei sistemi di elettrolisi di taglia più grande, mentre vi sono i costi legati alla modalità di trasporto all'utente finale. Si è ipotizzato che questi fossero uguali ai valori

ottimali trovati in letteratura in base alla distanza e alle quantità di idrogeno da trasportare. I migliori valori di LCOH ottenuti sono quelli associati all'idrogeno prodotto in impianti centralizzati con sistemi alcalini e distribuito tramite tubazioni e vanno da 2,66 €/kg a 3,11 €/kg.

Va però precisato che al momento non esistono in Sicilia dei gasdotti specifici per il trasporto dell'idrogeno, sui quali bisognerebbe, quindi, investire. Un altro aspetto da evidenziare è che, per produrre solamente il 16% dell'idrogeno richiesto dalle raffinerie siciliane, sono necessari da 1,4 TWh a 1,7 TWh di energia rinnovabile, a seconda della tecnologia di elettrolisi. Si evince, quindi, che è necessario continuare a produrre idrogeno da steam reformer o importare idrogeno rinnovabile prodotto altrove.

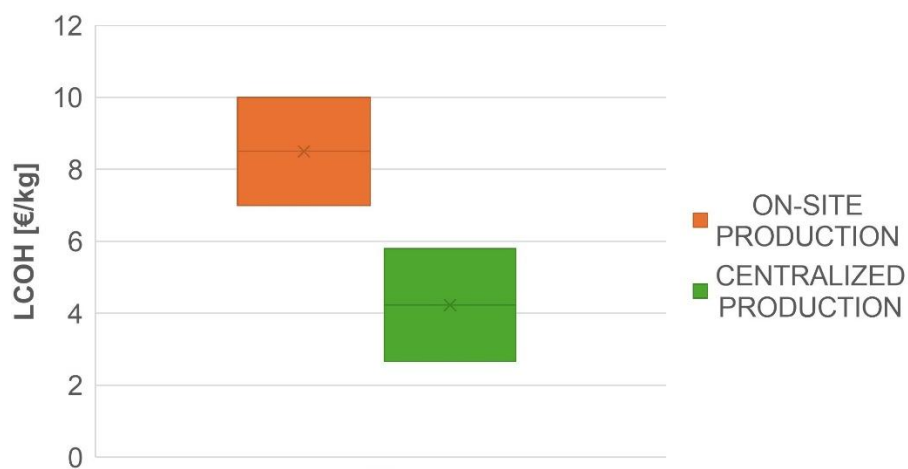


Figura 30. Confronto tra i risultati per produzione in loco e produzione centralizzata in termini di LCOH

CAPITOLO VI

Integrazione dell'idrogeno in hub energetici e ottimizzazione della catena di fornitura

VI.1 Definizione di hub energetico

Il concetto di hub energetico è stato presentato per la prima volta da un gruppo di ricerca dell'ETH di Zurigo nell'ambito del progetto denominato "*a Vision Of Future Energy Networks (VOFEN)*" e rappresenta uno dei concetti più promettenti per la gestione ottimale dei sistemi multienergetici sostenibili [95].

Un hub energetico può essere definito come il luogo in cui avvengono la produzione, la conversione, lo stoccaggio e il consumo di diversi vettori energetici.

Come riportato in [96], questi sistemi possono essere visti come delle interfacce tra diverse infrastrutture energetiche e/o carichi che consumano energia alle loro porte di ingresso, collegate ad esempio alle reti di elettricità e gas naturale, e forniscono alle porte di uscita alcuni servizi energetici richiesti come elettricità, riscaldamento, raffreddamento, aria compressa o altri ancora. All'interno dell'hub, l'energia viene convertita e condizionata utilizzando tecnologie di cogenerazione, trasformatori, dispositivi elettronici di potenza, compressori, scambiatori di calore e altre apparecchiature (Figura 31). Attraverso l'adozione di sistemi energetici di questo tipo si possono ottenere una serie di vantaggi: in primo luogo, l'affidabilità della fornitura può essere aumentata perché non è più completamente dipendente da una singola rete; in secondo luogo, un tale sistema consente, tramite equazioni lineari, l'ottimizzazione della fornitura stessa in base a determinati criteri come, ad esempio, il costo, le emissioni e la disponibilità dei vari vettori; in terzo luogo, si facilita l'integrazione delle fonti

energetiche rinnovabili non programmabili grazie alla presenza dei sistemi di accumulo e conversione.

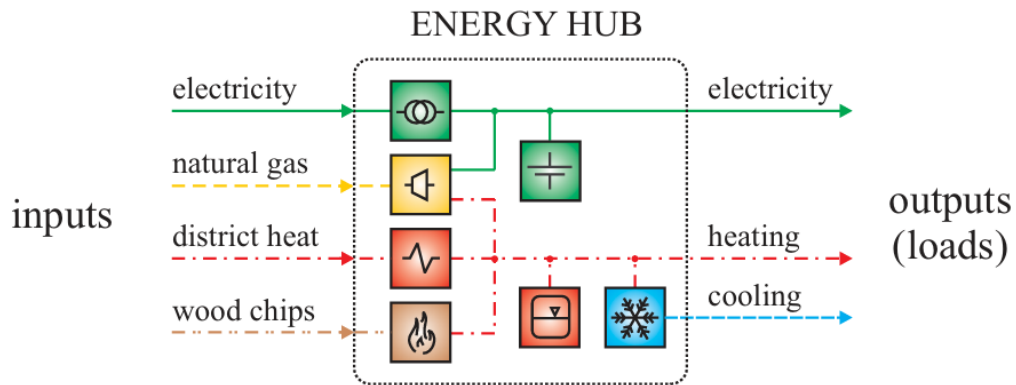


Figura 31. Rappresentazione schematica di un hub energetico [96]

Il modello di energy hub può essere applicato a impianti industriali come acciaierie o cartiere, a edifici di grandi dimensioni come aeroporti, ospedali e centri commerciali, o a distretti urbani [96].

VI.2 Modello matematico di un hub energetico

La gestione efficiente degli hub energetici multi-vettore è un problema di gestione ottima dell'energia e, come tale, può essere risolto numericamente. Per farlo, l'energy hub deve essere rappresentato con un modello matematico in cui l'esercizio dei vari sottosistemi è descritto da variabili e vincoli. Il modello matematico comunemente usato si basa sulle seguenti ipotesi semplificative:

- Il sistema è considerato in uno **stato stazionario**, che viene raggiunto dopo che tutti i transitori si sono estinti e tutte le quantità rimangono essenzialmente costanti o oscillano uniformemente.

- All'interno degli hub energetici, **le perdite si verificano solo negli elementi di conversione e stoccaggio**, sebbene sia possibile includere le perdite sulle linee ma in modo molto approssimato.
- Se non menzionato esplicitamente, si presuppone un **flusso di potenza unidirezionale** dagli ingressi alle uscite dei convertitori.
- Il flusso di potenza attraverso i dispositivi convertitori è caratterizzato solo dalla potenza e dall'efficienza di conversione energetica.

Con più ingressi e uscite, è possibile definire una matrice di conversione, o matrice di accoppiamento, che collega i vettori dei flussi di potenza corrispondenti, come mostrato in Figura 32. La matrice di accoppiamento descrive la trasformazione della potenza dall'ingresso all'uscita dell'hub e riporta al suo interno le efficienze di conversione energetica dei vari componenti dell'hub, definite come rapporto tra uscita e ingresso allo stato stazionario [96].

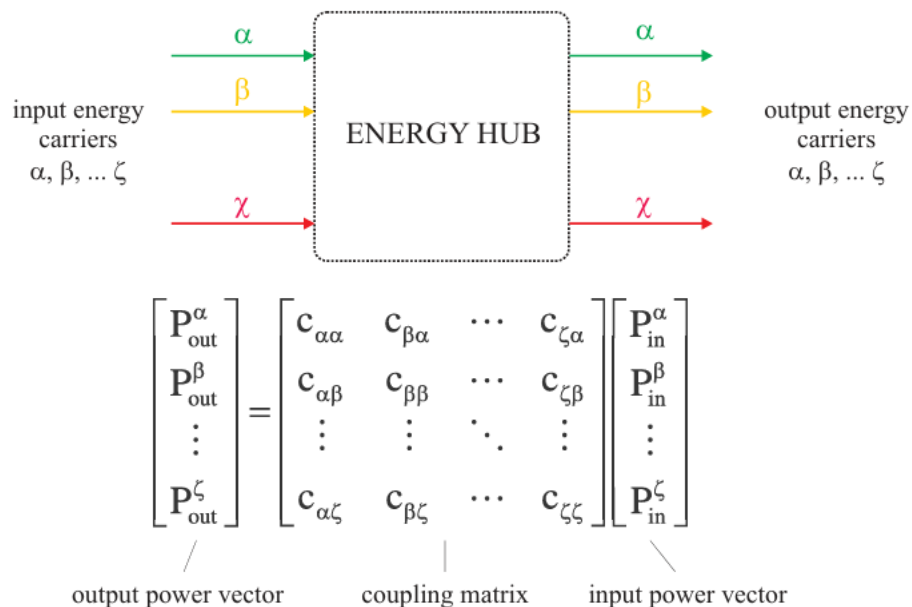


Figura 32. Modellazione della trasformazione dell'energia attraverso un hub energetico [96]

Dato, quindi, un generico convertitore caratterizzato dalla sua efficienza energetica $C_{\alpha\beta}$, la potenza in uscita L_β può essere espressa in funzione della potenza in ingresso al convertitore P_α attraverso la seguente relazione:

$$L_\beta = C_{\alpha\beta} \cdot P_\alpha \quad (6)$$

I flussi di ingresso, inoltre, sono vincolati da limiti di capacità:

$$P_{min} \leq P_\alpha \leq P_{max} \quad (7)$$

Può, inoltre, accadere che il flusso in ingresso P_α si divida in N convertitori, come mostrato in Figura 33.

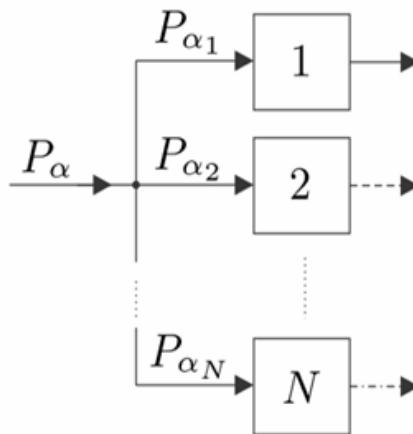


Figura 33. Suddivisione di un flusso di potenza in ingresso all'hub energetico in N convertitori

In questo caso dei fattori, noti come fattori di disaccoppiamento $v_{\alpha k}$, specificano quanta parte del flusso totale P_α fluisce in un convertitore k :

$$P_{\alpha k} = v_{\alpha k} \cdot P_\alpha \quad (8)$$

I fattori di disaccoppiamento sono dei numeri compresi tra 0 e 1 la cui sommatoria è pari ad 1.

Negli energy hub, infine, sono quasi sempre presenti dei sistemi di accumulo che possono essere batterie, serbatoi di idrogeno compresso, serbatoi di energia termica ecc.

Se ci sono accumulatori, il modello matematico non è indipendente dal tempo; gli accumulatori vengono modellati come sistemi a tempo discreto attraverso equazioni come la seguente:

$$E(t + 1) = E(t) + E_{ch}(t + 1) \cdot \eta_{ch} - \frac{E_{disch}(t + 1)}{\eta_{disch}} - E_{loss}(\Delta t) \quad (9)$$

in cui

- $E(t + 1)$ è l'energia accumulata al tempo t+1;
- $E(t)$ è l'energia accumulata fino all'istante precedente t;
- $E_{ch}(t + 1)$ è l'energia che entra nel sistema di accumulo al tempo t+1;
- $E_{disch}(t + 1)$ è l'energia che esce dal sistema di accumulo al tempo t+1;
- η_{ch} e η_{disch} sono rispettivamente le efficienze di carica e scarica dell'accumulatore;
- $E_{loss}(\Delta t)$ sono le perdite di energia nell'intervallo di tempo che intercorre tra l'istante t e quello successivo t+1;

Inoltre, poiché non è possibile caricare e scaricare allo stesso tempo un accumulatore, si utilizzano due variabili binarie $\delta_{ch}(t)$ e $\delta_{disch}(t)$ per ciascun accumulatore e per ciascun intervallo di tempo t soggette alle seguenti condizioni:

$$E_{ch}(t) \leq \delta_{ch}(t) \cdot Q_{max} \quad (10)$$

$$E_{disch}(t) \leq \delta_{disch}(t) \cdot Q_{max} \quad (11)$$

$$\delta_{ch}(t) + \delta_{disch}(t) \leq 1 \quad (12)$$

dove Q_{\max} è un numero molto grande che serve a dare un limite superiore finito ai flussi di energia in ingresso e in uscita dall'accumulatore. Il vincolo di disuguaglianza (12) serve proprio a forzare solo una delle due variabili ad essere diverse da zero nello stesso istante t , in maniera tale che almeno una variabile tra $E_{ch}(t)$ e $E_{disch}(t)$ sia nulla in quell'istante. Affinché, infine, il ciclo di carica e scarica possa ripetersi periodicamente, è necessario imporre la seguente condizione:

$$SOC(1) = SOC(T) \quad (13)$$

in cui $SOC(1)$ è lo stato di carica dello storage nel primo istante, all'inizio del periodo T considerato, mentre $SOC(T)$ è lo stato di carica alla fine del periodo T .

VI.3 Formulazione di un problema di ottimizzazione lineare

Una volta scritto il modello matematico che descrive il funzionamento di un hub energetico, bisogna ricavarne la gestione ottima, ovvero trovare la gestione dell'hub che consente di soddisfare determinati requisiti nel modo desiderato. La risoluzione di un problema di questo tipo prende il nome di ottimizzazione.

Le ragioni per cui vengono eseguiti degli studi di ottimizzazione nell'ambito energetico sono molteplici:

- Pianificazione strategica e olistica degli investimenti per colmare l'eventuale mancanza di infrastrutture.
- Valutare performance economiche, ambientali, logistiche, sociali.
- Assicurare il matching tra produzione e domanda dei vettori energetici.

- Valutare le alternative tecnologiche disponibili sul mercato.

Una volta identificati le variabili, i vincoli, gli input e gli output non controllabili (parametri) e definito qual è l'obiettivo che si vuole raggiungere, si procede con la scrittura dell'algoritmo di ottimizzazione.

Il tipo di modello dipende dalla natura delle variabili e dalla funzione obiettivo. Quando tutte le funzioni obiettivo ed i vincoli sono espressi in forma lineare, si parla di Programmazione Lineare (PL); se, inoltre, alcune variabili sono intere, si parla di Programmazione Lineare Intera Mista (MILP).

Nei casi studio presentati in questa tesi è stato adottato un modello di tipo MILP, risolto in MATLAB attraverso la funzione *intlinprog* che consente di determinare il vettore x contenente le incognite del problema tali da minimizzare la funzione obiettivo $f^T x$ rispettando una serie di vincoli di uguaglianza e disuguaglianza. La risoluzione del problema di ottimizzazione, in questo caso, può quindi essere sintetizzata attraverso la seguente espressione:

$$\text{minimizzare } f^T \cdot x \text{ con } x \text{ soggetto a } \begin{cases} A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ A \cdot x \leq b \\ l_b \leq x \leq u_b \end{cases}$$

in cui

- f è il vettore colonna contenente i coefficienti della funzione obiettivo;
- A_{eq} è la matrice che contiene i coefficienti dei vincoli di uguaglianza del problema;
- b_{eq} è il vettore colonna in cui sono riportati i termini noti delle equazioni;
- A è la matrice che contiene i coefficienti dei vincoli di disuguaglianza del problema;

- b è il vettore colonna in cui sono riportati i termini noti delle disequazioni;
- l_b è il vettore colonna contenente i valori minimi che possono assumere le variabili del problema;
- u_b è il vettore colonna contenente i valori massimi che possono assumere le variabili del problema;

Oltre a queste condizioni, inoltre, è necessario rispettare il vincolo che alcune variabili siano intere [97].

VI.4 Esempi applicativi

VI.4.1 Ottimizzazione economica della fornitura di idrogeno in un settore industriale Hard-to-Abate

L'esempio riportato di seguito è stato sviluppato come caso studio presentato nel corso dell'*Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM) 2023* e riguarda il dimensionamento ottimale di un hub energetico con produzione in loco di idrogeno rinnovabile per soddisfare la domanda di un'acciaieria.

Il sistema considerato è composto da quattro componenti:

- l'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (*RES, Renewable Energy Source*), che per semplicità di installazione sarà un impianto fotovoltaico;
- un sistema di storage dell'energia elettrica (*EES, Electric Energy Storage*) costituito da batterie a ioni di litio;

- un sistema di elettrolisi a tecnologia alcalina (*EL*);
- un serbatoio di idrogeno compresso (*H2SS*, *Hydrogen Storage System*).

La fase di compressione, in termini di consumi energetici, è inclusa all'interno del blocco di elettrolisi.

Per determinare la taglia ottimale dei vari componenti, si è deciso di ricorrere al modello di hub energetico schematizzato di seguito in Figura 34.

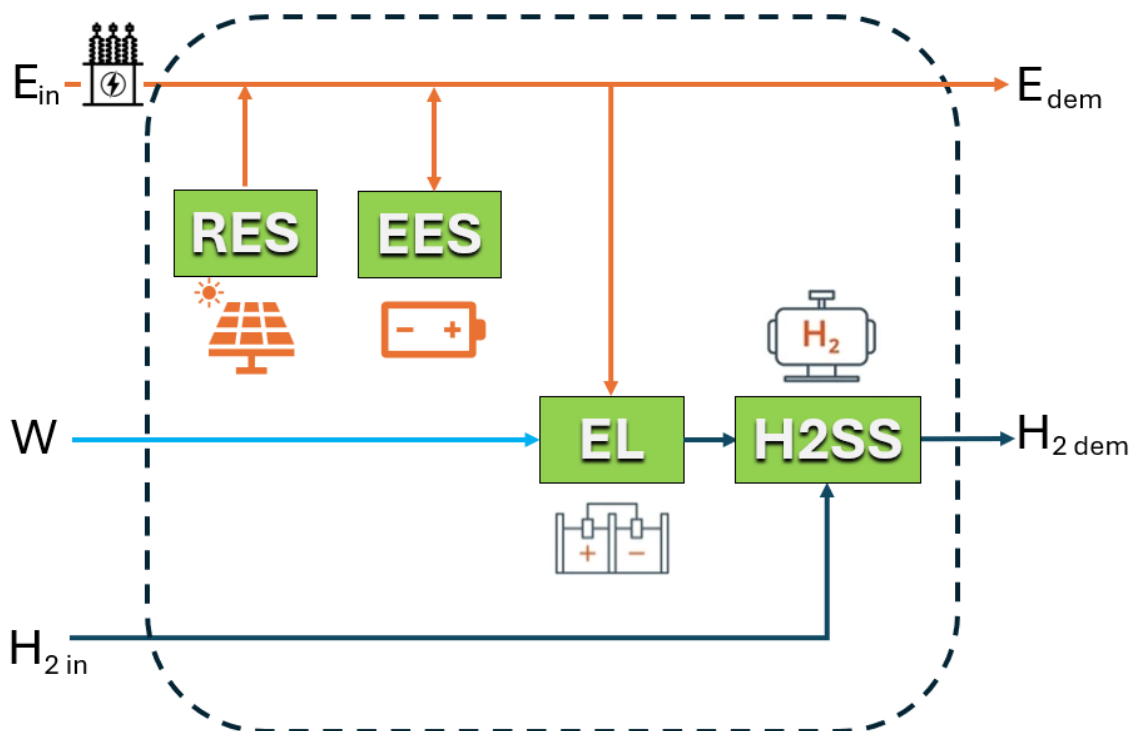


Figura 34. Energy hub che schematizza il caso studio dell'acciaieria

In ingresso all'hub energetico vi sono l'energia elettrica proveniente dalla rete (E_{in}), l'acqua necessaria per la produzione di idrogeno in loco tramite elettrolisi (W) e l'idrogeno proveniente da una fornitura esterna (H_{2in}), tramite carri bombolai. In uscita vi è la domanda oraria di energia elettrica (E_{dem}) e di idrogeno (H_{2dem}).

Per tale hub energetico è possibile scrivere le seguenti equazioni di bilanciamento dei flussi energetici e di massa:

$$E_{in}(t)K_{TR} + E_{RES}(t) - E_{EES,in}(t) + E_{EES,out}(t) - E_{EL}(t) = E_{dem}(t) \quad (14)$$

$$H_{2H2SS,disch}(t) = H_{2dem}(t) \quad (15)$$

in cui K_{TR} è l'efficienza del trasformatore a monte, pari a 0.99[98], E_{RES} è l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, $E_{EES,in}$ è l'energia elettrica in ingresso allo storage elettrico, $E_{EES,out}$ è l'energia elettrica in uscita dallo storage, E_{EL} è l'energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore e $H_{2H2SS,disch}$ è l'idrogeno che viene rilasciato dal serbatoio in fase di scarica.

Oltre alle equazioni appena viste, il modello è costituito anche dalle equazioni e disequazioni che descrivono il comportamento dei vari componenti, come visto nel paragrafo VI.2.

Per lo storage elettrico, in particolare, si ha:

$$SOC_{EES}(t+1) - SOC_{EES}(t) \cdot (1 - E_{loss}) - E_{EES,ch}(t+1) \cdot k_{EES,ch} + \frac{E_{EES,disch}(t+1)}{k_{EES,disch}} = 0 \quad (16)$$

in cui SOC_{EES} è lo stato di carica della batteria, E_{loss} è un coefficiente che tiene conto delle perdite ed è assunto pari a 0,01 [62], $E_{EES,ch}$ è l'energia che viene assorbita dalla batteria in fase di carica, $E_{EES,disch}$ è l'energia che viene rilasciata dalla batteria in fase di scarica, $k_{EES, ch}$ è l'efficienza di carica della batteria e $k_{EES, disch}$ è l'efficienza di scarica della batteria. Questi ultimi due parametri sono assunti pari entrambi a 0,97 [62].

In maniera analoga a quanto visto per lo storage elettrico, per il sistema di accumulo di idrogeno si ha la seguente equazione:

$$SOC_{H2SS}(t + 1) - SOC_{H2SS}(t) \cdot (1 - H_{2loss}) - H_{2H2SS,ch}(t + 1) \cdot k_{H2SS,ch} + \frac{H_{2H2SS,disch}(t+1)}{k_{H2SS,disch}} = 0 \quad (17)$$

in cui SOC_{H2SS} è lo stato di carica del serbatoio di idrogeno, H_{2loss} è un coefficiente che tiene conto delle perdite ed è assunto pari a 0,02, $H_{2H2SS,ch}$ è l'idrogeno che viene iniettato nel serbatoio in fase di carica (somma di quello prodotto in loco e di quello acquistato), $H_{2H2SS,disch}$ è l'idrogeno che viene rilasciato dal serbatoio in fase di scarica, $k_{H2SS,ch}$ è l'efficienza di carica del serbatoio e $k_{H2SS,disch}$ è, invece, l'efficienza di scarica. Questi ultimi due parametri sono assunti entrambi pari ad 1.

Per fare in modo, inoltre, che il ciclo possa ripetersi ogni 24 ore, è necessario che gli stati di carica iniziali e finali di un giorno tipo siano uguali; pertanto, per i due sistemi di stoccaggio (batteria e serbatoio di idrogeno) si aggiungono le seguenti equazioni:

$$SOC_{EES}(1) = SOC_{EES}(T) \quad (18)$$

$$SOC_{H2SS}(1) = SOC_{H2SS}(T) \quad (19)$$

in cui T è il periodo considerato, ovvero 24 ore.

In aggiunta alle equazioni appena viste, il modello si compone anche di disequazioni necessarie per porre dei limiti tecnici e far comunicare le variabili operative con quelle di design. In particolare, sempre per lo storage elettrico, si hanno i seguenti vincoli da rispettare:

$$E_{EES,ch}(t) \leq \delta_{EES,ch}(t) \cdot Q \quad (20)$$

$$E_{EES,disch}(t) \leq \delta_{EES,disch}(t) \cdot Q \quad (21)$$

$$\delta_{EES,ch}(t) + \delta_{EES,disch}(t) \leq 1 \quad (22)$$

$$DoD_{EES} \cdot S_{EES} \leq SOC_{EES}(t) \quad (23)$$

$$SOC_{EES}(t) \leq S_{EES} \quad (24)$$

$$E_{EES,ch}(t) \leq S_{EES} \cdot (1 - DoD_{EES}) \quad (25)$$

$$E_{EES,disch}(t) \leq S_{EES} \cdot (1 - DoD_{EES}) \quad (26)$$

dove $\delta_{EES,ch}(t)$ e $\delta_{EES,disch}(t)$ sono variabili booleane, Q è un numero molto grande che viene utilizzato per dare un limite superiore all'energia che può essere caricata o scaricata, mentre DoD_{EES} , pari a 0,2 [62], e S_{EES} sono rispettivamente la profondità di scarica e la taglia del sistema di accumulo.

Analoghe disequazioni si hanno per lo storage di idrogeno:

$$H2_{H2SS,ch}(t) \leq \delta_{H2SS,ch}(t) \cdot Q \quad (27)$$

$$H2_{H2SS,disch}(t) \leq \delta_{H2SS,disch}(t) \cdot Q \quad (28)$$

$$DoD_{H2SS} \cdot S_{H2SS} \leq SOC_{H2SS}(t) \quad (29)$$

$$SOC_{H2SS}(t) \leq S_{H2SS} \quad (30)$$

$$H2_{H2SS,ch}(t) \leq S_{H2SS} \cdot (1 - DoD_{H2SS}) \quad (31)$$

$$H2_{H2SS,disch}(t) \leq S_{H2SS} \cdot (1 - DoD_{H2SS}) \quad (32)$$

dove $\delta_{H2SS,ch}(t)$ e $\delta_{H2SS,disch}(t)$ sono variabili booleane, Q è un numero molto grande che viene utilizzato per dare un limite superiore all'idrogeno che può essere immesso o prelevato dal serbatoio, mentre DoD_{H2SS} , pari a 0,1 [62], e S_{H2SS} sono rispettivamente la profondità di scarica e la taglia del serbatoio.

Altri vincoli di disuguaglianza del modello sono i seguenti:

$$E_{EL}(t) \leq S_{EL} \quad (33)$$

$$E_{RES}(t) \leq S_{RES} \quad (34)$$

$$S_{EES} \leq z_{EES} \cdot Q \quad (35)$$

$$S_{H2SS} \leq z_{H2SS} \cdot Q \quad (36)$$

$$S_{EL} \leq z_{EL} \cdot Q \quad (37)$$

$$S_{RES} \leq z_{RES} \cdot Q \quad (38)$$

dove le varie z sono variabili booleane che assumono valore 0 se non è conveniente installare il relativo componente, 1 se invece lo è.

Dato, inoltre, che in questo studio è considerato come fonte di energia rinnovabile un sistema fotovoltaico, è necessario scrivere anche l'equazione 39:

$$E_{RES}(t) = A_{PV} \cdot k_{PV} \cdot I_{sun}(t) \cdot \frac{S_{RES}}{S_{PVm}} \quad (39)$$

dove A_{PV} è la superficie di un singolo modulo fotovoltaico, ricavata dalla scheda tecnica del prodotto e pari a 1,64 m², k_{PV} è l'efficienza di conversione della radiazione solare in elettricità, pari a 0,16, $I_{sun}(t)$ è la radiazione solare nell'ora t per la località considerata ed è ricavata tramite il tool PV-GIS, S_{RES} è la taglia dell'impianto fotovoltaico ed S_{PVm} è la potenza nominale del singolo modulo, pari a 400 W.

Per questo studio, sono stati considerati come output dell'hub energetico una domanda oraria di elettricità pari a 500 MWh e una domanda di idrogeno pari a 7212,33 kg/h. Quest'ultima è stata calcolata considerando la produzione annuale di acciaio di un'azienda italiana pari a 1.018.211 tonnellate [99], che è stata divisa per 300 giorni

lavorativi (un valore scelto per tenere conto dei tempi di fermo dell'impianto per manutenzione) e per 24 al fine di tracciare la produzione oraria. Il valore ottenuto è stato poi moltiplicato per 51 perché per produrre una tonnellata di acciaio sono necessari circa 51 kg di idrogeno [100]. La domanda di energia e di idrogeno è stata ipotizzata costante nel tempo.

L'insieme di equazioni e disequazioni sono state riportate in forma matriciale in ambiente MATLAB, dove è stato sviluppato un algoritmo di ottimizzazione con l'obiettivo di minimizzare i costi e valutare, quindi, la convenienza di affidarsi a una fornitura esterna di idrogeno, trasportato fino al sito industriale per mezzo di carri bombolai, rispetto alla produzione locale di idrogeno verde attraverso l'installazione dei vari componenti necessari e la determinazione delle relative taglie.

La funzione obiettivo che si è voluto minimizzare è, dunque, la seguente:

$$\begin{aligned}
 & 365 \cdot [C_{OPEX,E} \cdot E_{in}(t) + C_{OPEX,W} \cdot W(t) + C_{OPEX,H2} \cdot H_{2in}(t)] + \\
 & + C_{CAPEX,RES} \cdot CRF_{RES} \cdot S_{RES} + C_{CAPEX,EES} \cdot CRF_{EES} \cdot S_{EES} + C_{CAPEX,EL} \cdot \\
 & CRF_{EL} \cdot S_{EL} + C_{CAPEX,H2SS} \cdot CRF_{H2SS} \cdot S_{H2SS} + C_{CAPEX,RES(0)} \cdot CRF_{RES} \cdot \\
 & z_{RES} + C_{CAPEX,EES(0)} \cdot CRF_{EES} \cdot z_{EES} + C_{CAPEX,EL(0)} \cdot CRF_{EL} \cdot z_{EL} \\
 & + C_{CAPEX,H2SS(0)} \cdot CRF_{H2SS} \cdot z_{H2SS}
 \end{aligned} \tag{40}$$

in cui i vari termini C_{OPEX} e C_{CAPEX} rappresentano, rispettivamente, le spese operative legate all'acquisto dei vettori energia elettrica, acqua e idrogeno e le spese di investimento dovute all'acquisto dei vari componenti dell'hub energetico. Quest'ultime sono state suddivise in un termine dipendente dalla taglia (C_{CAPEX}) e in un termine costante ($C_{CAPEX(0)}$), ricavati tramite regressione lineare sulla base dei costi medi di mercato.

I costi legati all'acquisto dei componenti sono, inoltre, stati annualizzati attraverso i termini *CRF*, ovvero *Capital Recovery Factor*, calcolati per ogni componente in funzione del tasso di interesse i applicato e della vita utile n del componente stesso secondo l'equazione 41:

$$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^{n-1}} \quad (41)$$

Il tasso di interesse, trattandosi di distribuzione e misurazione di elettricità, è stato assunto pari a 5,2%, ovvero il valore riportato da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) in [101].

Per il prezzo dell'elettricità è stato assunto il valore medio nel 2022 in Italia per utenti non domestici, che è stato calcolato sulla base dei valori semestrali forniti dalla banca dati Eurostat in [102].

Il costo dell'idrogeno acquistato, invece, è stato calcolato sommando il prezzo di produzione dell'idrogeno verde in Italia, il costo di compressione e il costo di trasporto, pari rispettivamente a

- 8 €/kg [24]
- 1-1,5 \$/kg [103]
- 1,8 \$/kg [104]

effettuando le opportune conversioni da dollari a euro, considerando il valore medio di 1,25 \$/kg per il costo di compressione e aumentando il totale del 20% per tenere conto del profitto del distributore di idrogeno.

Le varie voci di costo relative al presente caso studio sono riportate di seguito in Tabella 9.

Tabella 9. Parametri economici

Coefficiente	Valore	Unità di misura
$C_{\text{opex, E}}$	0,32	€/kWh
$C_{\text{opex, W}}$	4,16 [105]	€/m ³
$C_{\text{opex, H2}}$	12,89	€/kg
$C_{\text{capex, RES}}$	786,59	€/kW
$C_{\text{capex, RES (0)}}$	0	€
CRF_{RES}	7,24%	
$C_{\text{capex, EES}}$	1200	€/kWh
$C_{\text{capex, EES (0)}}$	0	€
CRF_{EES}	13,08%	
$C_{\text{capex, EL}}$	666,14	€/kW
$C_{\text{capex, EL(0)}}$	5000	€
CRF_{EL}	9,76%	
$C_{\text{capex, H2SS}}$	171,33	€/kgH2
$C_{\text{capex, H2SS (0)}}$	716.859	€
CRF_{H2SS}	11,41%	

I risultati ottenuti dalla risoluzione del problema di ottimizzazione in MATLAB per il modello di hub energetico descritto sopra, assumendo un intervallo temporale di 24 ore per simulare una giornata tipo, sono riassunti nei grafici e nella Tabella 10 riportati di seguito.

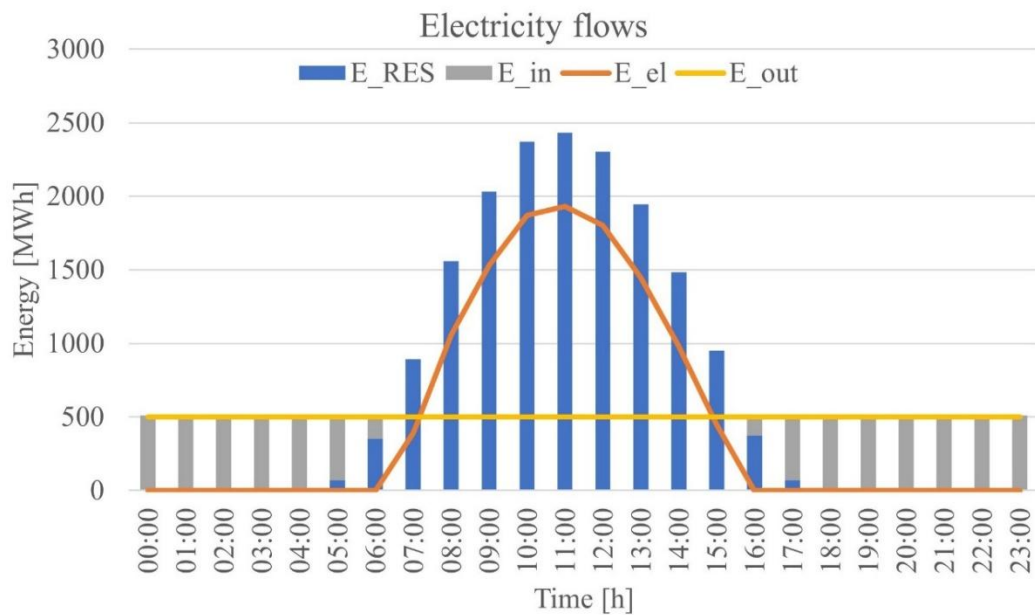


Figura 35. Flussi di energia elettrica

Come si può vedere nella Figura 35, la domanda di elettricità è completamente soddisfatta dalla rete da mezzanotte alle 5 del mattino, quando l'impianto fotovoltaico inizia a produrre. Dalle 7:00 alle 15:00, l'elettricità rinnovabile viene utilizzata sia per soddisfare la domanda di elettricità sia per la produzione in loco di idrogeno verde, che segue la curva di produzione dell'impianto fotovoltaico. Dalle 16:00 in poi sarà nuovamente necessario acquistare energia dalla rete. I risultati del problema di ottimizzazione non includono la presenza di sistemi di accumulo elettrico.

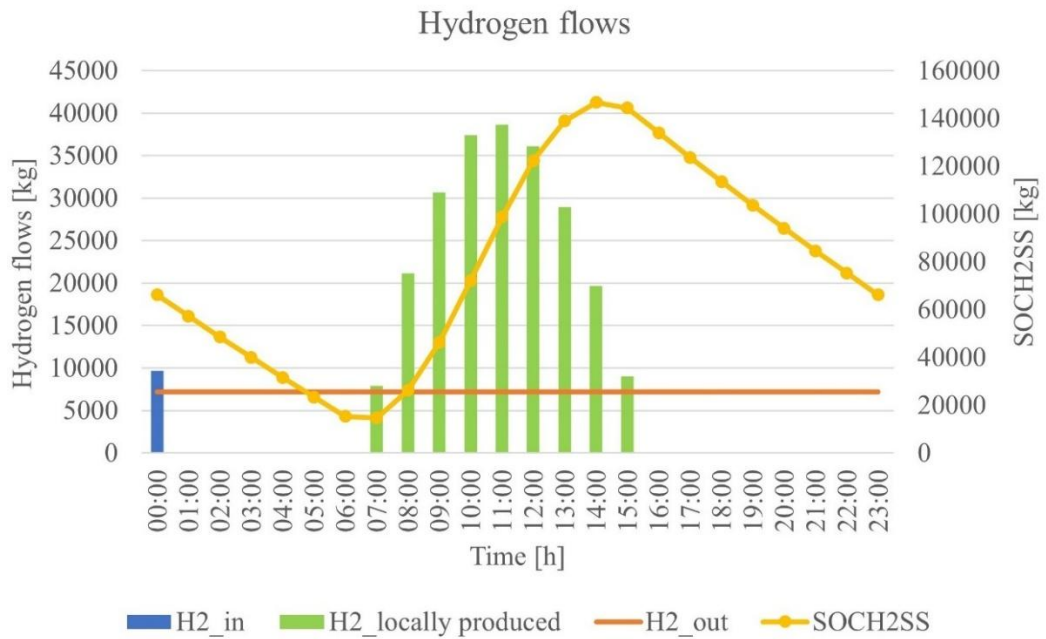


Figura 36. Flussi di idrogeno

Per quanto riguarda la domanda di idrogeno, per soddisfarla è necessario acquistare idrogeno trasportato da bombole solo per un'ora al giorno (Figura 36). La quasi totalità della domanda è coperta dall'idrogeno verde prodotto in loco dall'elettrolizzatore alimentato dall'impianto fotovoltaico. La produzione in eccesso che si verifica dalle 7:00 alle 15:00 viene infatti accumulata nel serbatoio, che inizia a svuotarsi poco dopo, coprendo la domanda di idrogeno nelle ore in cui non c'è né produzione locale né acquisto di idrogeno.

In Tabella 10 sono riportate le taglie ottimali dei componenti.

Tabella 10. Taglie dei componenti

Componente	Taglia
Sistema fotovoltaico	4713,50 MW
Sistema di stoccaggio dell'energia elettrica in batteria	0 kWh
Sistema di elettrolisi	1932,85 MW
Sistema di stoccaggio dell'idrogeno compresso	146,67 ton

Il valore minimo trovato per la funzione di costo annuo è di 1,084 miliardi di euro. Impostando 0 come limite superiore per $H_{2m}(t)$, in modo da considerare il caso in cui tutto l'idrogeno necessario a soddisfare la domanda venga prodotto in loco tramite l'elettrolizzatore, il costo annuo diventa di 1,094 miliardi di euro; impostando 0 come limite superiore per $E_{EL}(t)$, in modo da considerare il caso in cui tutto l'idrogeno necessario a soddisfare la domanda venga acquistato e trasportato su strada, il costo sale a 1,66 miliardi.

Tuttavia, va sottolineato che il sistema di produzione di energia rinnovabile individuato nell'ottimizzazione ha una taglia nominale molto grande che sarebbe difficilmente disponibile, poiché l'installazione di un impianto fotovoltaico da 4713,5 MW potrebbe richiedere fino a 100 km² di territorio, ovvero quasi la metà della superficie occupata dal comune di Terni che ospita l'acciaieria.

Per tale ragione lo studio è stato successivamente approfondito in un articolo su rivista, nel quale si è tenuto conto delle limitazioni di spazio per l'installazione dell'impianto fotovoltaico e di altri fattori come la possibilità di vendita dell'eccesso di produzione di energia elettrica e/o di idrogeno. Lo studio in questione è sintetizzato nel paragrafo successivo.

VI.4.2 Ottimizzazione a doppio obiettivo dei rapporti tra le taglie di fotovoltaico ed elettrolizzatore per la produzione di idrogeno: prospettive economiche e di emissioni di carbonio

La corretta progettazione di un impianto di produzione di idrogeno pulito è fondamentale per il costo del prodotto finale e, di conseguenza, per favorire la crescita della domanda di questo vettore energetico. In particolare, il rapporto tra la taglia nominale dell'impianto di energia rinnovabile e la taglia dell'elettrolizzatore da alimentare è uno dei principali parametri di progettazione da valutare in tali impianti.

È noto che le energie rinnovabili intermittenti presentano un'ampia variabilità nell'arco della giornata e dell'anno; pertanto, il picco di produzione di energia si verifica in poche ore all'anno, soprattutto per gli impianti fotovoltaici. Questo potrebbe suggerire di ridurre la taglia nominale dell'elettrolizzatore. Al contrario, un eccessivo ridimensionamento potrebbe causare una riduzione della produzione di idrogeno verde. Inoltre, gli impianti su larga scala potrebbero dover affrontare problemi legati all'occupazione del suolo.

Per quanto sopra, è fondamentale identificare un criterio per il rapporto tra la taglia nominale del sistema di produzione di energia rinnovabile e quella dell'elettrolizzatore e,

nonostante la popolarità della produzione di idrogeno verde nella recente letteratura scientifica, questo problema è stato raramente valutato in modo esplicito.

Il report [5] riassume i valori ottimali di questo rapporto per le diverse regioni del mondo, calcolati con il modello *Energy Transformation Pathway Optimization Suite* (ETHOS) [106] con l'obiettivo di minimizzare il costo livellato dell'idrogeno (LCOH). Secondo questo studio, per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fotovoltaico, il rapporto ottimale tra le taglie nominali è compreso tra 1,3 e 1,7 in località con un'ottima disponibilità di irraggiamento solare, come l'Africa, il Cile e il Medio Oriente, mentre assume un valore di 2 in Europa. Tuttavia, il modello di ottimizzazione non ha tenuto conto dell'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile prodotta dallo stesso impianto per altri scopi oltre alla produzione di idrogeno verde.

In [107], è stato presentato un algoritmo di ottimizzazione dello sciame di particelle per la progettazione e il funzionamento di una microrete autonoma con carichi elettrici e di idrogeno, con l'obiettivo di minimizzare i costi. La progettazione ottimale della microgrid prevede un impianto fotovoltaico sovradimensionato e un elevato spreco di energia potenziale, dimostrando che il sovradimensionamento dell'impianto fotovoltaico è più economico rispetto all'aumento dell'accumulo di energia con un sistema solare di dimensioni adeguate. Risultati simili sono stati ottenuti nello studio riportato nel capitolo V, dove è stato dimostrato che, sebbene le batterie incidano solo per il 5-6% delle spese operative e di investimento per un impianto di produzione di idrogeno rinnovabile dal fotovoltaico, la loro presenza si traduce in un LCOH più elevato, quindi è più conveniente vendere l'energia in eccesso prodotta dal fotovoltaico alla rete piuttosto che immagazzinarla per aumentare la produzione di idrogeno. Alla stessa conclusione è

giunto lo studio riportato in [108], dove è stato analizzato un sistema ibrido eolico/fotovoltaico per alimentare l'elettrolizzatore.

In [109], gli autori hanno presentato due casi di ottimizzazione: il primo mira al dimensionamento ottimale di un sistema costituito da elettrolizzatore PEM, fotovoltaico e/o eolico, con lo scopo di minimizzare l'LCOH, mostrando come la produzione di idrogeno basata sull'energia eolica sia più conveniente rispetto alla produzione da sistemi fotovoltaici; il secondo, invece, mira a trovare il rapporto ottimale tra la capacità fotovoltaica ed eolica per massimizzare la produzione di idrogeno e ridurre al minimo il trasferimento di energia da e verso la rete. Gli aspetti ambientali come le emissioni di carbonio non sono stati quindi analizzati.

In [110], è stato presentato un caso di ottimizzazione tecnico-economica per il dimensionamento di un sistema ibrido fotovoltaico-eolico per alimentare un impianto di elettrolisi, con l'obiettivo di trovare un compromesso tra la minimizzazione del costo livellato dell'energia (LCOE) e la massimizzazione del fattore di capacità e delle ore di funzionamento a pieno carico dell'elettrolizzatore. Nello specifico, è stata fissata la dimensione dell'impianto fotovoltaico, mentre è stata variata la dimensione del parco eolico per trovare la configurazione ottimale che, integrata con l'impianto fotovoltaico, produce i migliori risultati. Anche in questo caso, è stato trascurato l'aspetto ambientale legato alle emissioni di carbonio.

Lo studio riportato di seguito si concentra sull'illustrazione esplicita di un metodo di dimensionamento del sistema di produzione di energia elettrica rinnovabile e dell'elettrolizzatore in un impianto di produzione di idrogeno verde, dando un contributo alla letteratura scientifica su questo tema che tenga conto non soltanto dei costi, ma anche delle emissioni di carbonio. Al fine di identificare le migliori possibilità tecnico-

economiche, questo studio adotta un modello di ottimizzazione per valutare le possibili combinazioni di taglie nominali tra questi due componenti, esaminando il problema considerando tre scenari distinti:

- **Scenario 1:** domanda industriale di idrogeno ed elettricità, che consenta la vendita dell'eccesso di produzione di vettori energetici.
- **Scenario 2:** domanda industriale di idrogeno, nessuna domanda di energia elettrica, che consenta la vendita dell'eccesso di produzione di vettori energetici.
- **Scenario 3:** nessuna domanda di idrogeno o di elettricità, i vettori energetici prodotti sono venduti ai mercati esterni.

Per eseguire l'ottimizzazione multi-obiettivo è stato sviluppato un modello di ottimizzazione dell'hub energetico a programmazione lineare mista intera (MILP) volto a minimizzare i costi totali e le emissioni di CO₂ del sistema nel ciclo di vita. Grazie a questo approccio, lo studio fornisce informazioni sui compromessi tra la performance economica e il contributo all'effetto serra in diverse condizioni di domanda. Il modello matematico adottato è un modello generico che può essere utilizzato per varie applicazioni, come ad esempio singoli sistemi residenziali o piccoli sistemi comunitari. Tuttavia, questo studio si concentra su contesti industriali, dove, date le dimensioni degli impianti, si possono ottenere benefici come economie di scala e maggiori efficienze di conversione.

Tra le fonti di energia rinnovabile (FER), è stata selezionata la tecnologia fotovoltaica grazie alla sua ampia disponibilità, scalabilità e riduzione dei costi. Tuttavia, il modello matematico può essere facilmente modificato per includere tecnologie FER diverse o aggiuntive.

Il modello dell'hub energetico analizzato è quello riportato in Figura 37.

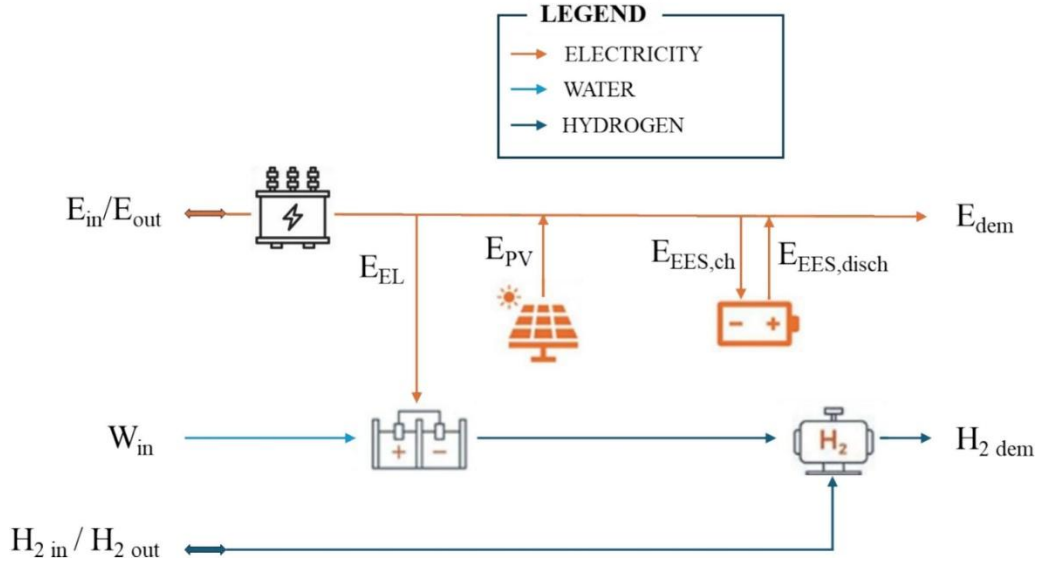


Figura 37. Schema dell'hub energetico adottato per lo studio.

Come si può notare lo schema è lo stesso di quello riportato in Figura 34 nel paragrafo precedente, a cui sono state aggiunte le variabili E_{out} e $H_{2 out}$ che rappresentano, rispettivamente, l'energia elettrica e l'idrogeno venduti in rete.

Anche le equazioni e le disequazioni del modello matematico sono dunque analoghe. A cambiare sono, invece, le funzioni obiettivo, che si riportano di seguito.

$$\begin{aligned}
 \min \frac{D_{year}}{K_{day}} \sum_{t=1}^{K_{day}} K_{hour} \{ & C_{opex,E} E_{in}(t) + C_{opex,W} W_{in}(t) + C_{opex,H2} H_{2 in}(t) + \\
 & - R_{opex,E} E_{out}(t) - R_{opex,H2} H_{2 out}(t) \} + C_{capex,PV} CRF_{PV} S_{PV} + \\
 & + C_{capex,EES} CRF_{EES} S_{EES} + C_{capex,EL} CRF_{EL} S_{EL} + C_{capex,H2SS} CRF_{H2SS} S_{H2SS}
 \end{aligned} \quad (42)$$

$$\begin{aligned}
& \min \frac{D_{year}}{K_{day}} \sum_{t=1}^{K_{day} K_{hour}} \{GWP_E [E_{in}(t) - E_{out}(t)] + GWP_W W_{in}(t) + \\
& + GWP_{H_2} [H_{2\ in}(t) - H_{2\ out}(t)]\} + \frac{GWP_{PV}}{n_{PV}} S_{PV} + \frac{GWP_{EES}}{n_{EES}} S_{EES} + \frac{GWP_{EL}}{n_{EL}} S_{EL} + \quad (43) \\
& + \frac{GWP_{H_2SS}}{n_{H_2SS}} S_{H_2SS}
\end{aligned}$$

La prima funzione obiettivo, ovvero quella dei costi, comprende una prima parte relativa ai termini operativi (opex), quali i costi e i ricavi per gli scambi di energia elettrica, acqua e idrogeno oltre i confini dell'hub energetico, e una seconda parte relativa alle spese in conto capitale (capex) per l'acquisto delle apparecchiature. Anche la seconda funzione obiettivo, relativa alla quantificazione delle emissioni di carbonio durante il ciclo di vita, si basa sulla somma dei termini operativi, ovvero le emissioni di carbonio equivalenti associate alla produzione e alla fornitura di elettricità, acqua e idrogeno all'hub, e i termini di capitale, ossia l'impatto incorporato in termini di emissioni di carbonio equivalente per la produzione, il trasporto, la fornitura, la sostituzione e la dismissione di ciascuna apparecchiatura. Per la valutazione delle emissioni di carbonio associate a ciascun componente dell'hub, è stato selezionato il potenziale di riscaldamento globale (GWP, dall'inglese *Global Warming Potential*) per unità di taglia nominale [111].

Al fine di annualizzare queste funzioni obiettivo, i termini dell'investimento di capitale nell'Eq. (42) sono stati moltiplicati per il *Capital Recovery Factor* (CRF) di ciascun investimento [112], mentre il carbonio incorporato di ciascuna apparecchiatura nell'Eq. (43) è stato diviso per la vita utile n di ciascuna apparecchiatura [113].

Altra differenza rispetto allo studio precedente riportato nel paragrafo VI.4.1 è l'equazione usata per determinare l'energia oraria prodotta dall'impianto fotovoltaico. In

questo caso, infatti, si è tenuto conto della variabilità dell'efficienza di conversione della radiazione solare in elettricità al variare delle condizioni di temperatura e irraggiamento secondo la seguente equazione:

$$E_{PV}(t) = A_{PV}K_{PV} \left\{ 1 + \beta_{PV} \left[T_{air}(t) + \frac{I_{sun}(t)}{G_{NOCT}} (NOCT - T_{a,NOCT}) + \right. \right. \quad (44)$$

$$\left. \left. - T_{ref} \right] \right\} I_{sun}(t) S_{PV} / S_{PVm}$$

in cui A_{PV} è la superficie di ciascun modulo fotovoltaico (1,2 m²), K_{PV} è l'efficienza fotovoltaica di conversione della radiazione solare in energia elettrica in condizioni standard (20 %), β_{PV} è il coefficiente di temperatura della cella fotovoltaica (-3,7*10⁻³/°C), T_{air} è la temperatura dell'aria, I_{sun} è l'irraggiamento solare della località selezionata, G_{NOCT} è la radianza solare di riferimento (800 W/m²), $NOCT$ è la temperatura nominale della cella operativa fotovoltaica (47°C), $T_{a, NOCT}$ è la temperatura dell'aria di riferimento (20°C), T_{ref} è la temperatura di riferimento della cella (25°C), S_{PV} è la taglia dell'impianto fotovoltaico e S_{PVm} è la potenza nominale di un singolo modulo fotovoltaico (400 W).

Per le ragioni spiegate al termine del paragrafo VI.4.1, la taglia S_{PV} dell'impianto fotovoltaico è stata limitata in funzione della superficie massima disponibile nell'area industriale considerata, ovvero l'acciaieria di Terni.

Il problema di ottimizzazione multi-obiettivo è stato risolto utilizzando il metodo dei vincoli ϵ , che consente di risolvere un problema a singolo obiettivo in cui una delle due funzioni obiettivo è mantenuta come obiettivo principale e l'altra è convertita in un ulteriore vincolo di disuguaglianza del problema [114]. In questo studio, la funzione economica mostrata nell'Eq. (42) è stata mantenuta come funzione obiettivo del problema, mentre l'Eq. (43) è stata convertita in un vincolo. Al fine di identificare il

Fronte di Pareto, ovvero l'insieme delle soluzioni di trade-off del problema di ottimizzazione, tale vincolo è stato alternativamente impostato in modo che fosse inferiore o uguale ad un insieme di valori di emissioni equivalenti di carbonio appartenenti all'intervallo compreso tra i seguenti valori:

- Le emissioni minime del sistema, ottenute con la minimizzazione delle emissioni a singolo obiettivo;
- Le emissioni del sistema che consentono il minimo costo, ottenuto con la minimizzazione economica a singolo obiettivo.

Nelle tabelle seguenti si riportano i valori dei parametri impiegati per lo studio.

Tabella 11. Coefficienti utilizzati per la funzione obiettivo relativa ai costi.

Coefficiente	Significato	Valore
$C_{opex, E}$	Costo di acquisto dell'energia elettrica	0,1218 €/kWh [115]
$C_{opex, W}$	Costo di acquisto dell'acqua	4,16 €/m ³ [62]
$C_{opex, H2}$	Costo di acquisto dell'idrogeno	12,89 €/kg [62]
$R_{opex, E}$	Prezzo di vendita dell'energia elettrica	0,05 €/kWh [116]
$R_{opex, H2}$	Prezzo di vendita dell'idrogeno verde	10 €/kg
$C_{capex, PV}$	Costo di investimento per l'impianto fotovoltaico	779,95 €/kW [117]

$C_{capex,EES}$	Costo di investimento per lo storage elettrico	259,35 €/kWh [117]
$C_{capex,EL}$	Costo di investimento per l'elettrolizzatore	753,48 €/kW (valore medio da [104] [81])
$C_{capex,H2SS}$	Costo di investimento per lo storage di idrogeno	904,72 €/kg H2 (valore medio da [104])
$C_{opex,PV}$	Costi operativi e di manutenzione per l'impianto fotovoltaico	7,505 €/kW all'anno [117]
$C_{opex,EL}$	Costi operativi e di manutenzione per l'elettrolizzatore	15,07 €/kW all'anno [81]
i	Tasso di interesse per il calcolo del CRF	6% (pari al WACC nel settore della distribuzione e della misurazione [118])

Tabella 12. Coefficienti utilizzati per la funzione obiettivo relativa alle emissioni.

Coefficiente	Significato	Valore
GWP_E	Potenziale di riscaldamento globale dell'energia elettrica acquistata dalla rete	0,7089 kg CO _{2,eq} /kWh [119]

GWP_W	Potenziale di riscaldamento globale dell'acqua	0 kg CO _{2, eq} /m ³ (trascurabile)
GWP_{H2}	Potenziale di riscaldamento globale dell'idrogeno acquistato	1,5500 kg CO _{2, eq} /kg H ₂ (valore medio da [5])
GWP_{PV}	Potenziale di riscaldamento globale del sistema fotovoltaico	357,732 kg CO _{2, eq} /kWp [119]
GWP_{EES}	Potenziale di riscaldamento globale del sistema di accumulo di energia elettrica	76,284 kg CO _{2, eq} /kWh [119]
GWP_{EL}	Potenziale di riscaldamento globale dell'elettrolizzatore alcalino	28,000 kg CO _{2, eq} /kW [119]
GWP_{H2SS}	Potenziale di riscaldamento globale del sistema di accumulo di idrogeno compresso	0,048 kg CO _{2, eq} /kg H ₂ [119]
n_{PV}	Durata di vita del sistema fotovoltaico	25 anni
n_{EES}	Durata di vita del sistema di accumulo di energia elettrica	8 anni
n_{EL}	Durata di vita dell'elettrolizzatore	15 anni
n_{H2SS}	Durata di vita del sistema di accumulo di idrogeno compresso	12 anni

Tabella 13. Parametri tecnici addizionali per il caso studio.

Coefficiente	Significato	Valore
K_{TR}	Efficienza del trasformatore	0,98
E_{dem}	Domanda finale di energia elettrica	500 MWh/h [62]
$H_2\ dem$	Domanda finale di idrogeno	7212,3 kg/h [62]
$K_{EES,loss}$	Tasso di autoscarica della batteria	0.01 h ⁻¹ [3]
$K_{EES,ch}$	Efficienza di carica della batteria	0,97
$K_{EES,dich}$	Efficienza di scarica della batteria	0,97
$K_{H2SS,loss}$	Tasso di autoscarica del serbatoio di idrogeno	0,02 h ⁻¹ [3]
$K_{H2SS,ch}$	Efficienza di carica del serbatoio di idrogeno	0,99
$K_{H2SS,dich}$	Efficienza di scarica del serbatoio di idrogeno	0,99
A_{PV}	Area del modulo fotovoltaico	1,6368 m ²
K_{PV}	Efficienza media della conversione di radiazione solare in energia elettrica del sistema fotovoltaico	0,1625 (comprese le perdite del balance of plant)
β_{PV}	Coefficiente di temperatura della cella fotovoltaica	-2,75·10 ⁻³ °C ⁻¹

G_{NOCT}	Radiazione solare di riferimento	800 W/m ²
$NOCT$	Temperatura nominale operativa della cella fotovoltaica	45 °C
$T_{a,NOCT}$	Temperatura di riferimento dell'aria	20 °C
T_{ref}	Temperatura di riferimento della cella	25 °C
S_{PVm}	Potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico	0,4 kW
$S_{EES,max}$	Massima capacità consentita per l'accumulo elettrico	1·10 ⁷ kWh
DoD_{EES}	Profondità di scarica della batteria	0,2
$K_{EL,eh2}$	Tasso di conversione di elettricità in idrogeno	0,02 kg/kWh
$K_{EL,wh2}$	Tasso di conversione di acqua in idrogeno	0,1 kg/L
$S_{H2SS,max}$	Massima capacità consentita per l'accumulo di idrogeno	1·10 ⁷ kg
DoD_{H2SS}	Profondità di scarica del serbatoio di idrogeno	0,1

La Tabella 14 mostra i risultati ottenuti minimizzando i costi annualizzati nei tre casi valutati in questo studio, in termini di taglie nominali dei componenti, costi annualizzati ed emissioni annualizzate di carbonio. In questi scenari, è evidente che la

taglia nominale ottimale del fotovoltaico è costante ed è uguale al limite superiore consentito allo studio di ottimizzazione, dovuto all'area massima disponibile e pari a 55,1 MWp. Di conseguenza, le taglie nominali degli altri componenti e le funzioni obiettivo sono determinate dall'algoritmo, con un rapporto tra taglie di impianto fotovoltaico ed elettrolizzatore vicino a 2 negli scenari 2 e 3, mentre l'elettrolizzatore non è installato nello scenario 1 poiché la fornitura da un fornitore esterno è economicamente più conveniente. Tutti questi scenari includono anche l'installazione di un serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno, al fine di immagazzinare l'idrogeno proveniente dal fornitore esterno o la produzione di idrogeno in eccesso quando la radiazione solare è elevata. Per quanto riguarda le funzioni obiettivo, i risultati sono molto diversi poiché le applicazioni sono molto diverse. In dettaglio, poiché l'installazione di un impianto di produzione di idrogeno verde è limitata dalla disponibilità di spazio, il suo contributo alla domanda finale è limitato. Questo provoca un'enorme riduzione dal primo al secondo scenario, dove non c'è domanda di energia elettrica, mentre il terzo caso ha valori di costo negativi, poiché la vendita di elettricità verde e idrogeno verde supera di gran lunga i costi in conto capitale per l'installazione delle apparecchiature.

Tabella 14. Taglie nominali ottimali, costi annualizzati ed emissioni di carbonio annualizzate per gli studi di ottimizzazione economica.

Componente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
PV [MWp]	55,1	55,1	55,1
EL [MW]	0	29,7	27,1
EES [MWh]	0	0	0

H2SS [ton H2]	8,2	8,2	0,6
Rapporto tra le taglie PV/EL	-	1,85	2,03
Costi annuali [€]	2.075.896.576	673.335.241	-5.159.988
Emissioni di carbonio annuali [kg CO_{2,eq}]	3.709.769.322	619.051.934	-16.374.280

Per quanto riguarda la gestione dei flussi energetici, gli altissimi valori di domanda costringono l' algoritmo a ricorrere a fonti esterne sia per l'approvvigionamento di energia elettrica che di idrogeno, poiché il completo autoconsumo da fonti rinnovabili richiederebbe enormi valori di taglie nominali (come già visto nella prima versione dello studio riportata nel paragrafo VI.4.1). Un esempio delle tendenze giornaliere dei flussi di elettricità e di idrogeno nei tre scenari è fornito rispettivamente nella Figura 38 e nella Figura 39.

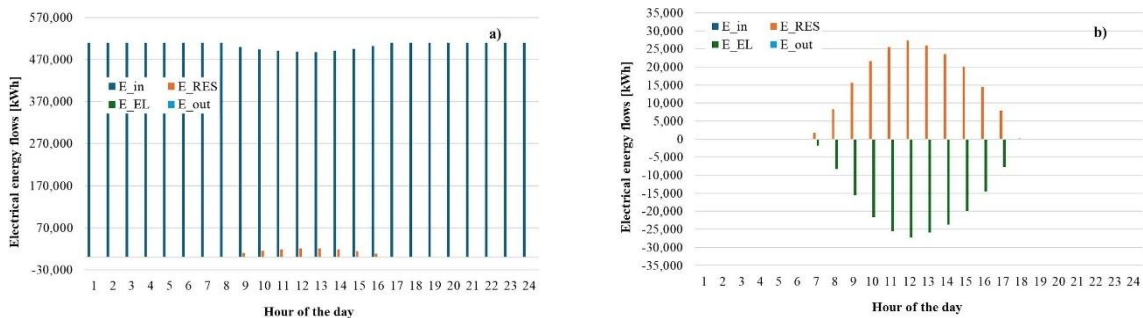


Figura 38. Flussi di energia elettrica in un giorno tipo nel caso di ottimizzazione economica nello scenario 1 in a) e negli scenari 2 e 3 in b).

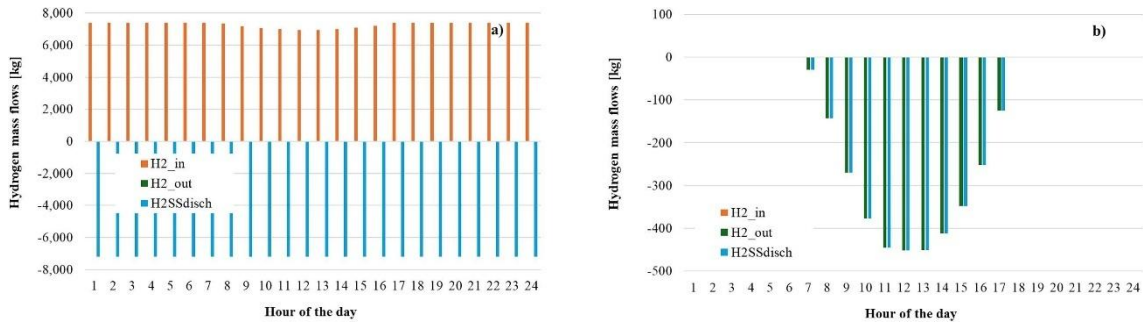


Figura 39. Flussi di idrogeno in un giorno tipo nel caso di ottimizzazione economica negli scenari 1 e 2 in a) e nello scenario 3 in b).

La Tabella 15 mostra i risultati ottenuti minimizzando le emissioni annualizzate di carbonio equivalente nei tre casi di studio valutati in questo studio, in termini di taglie nominali dei componenti, costi annualizzati ed emissioni annualizzate di carbonio. Analogamente al caso precedente, la taglia nominale ottimale del fotovoltaico è costante tra i tre casi studio ed è uguale al valore dovuto all'area massima disponibile, confermando che il fotovoltaico è una tecnologia sia economica che efficiente in termini di emissioni di carbonio. Tuttavia, il basso valore impostato per il carbonio incorporato nell'idrogeno verde proveniente dal fornitore esterno spinge l'algoritmo di ottimizzazione a ignorare l'installazione dell'elettrolizzatore d'acqua. Vale la pena sottolineare che questo risultato potrebbe essere fortemente correlato alle specifiche condizioni climatiche, poiché la ripetizione delle simulazioni in una posizione più soleggiata potrebbe modificare questi risultati. Per quanto riguarda lo scenario 1, è interessante notare che le emissioni annualizzate di carbonio sono le stesse rispetto allo scenario di costo minimo. Per quanto riguarda lo scenario 3, la riduzione al minimo delle emissioni di carbonio spinge l'ottimizzazione a impostare tutti i flussi di idrogeno pari a zero e a immettere tutta l'elettricità rinnovabile nella rete.

Tabella 15. Taglie nominali ottimali, costi annualizzati ed emissioni di carbonio annualizzate per gli studi di ottimizzazione ambientale.

Componente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
PV [MWp]	55,1	55,1	55,1
EL [MW]	0	0	0
EES [MWh]	0	0	0
H2SS [ton H2]	8,2	8,2	0
<i>Rapporto tra le taglie PV/EL</i>	-	-	-
<i>Costi annuali [€]</i>	2.076.384.821	680.156.783	-369.881
<i>Emissioni annuali di carbonio [kg CO₂,eq]</i>	3.709.769.322	585.836.514	-48.904.458

Per quanto riguarda i programmi di gestione dell'hub, gli altissimi valori delle richieste costringono anche in questo caso l'algoritmo a ricorrere a fonti esterne sia per l'approvvigionamento di energia elettrica che di idrogeno. Un esempio delle tendenze giornaliere dell'elettricità e dell'idrogeno nei tre scenari è fornito rispettivamente nella Figura 40 e nella Figura 41.

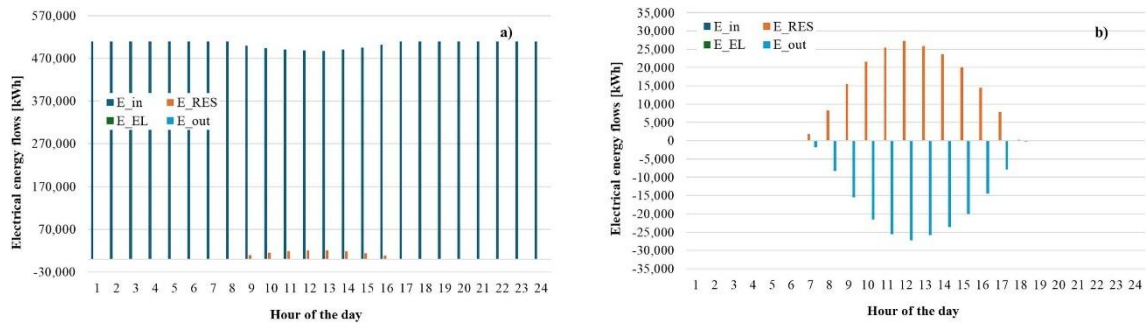


Figura 40. Flussi di energia elettrica in un giorno tipo nel caso di minimizzazione delle emissioni nello scenario 1 in a) e negli scenari 2 e 3 in b).

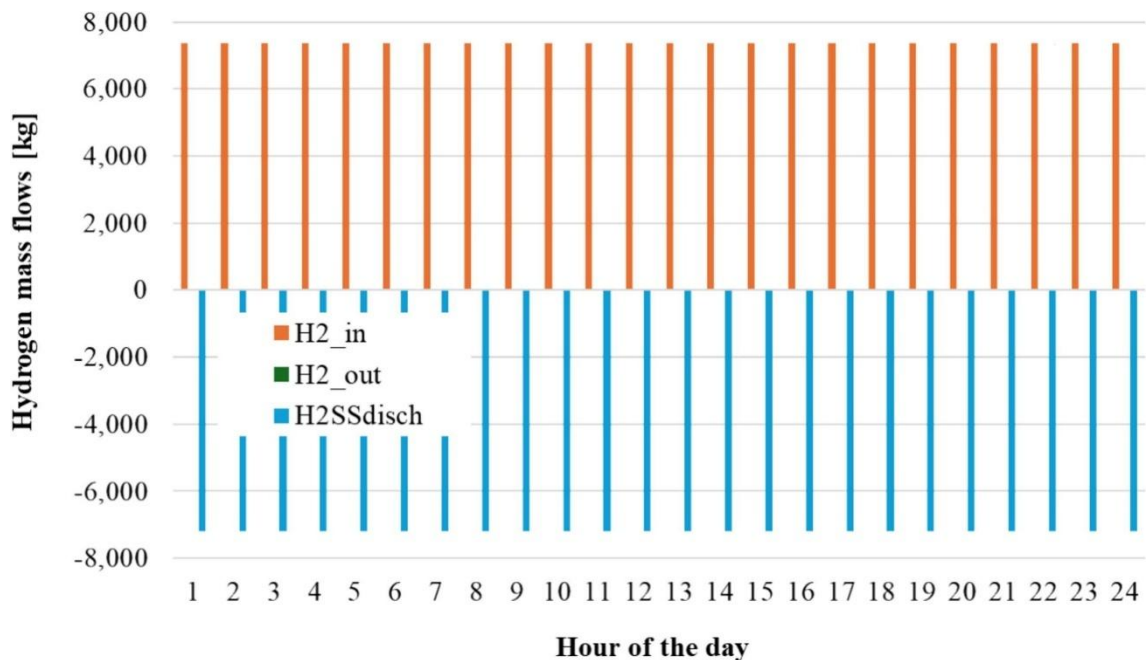


Figura 41. Flussi di idrogeno in un giorno tipo nel caso di minimizzazione delle emissioni negli scenari 1 e 2 (lo scenario ottimale 3 non prevede flussi di idrogeno).

Oltre ai sei studi di ottimizzazione sopra descritti, sono stati studiati diversi casi aggiuntivi per trovare soluzioni ottimali intermedie che bilanciano gli aspetti economici e ambientali. Queste soluzioni di compromesso costituiscono il Fronte di Pareto, mostrato in Figura 42 per lo scenario 2 e in Figura 43 per lo scenario 3. Lo scenario 1 non è

rappresentato poiché tutte le soluzioni sono molto vicine tra loro. I valori medi delle taglie nominali dei componenti, dei costi annualizzati e delle emissioni annualizzate di carbonio sono mostrati nella Tabella 16, dove i risultati intermedi rispetto alle due precedenti serie di studi di ottimizzazione possono essere facilmente identificati.

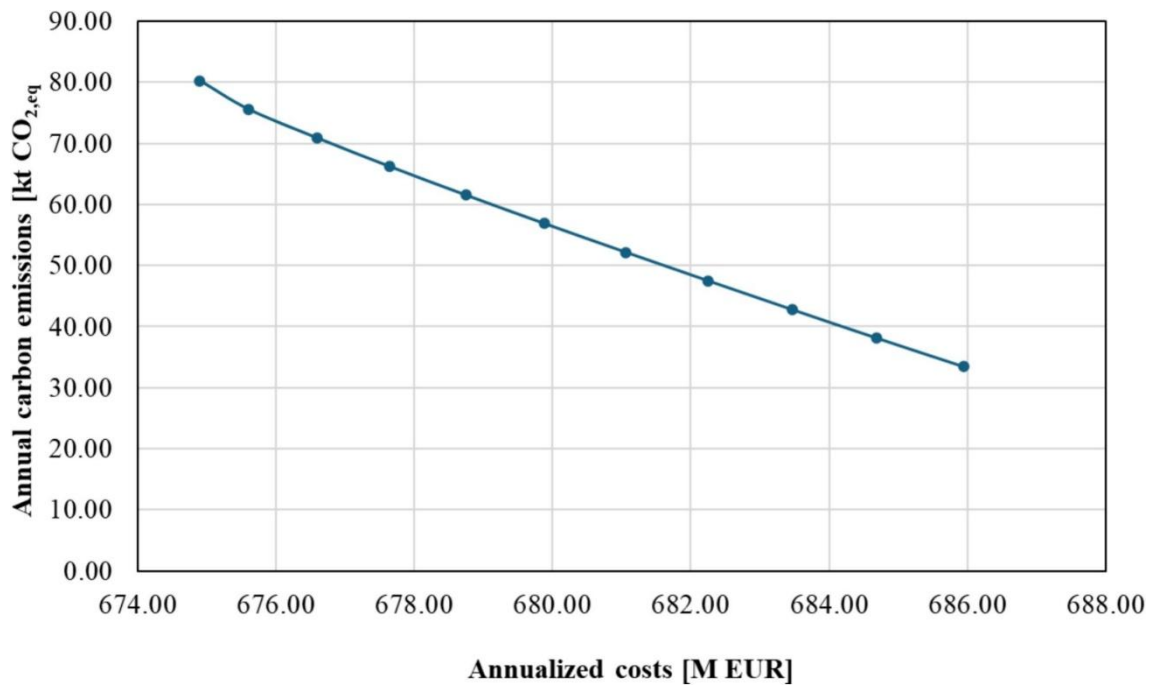


Figura 42. Fronte di Pareto per lo scenario 2.

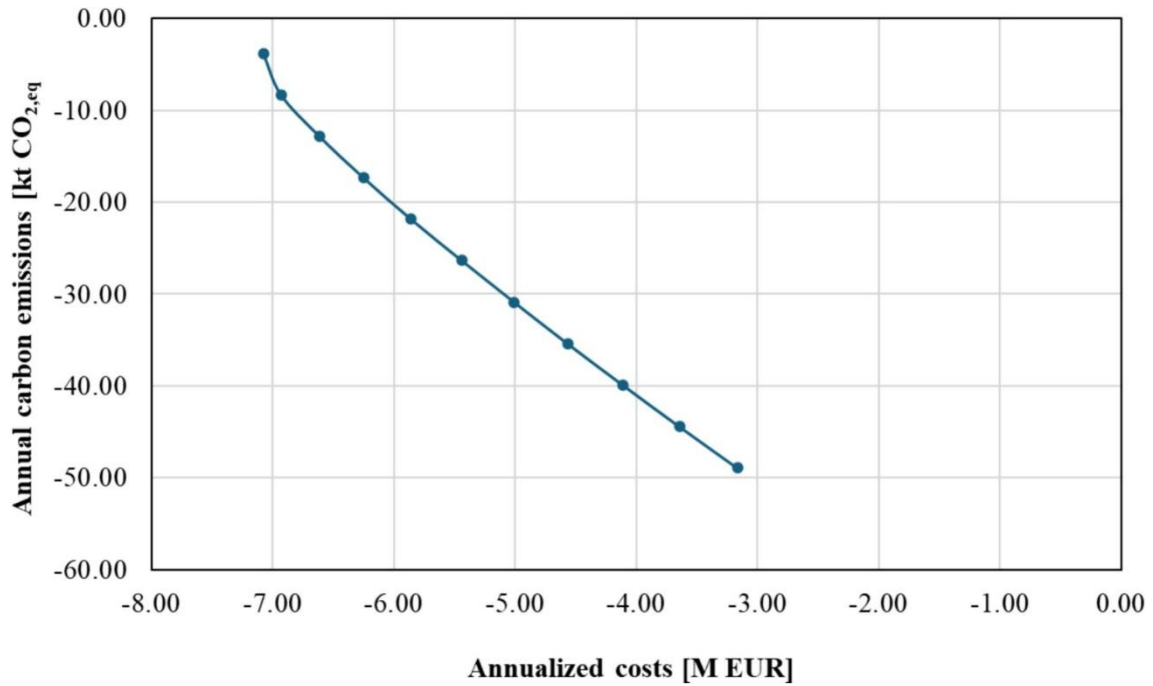


Figura 43. Fronte di Pareto per lo scenario 3.

Tabella 16. Taglie nominali ottimali, costi annualizzati ed emissioni di carbonio annualizzate per gli studi di ottimizzazione a doppio obiettivo.

Componente	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
PV [MWp]	55,1	55,1	55,1
EL [MW]	0	18,9	9,6
EES [MWh]	0	0,0	0,0
H2SS [ton H2]	8,2	8,2	0,2
Rapporto tra le taglie PV/EL	-	2,9	5,7
Costi annuali [€]	2.076.140.699	676.168.529,6	-2.758.089

<i>Emissioni annuali di carbonio [kg CO₂,eq]</i>	3.709.769.322	609.087.307,8	-32.639.333,1
---	---------------	---------------	---------------

I risultati dell'ottimizzazione hanno, quindi, rivelato che il rapporto tra le taglie di capacità fotovoltaica ed elettrolizzatore, nel caso di minimizzazione dei costi, è compreso tra 1,8 e 2, in linea con i risultati di studi precedenti incentrati su impianti di idrogeno verde dedicati senza ulteriori richieste di energia. Tuttavia, quando la minimizzazione dell'impatto ambientale è inclusa come obiettivo aggiuntivo, il rapporto ottimale aumenta in modo significativo, fino a 5,7, riflettendo la necessità di una capacità fotovoltaica sovradimensionata per massimizzare l'utilizzo dell'energia rinnovabile e ridurre al minimo la dipendenza dall'elettricità di rete (che può avere un'impronta di carbonio più elevata). Ciò evidenzia un compromesso critico tra efficienza dei costi e riduzione delle emissioni di carbonio, suggerendo che gli incentivi politici o i meccanismi di fissazione del prezzo del carbonio potrebbero influenzare la progettazione ottimale del sistema nelle applicazioni del mondo reale.

VI.4.3 Mitigazione dei flussi di potenza inversa in una rete MT attraverso produzione di idrogeno rinnovabile

Negli ultimi anni il sistema elettrico ha subito un'importante evoluzione, passando da un sistema centralizzato, basato per lo più su combustibili fossili, ad uno distribuito, con un'ampia diffusione di generatori a fonte rinnovabile non programmabile. Questi ultimi sono destinati ad aumentare per poter raggiungere gli obiettivi fissati dalle varie

strategie nazionali ed europee per la lotta al cambiamento climatico, come il Green Deal che mira ad una riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra nell'UE di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 [65]. Come riportato in [120], il 2024 è stato l'anno del maggiore aumento della capacità globale di energia rinnovabile fino ad oggi, con l'installazione di 585 GW che hanno ampliato lo stock di energia rinnovabile del 15,1%. La crescita più rapida è stata osservata negli impianti solari ed eolici: l'energia solare ha rappresentato oltre il 75% delle nuove installazioni rinnovabili, con un record di 452 GW aggiunti durante l'anno, mentre l'energia eolica ha contribuito con 113 GW.

I cambiamenti in atto nel sistema elettrico stanno, però, facendo sorgere una serie di problematiche sulla rete di trasmissione e di distribuzione, tra cui i flussi di potenza inversa, che consistono in una risalita dell'energia da valle verso monte, ovvero verso la cabina primaria, nel momento in cui si ha un eccesso della produzione di energia rinnovabile rispetto alla domanda. Questo fenomeno, a sua volta, può generare un aumento della tensione, il surriscaldamento dei trasformatori e il malfunzionamento dei dispositivi di protezione [121], nonché un aumento delle congestioni locali (soprattutto nelle regioni centro-meridionali e insulari caratterizzate da elevata densità di generazione distribuita rispetto al consumo elettrico locale e dalla limitata magliatura di rete [122]).

Per tale ragione si è spesso costretti ad un taglio di produzione dell'energia rinnovabile, noto come *curtailment*. Le nuove tecnologie emergenti di conversione dell'energia in gas, come gli impianti *Power-to-Hydrogen*, possono però offrire soluzioni efficaci al problema [123], consentendo il raggiungimento di un doppio beneficio: da un lato, infatti, si supporta la rete elettrica e dall'altro si produce un combustibile a impatto zero sull'ambiente.

Il caso studio presentato in questo paragrafo della tesi riguarda proprio il dimensionamento ottimale di un impianto *Power-to-Hydrogen* per la mitigazione dei flussi di potenza inversa in una rete di distribuzione di media tensione (MT) con presenza massiccia di fonti rinnovabili non programmabili.

La rete in questione, in particolare, è una rete di 11 kV che alimenta una zona industriale dell'isola di Malta in cui sono installati attualmente 2 MWp di impianti fotovoltaici. Tuttavia, in questo studio, condotto in collaborazione con l'Università di Malta, è stato preso in considerazione uno scenario futuro con 4 MWp di capacità fotovoltaica installata per tenere conto delle espansioni pianificate.

Per lo scenario in questione, a partire dai dati di carico e di generazione degli impianti fotovoltaici esistenti, raccolti ogni trenta minuti tra ottobre 2023 e ottobre 2024 tramite contatori intelligenti connessi alla rete, è stata costruita la curva di carico netto mostrata in Figura 44.

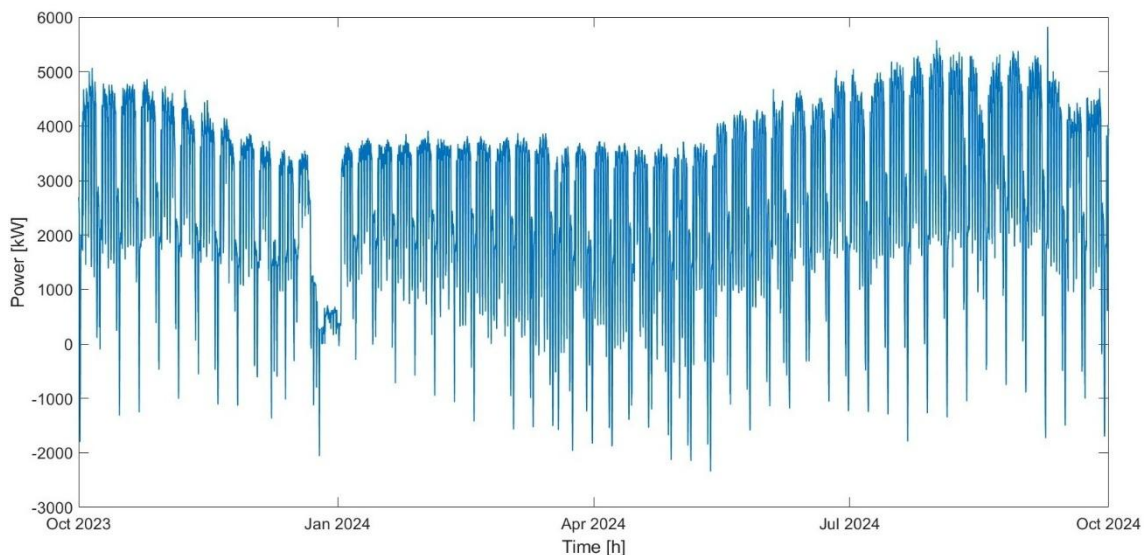


Figura 44. Curva di carico netto nello scenario considerato

Come si può notare dal grafico, vi sono diversi istanti in cui si verificano dei flussi di potenza inversa, per un totale di 336,82 MWh nell'anno considerato.

Per la mitigazione dei flussi di potenza inversa si è assunto di ricorrere ad un impianto *Power-to-Hydrogen* costituito da un elettrolizzatore PEM, un sistema di stoccaggio dell'idrogeno gassoso e una cella a combustibile per un'eventuale riconversione dell'idrogeno in energia elettrica che contribuirà a soddisfare la domanda locale. La presenza della cella a combustibile consentirebbe all'impianto di funzionare in modo simile a un sistema di accumulo a batteria, che è già stato valutato per la rete maltese in studi precedenti [124]. L'idrogeno prodotto può, inoltre, essere venduto e utilizzato altrove. L'impianto così definito è schematizzato dal modello di hub energetico mostrato di seguito, in Figura 45.

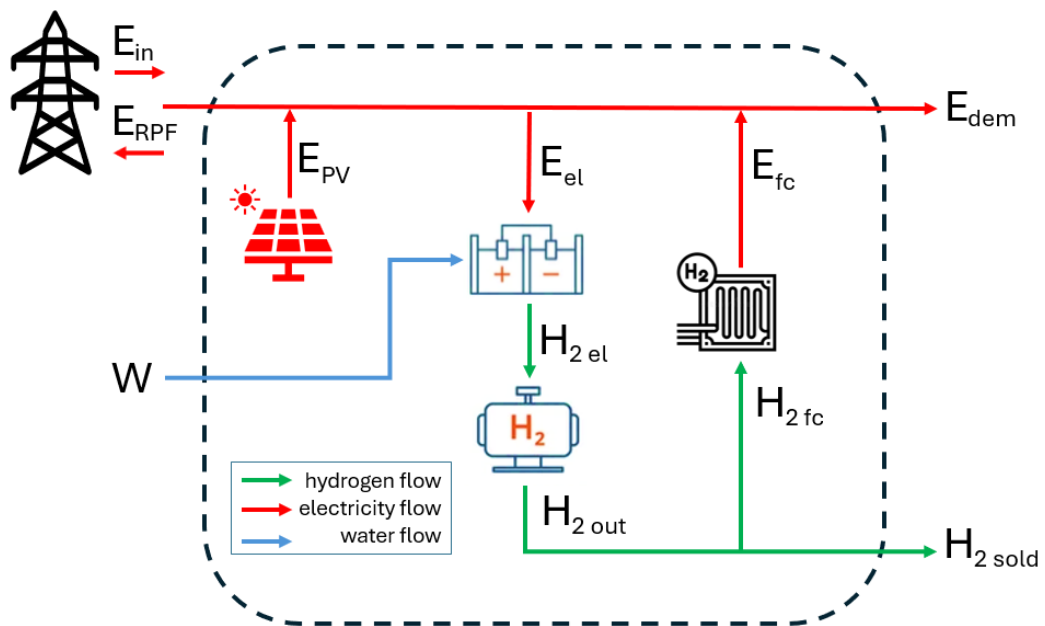


Figura 45. Energy hub che schematizza l'impianto *Power-to-Hydrogen* adottato per la mitigazione dei flussi di potenza inversa

Per tale hub energetico è possibile scrivere la seguente equazione di bilanciamento dei flussi di energia:

$$E_{in}(t) - E_{RPF}(t) - E_{el}(t) + E_{fc}(t) = E_{dem}(t) - E_{PV}(t) \quad (45)$$

in cui $E_{in}(t)$ è l'energia elettrica prelevata dalla rete, $E_{RPF}(t)$ è l'energia associata ai flussi di potenza inversa, $E_{el}(t)$ è l'energia che alimenta l'elettrolizzatore, $E_{fc}(t)$ è l'energia elettrica prodotta dalla fuel cell, $E_{dem}(t)$ è la domanda elettrica da soddisfare ed $E_{PV}(t)$ è l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. La differenza tra $E_{dem}(t)$ e $E_{PV}(t)$ è la domanda di carico netto, rappresentata in Figura 44 in termini di potenza, e costituisce il termine noto dell'equazione.

Per l'idrogeno, invece, l'equazione di bilanciamento è la seguente:

$$H_{2out}(t) = H_{2fc}(t) + H_{2sold}(t) \quad (46)$$

in cui $H_{2out}(t)$ è l'idrogeno in uscita dal sistema di stoccaggio, $H_{2fc}(t)$ è l'idrogeno che viene inviato alla fuel cell per essere riconvertito in energia elettrica e $H_{2sold}(t)$ è l'idrogeno che viene venduto.

Anche in questo caso, ovviamente, il modello matematico è completato dalle equazioni e disequazioni che descrivono il comportamento dei componenti da dimensionare, ovvero l'elettrolizzatore PEM, il serbatoio di idrogeno e la cella a combustibile. I vincoli legati al funzionamento dell'elettrolizzatore, nello specifico, sono i seguenti:

$$H_{2el}(t) = E_{el}(t) \cdot k_{ele\,eh2} \quad (47)$$

$$E_{el}(t) \leq 1.3 \cdot S_{el} \cdot 0.5 \quad (48)$$

dove $H_{2\,el}(t)$ è il flusso di idrogeno in uscita dall'elettrolizzatore, $k_{ele\,eh_2}$ è l'efficienza di conversione dell'energia elettrica in idrogeno ed è stato assunto pari a 0,016 kg/kWh [113] (tale valore tiene conto anche del consumo energetico necessario per la compressione dell'idrogeno a 500 bar) e S_{el} è la taglia dell'elettrolizzatore, in kW.

Il limite di funzionamento dell'elettrolizzatore è stato ottenuto, nella disequazione 48, moltiplicando la taglia per 1,3, in quanto un elettrolizzatore PEM può funzionare fino al 130% della sua capacità (come riportato in Tabella 1), e per 0,5 in modo da passare da kW a kWh, poiché i dati di carico forniti per il caso studio sono stati rilevati ogni mezz'ora; pertanto, questo sarà il time step per tutte le equazioni del modello.

Per lo storage di idrogeno compresso, invece, i vincoli da rispettare sono simili a quelli già visti nei casi studio dei paragrafi precedenti, con delle modifiche dovute ad una diversa modalità di accumulo. In questo studio, infatti, è stato considerato un sistema di stoccaggio modulare, composto da più serbatoi con capienza di 5 kg di idrogeno ciascuno, per rendere la commercializzazione del gas più adatta al contesto dell'isola di Malta. L'isola, infatti, ha un'economia basata principalmente sul settore terziario, non ci sono grandi industrie o raffinerie dove l'idrogeno può essere utilizzato; pertanto, non si avrà bisogno di stoccaggio e vendita di massa dell'idrogeno da trasportare con autocisterne. I potenziali usi futuri dell'idrogeno a Malta sono, invece, nel settore residenziale e dei trasporti, per i quali sono più appropriati serbatoi più piccoli. Per un sistema di questo tipo, si hanno i seguenti vincoli:

$$SOC_{H_2SS}(t + 1) = SOC_{H_2SS}(t) \cdot (1 - H_{2\,loss}) + H_{2\,el}(t + 1) \cdot k_{ch} - \frac{H_{2\,sola}(t + 1)}{k_{disch}} \quad (49)$$

$$SOC_{H_2SS}(1) = SOC_{H_2SS}(T) \quad (50)$$

$$H_{2\,el}(t) \leq \delta_{ch}(t) \cdot Q_{ch} \quad (51)$$

$$H_{2\,out}(t) \leq \delta_{disch}(t) \cdot Q_{disch} \quad (52)$$

$$\delta_{ch}(t) + \delta_{disch}(t) \leq 1 \quad (53)$$

$$SOC_{H_2SS}(t) \leq n_{H_2SS} \cdot 5\,kg \quad (54)$$

$$H_{2\,el}(t) \leq n_{H_2SS} \cdot 5\,kg \quad (55)$$

$$H_{2\,out}(t) \leq n_{H_2SS} \cdot 5\,kg \quad (56)$$

in cui $SOC_{H_2SS}(t)$ è lo stato di carica del sistema, $\delta_{ch}(t)$ e $\delta_{disch}(t)$ sono le variabili booleane introdotte per le ragioni spiegate nella sezione VI.2, Q_{ch} e Q_{disch} sono dei numeri elevati che vengono utilizzati per dare un limite superiore finito all'idrogeno in entrata e in uscita dal sistema di accumulo e n_{H_2SS} è il numero di serbatoi da 5 kg che lo compongono.

Per la cella a combustibile, infine, si hanno i vincoli riportati di seguito:

$$E_{fc}(t) = H_{2\,fc}(t) \cdot k_{fc\,h_2e} \quad (57)$$

$$E_{fc}(t) \leq S_{fc} \cdot 0.5 \quad (58)$$

dove $k_{fc\,h_2e}$ è l'efficienza di conversione dell'idrogeno in energia elettrica della cella a combustibile ed è stata assunta pari a 12,23 kWh/kg [113] e S_{fc} è la taglia.

Anche in questo caso, come già visto per l'elettrolizzatore, il limite superiore dell'energia elettrica è stato fissato moltiplicando la taglia della cella a combustibile, espressa in kW, per 0,5, poiché il passo temporale considerato è di mezz'ora.

Il problema di ottimizzazione è stato inizialmente risolto come un problema di ottimizzazione singolo obiettivo, che mira esclusivamente alla minimizzazione dei flussi di potenza inversa; la funzione obiettivo, in questo caso, è dunque la seguente:

$$\min \left[\sum_{t=1}^T E_{RPF}(t) \right] \quad (59)$$

in cui T è il periodo considerato, ovvero un anno.

I risultati ottenuti consentono in questo caso di annullare i flussi di potenza inversa, convertendoli totalmente in idrogeno attraverso l'installazione dei componenti di cui si riportano le taglie e i relativi costi in Tabella 17.

Tabella 17. Taglie ottimali dei componenti e relativi costi di acquisto nel caso di ottimizzazione singolo obiettivo

Componente	Taglia	CAPEX
Elettrolizzatore	1803 kW	3.245.400 €
Sistema di stoccaggio dell'idrogeno	195 kg (5 kg × 39 serbatoi)	106.518,75 €
Cella a combustibile	757 kW	1.160.057,08 €
Investimento totale		4.511.975,83 €

Dell'idrogeno prodotto, che ammonta a oltre 5 tonnellate all'anno, l'83,44% viene venduto, mentre il rimanente 16,53% viene inviato alla cella a combustibile.

Come si può vedere, però, i costi di investimento sono veramente alti. Più di un quarto dell'investimento è dovuto all'acquisto della cella a combustibile, che

complessivamente produce 9,49 MWh all'anno di energia elettrica, ovvero solamente lo 0,04% della domanda finale E_{dem} . La sua installazione, pertanto, sembra essere non molto conveniente, sia da un punto di vista economico che funzionale.

Per questi motivi è stato successivamente formulato un problema di ottimizzazione multi-obiettivo che tiene in considerazione anche gli aspetti economici, in modo da trovare un compromesso tra la minimizzazione dei flussi di potenza inversa e la minimizzazione dei costi di investimento. La funzione associata ai costi, in particolare, è la seguente:

$$\sum_{t=1}^T [E_{in}(t) \cdot C_E - H_{2\,sold}(t) \cdot Rev_{H_2} - E_{RPF}(t) \cdot Rev_E] + C_{CAPEX\,el} \cdot S_{el} + \quad (60)$$

$$+ C_{CAPEX\,H_2SS} \cdot n_{H_2SS} \cdot 5 + C_{CAPEX\,fc} \cdot S_{fc}$$

in cui C_E è il costo unitario dell'energia acquistata dalla rete, pari a 0,12 €/kWh (per utenti non domestici a Malta nel 2023, banda ID, senza tasse [125]), Rev_{H_2} è il ricavo ottenuto dalla vendita dell'idrogeno, assunto pari al costo medio dell'idrogeno rinnovabile prodotto dal solare fotovoltaico nel 2023 riportato in [5], ovvero 7,95 €/kg, Rev_E è il prezzo di vendita dell'energia rinnovabile in eccesso prodotta dagli impianti fotovoltaici, assunto pari a 0,05 €/kWh, e i vari termini C_{CAPEX} sono i costi unitari di elettrolizzatore PEM (1800 €/kW [126]), serbatoio di idrogeno (546,25 €/kg [104]) e cella a combustibile (1532,44 €/kW [113]).

Per l'ottimizzazione multi-obiettivo è stata adottata la tecnica della scalarizzazione, già utilizzata in studi simili [113], che consiste nel trasformare un problema multi-obiettivo in un problema singolo obiettivo, normalizzando le funzioni obiettivo e minimizzando la loro somma ponderata.

Per raggiungere un compromesso tecnico-economico, è stato assegnato lo stesso peso (50%) a entrambe le funzioni. Per quanto riguarda i fattori di normalizzazione, invece, questi sono stati scelti pari a 10^6 per la funzione che minimizza i costi e a 10^5 per la funzione che minimizza i flussi di energia inversa; questi valori sono pari, rispettivamente, all'ordine di grandezza dei costi, in euro, e all'ordine di grandezza dell'energia annuale, in kWh, associata ai flussi di potenza inversa.

I risultati ottenuti, in termini di taglie dei componenti e relativi costi di investimento, sono riportati in Tabella 18.

Tabella 18. Taglie ottimali dei componenti e relativi costi di acquisto nel caso di ottimizzazione multi-obiettivo di compromesso tecnico-economico

Componente	Taglia	CAPEX
Elettrolizzatore	737 kW	1.326.600,00 €
Sistema di stoccaggio dell'idrogeno	105 kg (5 kg × 21 serbatoi)	57.356,25 €
Cella a combustibile	0 kW	-
Investimento totale	1.383.956,25 €	

La soluzione trovata consente, in questo caso, di ridurre i flussi di energia inversa dell'81,61%, passando dagli attuali 336,82 MWh stimati a 61,94 MWh, producendo al contempo 4398 kg di idrogeno verde nell'anno in esame. L'elettricità prelevata dalla rete, invece, rimane invariata, poiché nella soluzione ottimale non è prevista l'installazione di

una cella a combustibile per coprire parte della domanda. L'investimento ammonta a 1,38 milioni di euro.

Di seguito, in Figura 46 e in Figura 47, sono illustrati rispettivamente lo stato di carica dello storage di idrogeno (*SOC, State Of Charge*) e i flussi di idrogeno in ingresso e in uscita dallo storage per l'intero anno considerato. Gli stessi dati sono rappresentati, in dettaglio, per due giorni tipo in Figura 48.

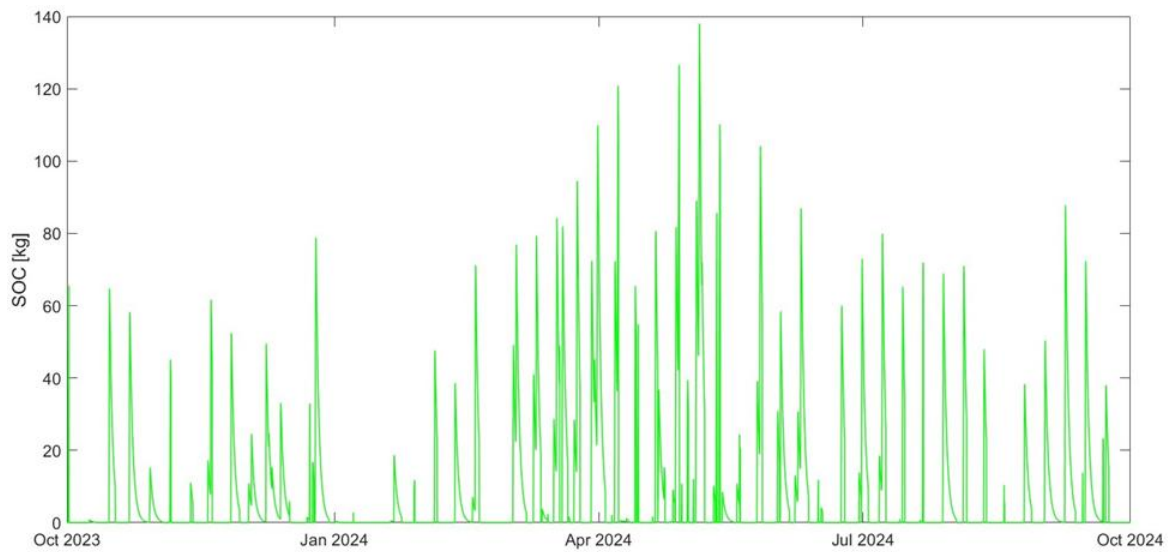


Figura 46. Stato di carica del sistema di accumulo dell'idrogeno nel corso dell'anno

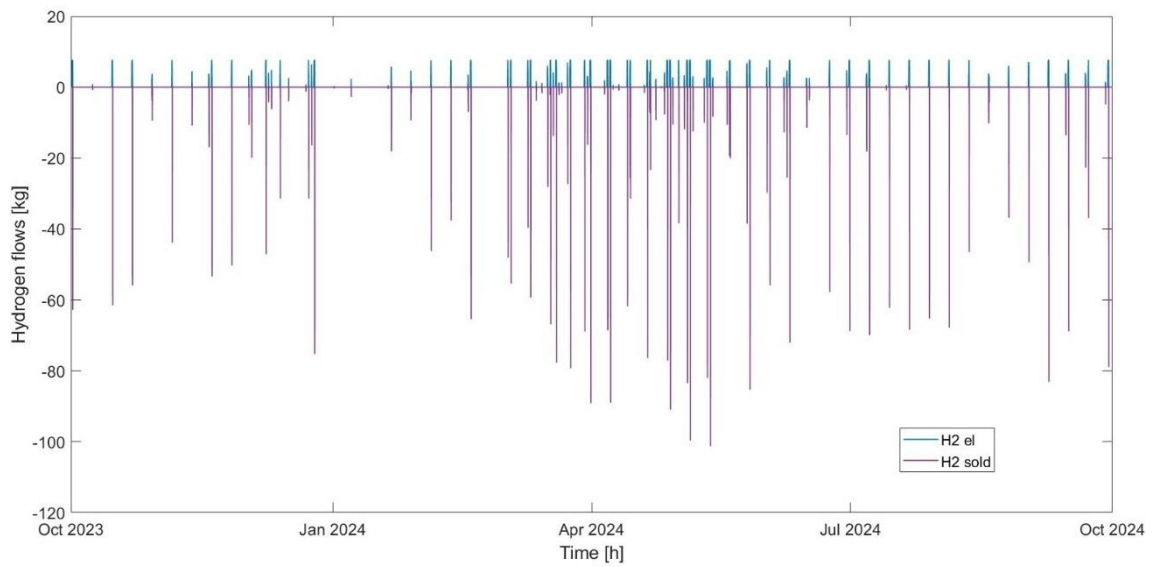


Figura 47. Flussi di idrogeno in ingresso (in blu) e in uscita (in viola) dal sistema di stoccaggio nel corso dell'anno

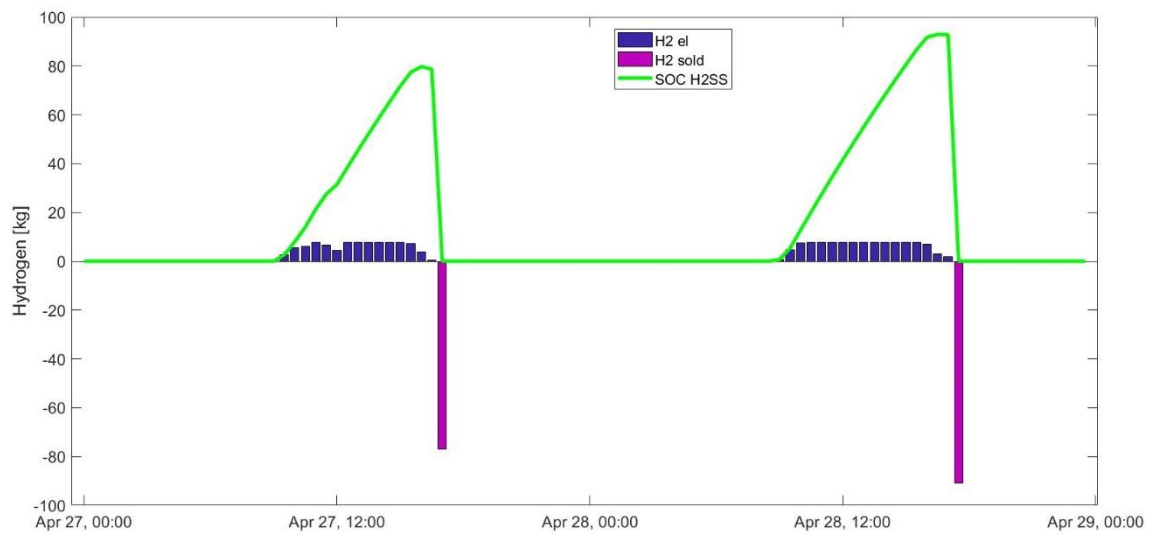


Figura 48. Flussi di idrogeno e stato di carica del serbatoio nel corso di due giorni tipo

Come si può notare dalla Figura 48, l'idrogeno viene prodotto e accumulato durante il giorno, quando si verificano i flussi di potenza inversa, per poi essere venduto a fine giornata.

In Figura 49, infine, vengono messi a confronto i flussi di potenza inversa di un anno intero nello scenario iniziale, senza impianto di elettrolisi, e nello scenario ottimizzato con impianto *Power-to-Hydrogen*. Lo stesso confronto è illustrato, in dettaglio, in Figura 50 per due giorni tipo.

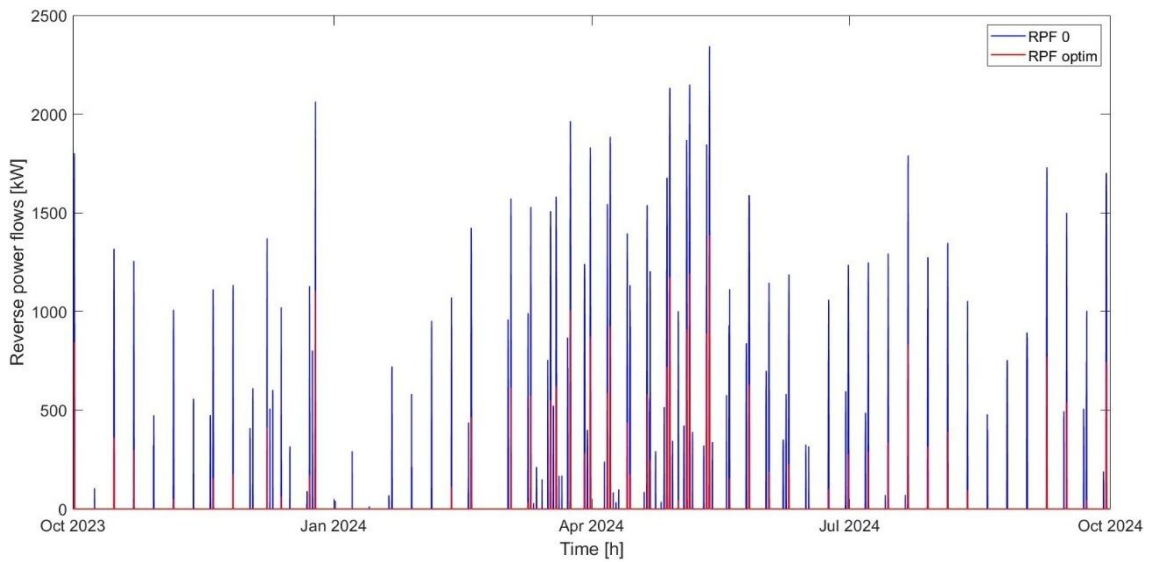


Figura 49. Flussi di potenza inversa nello scenario iniziale (in blu) e nello scenario ottimizzato (in rosso) nel corso dell'anno

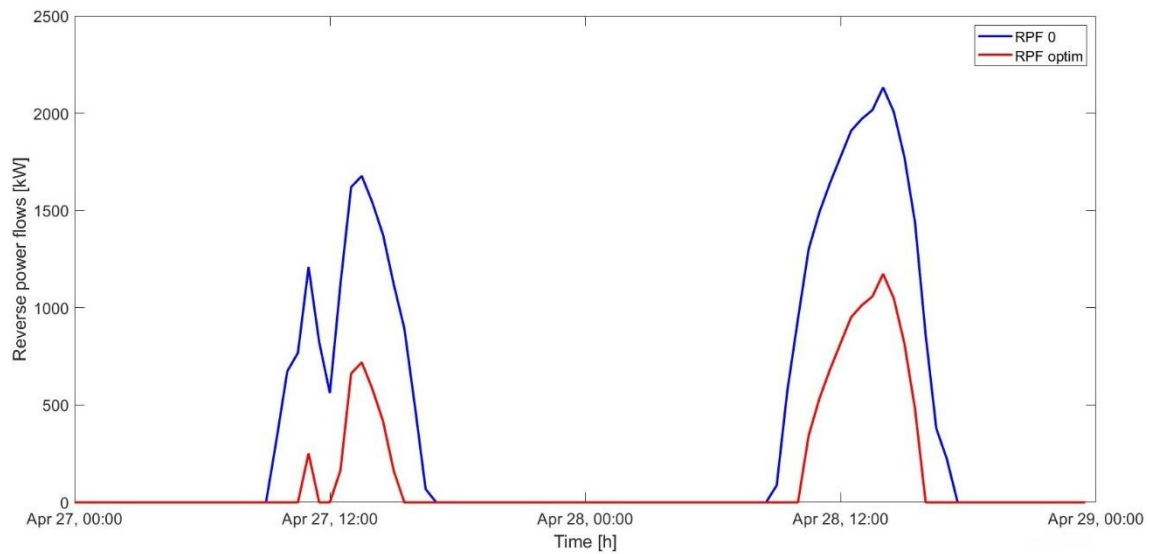


Figura 50. Flussi di potenza inversa nello scenario iniziale (in blu) e nello scenario ottimizzato (in rosso) in due giorni tipo

Attraverso il sistema *Power-to-Hydrogen* i picchi di potenza inversa nei due giorni tipo rappresentati in Figura 50 vengono di fatto dimezzati.

Con l'installazione dell'impianto di elettrolisi si ha quindi la possibilità di supportare la rete elettrica, mitigando fenomeni come le congestioni locali e i flussi di potenza inversa, e di produrre allo stesso tempo un combustibile che, nel caso di Malta, può essere esportato, utilizzato nel settore dei trasporti o impiegato in miscela con il metano nelle turbine delle centrali elettriche, incrementando l'indipendenza energetica dell'isola attraverso un combustibile rinnovabile.

CAPITOLO VII

Impatto sulla rete elettrica degli impianti di elettrolisi

VII.1 Il caso studio della porzione di rete MT dell'isola di Malta

Come discusso nell'ultimo paragrafo del capitolo precedente, con l'installazione dell'impianto di elettrolisi si ha la possibilità di supportare la porzione di rete di media tensione dell'isola di Malta oggetto dello studio, dimezzando di fatto i flussi di potenza inversa dovuti alla sovragerazione degli impianti fotovoltaici connessi ad essa.

In questo capitolo viene approfondita la tematica dell'impatto sulla rete elettrica, attraverso la valutazione di ulteriori benefici che la presenza dell'impianto *Power-to-Hydrogen* (P2H) può comportare in termini di profili di tensione e perdite di potenza. Per fare ciò è stato costruito il modello della rete in esame in ambiente NEPLAN 360, mostrato di seguito in Figura 51, e sono stati eseguiti dei calcoli di load flow.

La rete di distribuzione ad anello ad una tensione di 11 kV è collegata alla rete principale a 33 kV tramite un trasformatore da 5 MVA (TR 1), i cui parametri sono riportati in Tabella 19.

Tabella 19. Parametri del trasformatore TR 1

Parametro	Significato	Valore
U_{n1}	Tensione nominale dell'avvolgimento primario	33 kV
U_{n2}	Tensione nominale dell'avvolgimento secondario	11 kV
S_r	Potenza nominale	5 MVA
$U_{kr(1)\%}$	Tensione nominale di cortocircuito alla sequenza diretta	7%

$U_{Rr(1)}\%$	Perdite nominali nel rame in sequenza diretta degli avvolgimenti 1 e 2 in % rispetto a S_r	1,5%
X/R	Rapporto tra reattanza e resistenza	4,56
U_{set}	Target set voltage	97%
VG	Gruppo vettoriale	Dyn1
$I_0\%$	Corrente a circuito aperto	0,48%
P_{fe}	Perdite nel nucleo di ferro	5,4 kW

La rete ad anello è collegata al trasformatore da due cavi in parallelo. Ogni cavo è costituito dalla giunzione di due cavi di tipo diverso, i cui dati sono riportati in Tabella 20.

Tabella 20. Dati dei cavi di alimentazione della rete ad anello

Tipo	Lunghezza	Resistenza	Reattanza	Capacità	Portata
240Cu PILC	680 m	0,0921 Ω /km	0,0784 Ω /km	0,9005 μ F/km	435 A
240Cu XLPE single cores	22 m	0,0754 Ω /km	0,1099 Ω /km	0,455 μ F/km	520 A

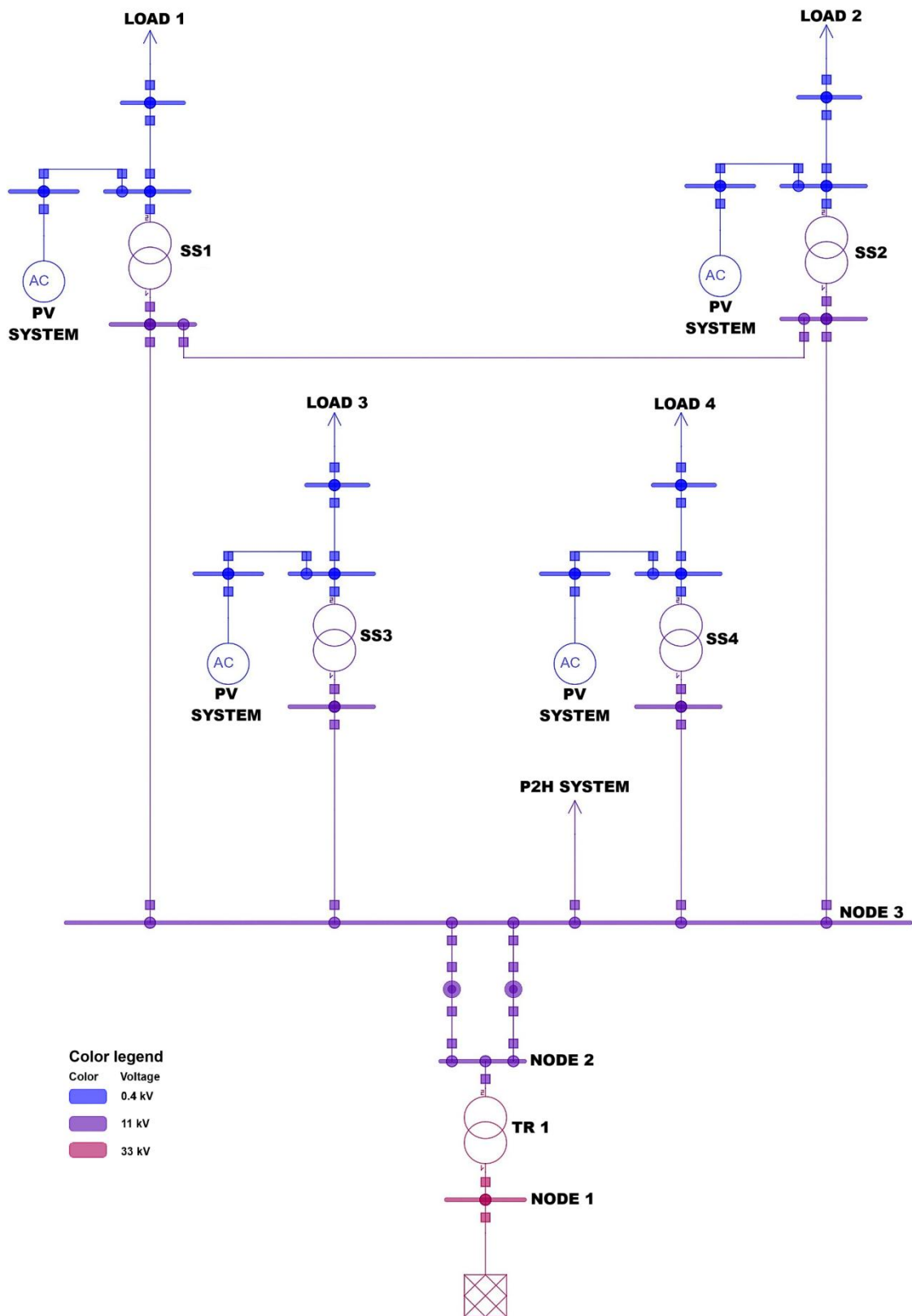


Figura 51. Modello di rete in NEPLAN

I cavi che compongono l'anello sono caratterizzati da una resistenza di 0,168 Ω/km , una reattanza di 0,0809 Ω/km , una capacità di 0,8004 $\mu\text{F}/\text{km}$ e una portata di 300

A. La Tabella 21 riporta le lunghezze delle varie sezioni.

Tabella 21. Lunghezza delle varie tratte della linea ad anello

Linea	Lunghezza
SS1-Node 3	375 m
SS1 – SS2	50 m
SS2-Node 3	230 m
SS3-Node 3	215 m
SS4-Node 3	40 m

Ogni sottostazione è dotata di un trasformatore le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 22.

Tabella 22. Parametri dei trasformatori presenti in SS1, SS2, SS3 e SS4

Parametro	Significato	Valore
U_{n1}	Tensione nominale dell'avvolgimento primario	11 kV
U_{n2}	Tensione nominale dell'avvolgimento secondario	0,4 kV
S_r	Potenza nominale	1,6 MVA
$U_{kr(1)\%}$	Tensione nominale di cortocircuito alla sequenza diretta	6 %

$U_{Rr(1)}\%$	Perdite nominali nel rame in sequenza diretta degli avvolgimenti 1 e 2 in % rispetto a S_r	1,6%
X/R	Rapporto tra reattanza e resistenza	3,61
U_{set}	Target set voltage	97%
VG	Gruppo vettoriale	Dyn11
$I_0\%$	Corrente a circuito aperto	0,5%
P_{fe}	Perdite nel nucleo di ferro	2,2 kW

Gli impianti fotovoltaici sono collegati ai trasformatori di sottostazione tramite tre cavi in parallelo, le cui caratteristiche sono mostrate di seguito, in Tabella 23.

Tabella 23. Parametri dei cavi che collegano gli impianti fotovoltaici ai trasformatori.

Lunghezza	Sezione	Resistenza	Reattanza	Portata	Numero di cavi in parallelo
50 m	300 mm ²	0,175 Ω /km	0,125 Ω /km	600 A	3

Infine, i carichi alimentati dalle quattro cabine sono collegati ad esse tramite cavi di linea lunghi 50 metri, i cui parametri sono gli stessi dei cavi che collegano gli impianti fotovoltaici alle cabine, fatta eccezione per il numero di cavi in parallelo, che sono riportati in Tabella 24.

Tabella 24. Numero di cavi paralleli che alimentano i carichi in uscita dalle quattro sottostazioni.

Tratta	Numero di cavi in parallelo
SS1-Load 1	3
SS2-Load 2	3
SS3-Load 3	8
SS4-Load 4	6

Gli impianti fotovoltaici sono stati implementati in NEPLAN come “AC disperse generators”, fissando il valore della potenza attiva prodotta. Sono, quindi, stati assunti come elementi PQ, così come i carichi. La rete esterna a 33 kV, invece, è stata assunta come nodo SL (*slack node*), cioè come nodo di saldo.

I calcoli del load flow sono stati eseguiti utilizzando il modulo *Load Flow Time Simulation*, che utilizza serie temporali misurate di profili di carico e generazione [127]. I profili di carico e di generazione degli impianti fotovoltaici importati nel software sono quelli ricavati dai dati misurati dagli smart meter ad essi collegati, mentre il profilo di carico del sistema *Power-to-Hydrogen* impiegato è quello ottenuto dall'algoritmo di ottimizzazione multi-obiettivo. I calcoli del load flow sono stati eseguiti per il giorno in cui sono stati osservati i massimi flussi di potenza inversa.

Le perdite di energia nel sistema elettrico in esame senza l'impianto P2H durante tale giorno ammontano a 1,24 MWh. Nello scenario in cui è presente il sistema P2H, invece, le perdite ammontano a 1,18 MWh, ovvero il 4,66% in meno.

La porzione di rete che risente, nello specifico, degli effetti benefici dovuti alla presenza dell'elettrolizzatore si trova tra il Nodo 1 e il Nodo 3, dove i flussi di potenza in eccesso verrebbero completamente riversati in assenza dell'elettrolizzatore. La Figura 52 e la Figura 53 mostrano rispettivamente le perdite di potenza attiva nei due feeder che alimentano la rete ad anello, situati tra il Nodo 2 e il Nodo 3, e le perdite di potenza attiva nel trasformatore a monte, che collega la rete a 11 kV alla rete esterna a 33 kV.

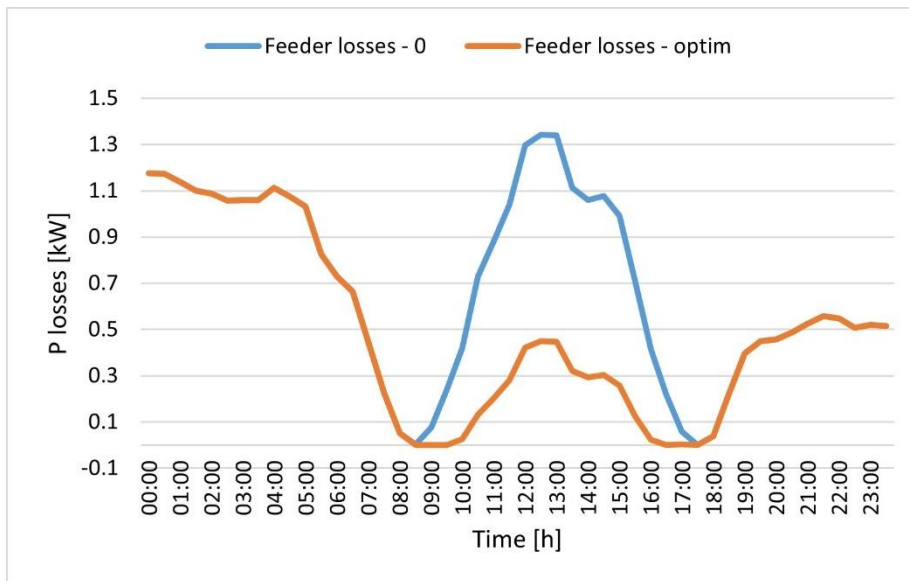


Figura 52. Perdite di potenza negli alimentatori della rete ad anello nello scenario iniziale (in blu) e nello scenario ottimizzato con sistema P2H (in arancione) durante la giornata critica considerata.

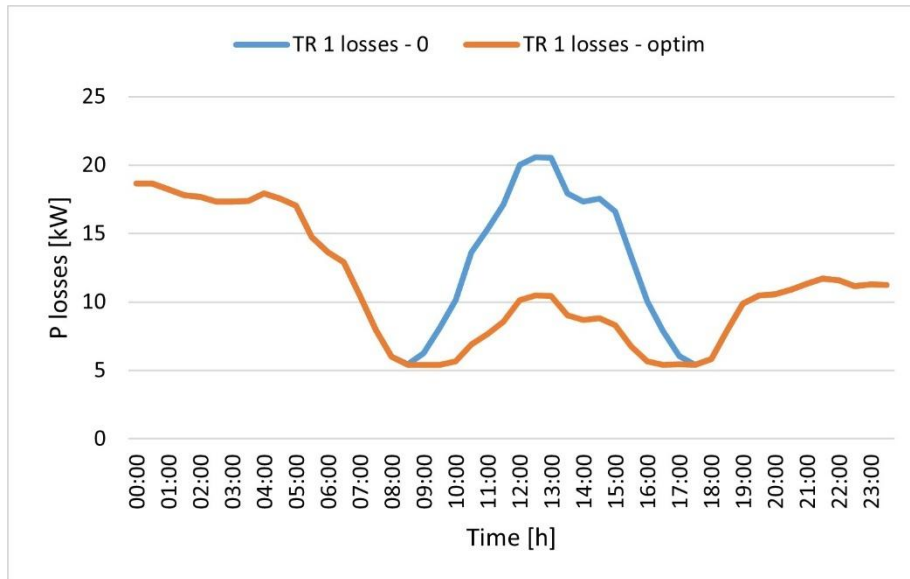


Figura 53. Perdite di potenza nel trasformatore 33 kV/11 kV che alimenta la rete ad anello nello scenario iniziale (in blu) e nello scenario ottimizzato con sistema P2H (in arancione) durante la giornata critica considerata.

La presenza del sistema P2H consente, nella giornata considerata, una riduzione delle perdite di energia negli alimentatori della rete ad anello del 29,25% e nel trasformatore a monte del 17,32%, grazie alla minore quantità di flussi di potenza inversa che li attraversano.

In termini di profili di tensione nei nodi 2 e 3, invece, i miglioramenti sono quelli mostrati rispettivamente nella Figura 54 e nella Figura 55.

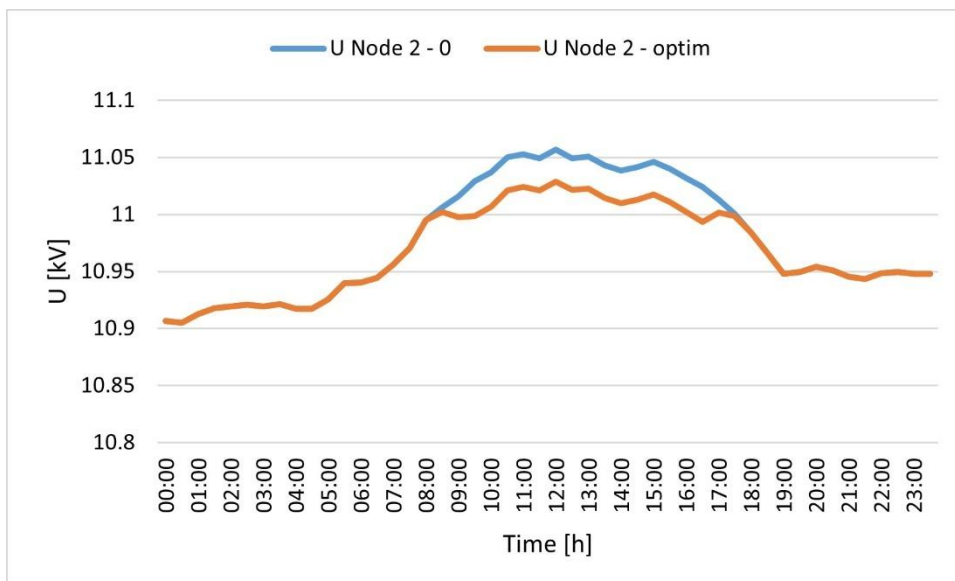


Figura 54. Profilo di tensione nel Nodo 2 nello scenario iniziale (in blu) e nello scenario ottimizzato con sistema P2H (in arancione) durante la giornata critica considerata.

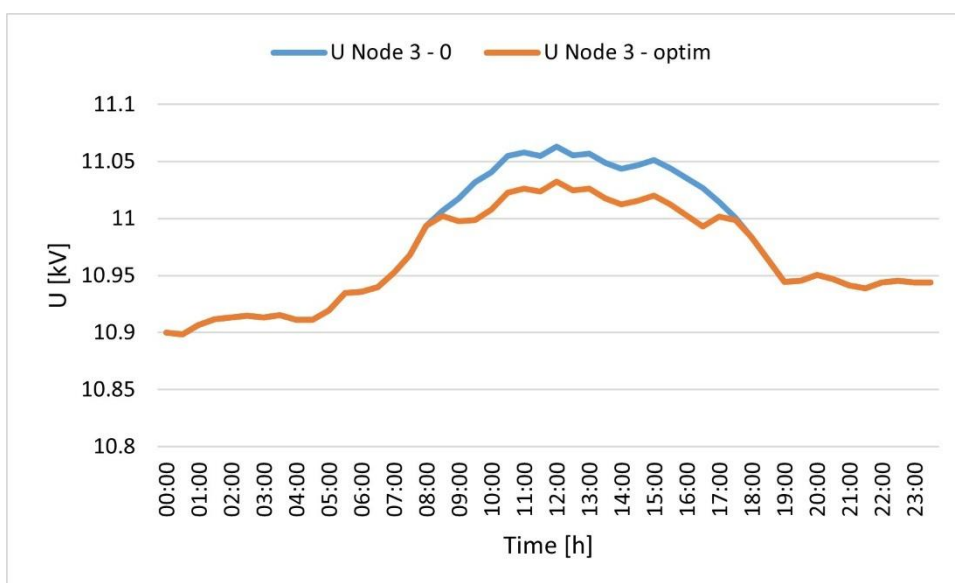


Figura 55. Profilo di tensione nel Nodo 3 nello scenario iniziale (in blu) e nello scenario ottimizzato con sistema P2H (in arancione) durante la giornata critica considerata.

Sebbene l'eccesso di produzione da parte degli impianti fotovoltaici non provochi un eccessivo aumento della tensione ai nodi rispetto al valore nominale di 11 kV, l'installazione del sistema *Power-to-Hydrogen* consente comunque una riduzione dei picchi di tensione nell'arco della giornata.

VII.2 Il caso studio dell'isola di Favignana

La produzione di energia da fonti rinnovabili rappresenta una delle sfide principali per garantire la sostenibilità energetica delle piccole isole non interconnesse al sistema elettrico continentale. La mancanza di connessione alla rete, infatti, di solito impedisce una grande integrazione delle energie rinnovabili intermittenti perché potrebbero mettere in pericolo il funzionamento sicuro del sistema elettrico [128], oltre a rendere difficile gestire le fluttuazioni della domanda e dell'offerta di energia, soprattutto durante i periodi di alta stagione turistica [129]. Per queste ragioni il settore energetico delle piccole isole non interconnesse dipende ancora fortemente dalle centrali elettriche a combustibili fossili [130].

Un modo per potere contrastare le problematiche dovute all'intermittenza intrinseca di alcune fonti rinnovabili è l'adozione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), ovvero creare gruppi di cittadini, imprese e/o enti pubblici che producono e consumano energia rinnovabile e il cui obiettivo principale è quello di consumare localmente il più possibile l'energia prodotta attraverso la sua condivisione tra i membri della comunità stessa. Sebbene la loro introduzione sia relativamente recente, la rilevanza delle CER ha permesso loro di guadagnare rapidamente popolarità nella letteratura internazionale [131], grazie alla loro capacità di sostenere la diffusione

capillare dei sistemi di energia rinnovabile non programmabile, riducendo il loro impatto sulle reti grazie al bilancio energetico locale tra produzione e consumo.

Le CER sono comunemente concepite in relazione all'energia elettrica, poiché è più facile da produrre e immettere nella rete pubblica. Tuttavia, oltre al carico elettrico da alimentare, potrebbero essere considerati ulteriori usi dell'energia per migliorare la condivisione energetica, ad esempio utilizzando l'energia in eccesso generata in inverno o fuori stagione per produrre idrogeno destinato alla mobilità o ad altri scopi, come proposto per l'isola di Malta, o alimentare impianti di desalinizzazione che contribuirebbero ad aumentare la disponibilità di acqua dolce nelle isole.

Proprio per queste ragioni è stato condotto uno studio, non ancora pubblicato, in cui è stato proposto un metodo per l'integrazione di comunità energetiche rinnovabili nelle piccole isole basato sull'analisi e sull'ottimizzazione dei sistemi multi-energetici, adottando un approccio di tipo MILP, come quello già visto nel capitolo precedente, che include lo sfruttamento delle risorse rinnovabili locali per la produzione di energia elettrica, termica e/o di idrogeno e la gestione ottimale di attrezzature locali come i sistemi di desalinizzazione per la produzione di acqua dolce o gli scaldacqua elettrici per la produzione di acqua calda sanitaria. In particolare, nello studio è stata considerata l'installazione di impianti fotovoltaici, convertitori di energia del moto ondoso, collettori solari termici, elettrolizzatori, celle a combustibile e sistemi di accumulo di energia elettrica, termica, di acqua e di idrogeno, con l'obiettivo di determinarne la taglia e la gestione ottimale al fine di minimizzare i costi, i consumi di energia primaria e le emissioni di carbonio. Per tenere conto, inoltre, dell'incertezza legata alle energie rinnovabili intermittenti e ai carichi finali, nello studio è stato incluso un algoritmo Monte Carlo che ha generato diversi scenari da ottimizzare.

La metodologia proposta è stata applicata al caso studio di Favignana, una piccola isola nel Mar Mediterraneo, dotata di una rete elettrica autonoma, in cui la produzione e la distribuzione dell'energia sono gestiti da S.E.A. S.p.A. La centrale termoelettrica, situata a circa 100 m dalla costa, è composta da sette motori diesel, con una potenza installata di 12 MW e una produzione energetica annua di circa 15 milioni di kWh [132]. Per quanto riguarda, invece, le fonti rinnovabili, attualmente sono installati circa 880 kW di capacità fotovoltaica. L'estensione di tale capacità è fortemente influenzata dai vincoli ambientali e paesaggistici; tuttavia, il centro urbano, situato nella parte centro-settentrionale dell'isola, è stato identificato come un'area potenzialmente idonea per impianti fotovoltaici, escludendo edifici storici a causa delle restrizioni di conservazione. Il sito di installazione dei convertitori di energia del moto ondoso, invece, è stato individuato al largo, in risposta all'erosione costiera che colpisce molte delle coste dell'isola. I valori medi delle taglie ottimali dei componenti da installare, ottenute nelle 100 simulazioni di incertezza, sono riportati in Tabella 25.

Tabella 25. Taglie ottimali medie dei componenti da installare

Componente	Taglia
Sistemi fotovoltaici	1760,4 kWp
Convertitori di energia del moto ondoso	0
Collettori solari termici	24 m ²
Elettrolizzatori	2047,33 kW
Celle a combustibile	358,74 kW
Sistema di accumulo di energia elettrica in batteria	27.368,6 kWh

Sistema di accumulo di energia termica	2794,7 kWh termici
Sistema di accumulo di idrogeno	223,7 kg
Sistema di accumulo di acqua	0

I vari scenari analizzati in condizioni incerte di produzione e consumo valutati nello studio si sono basati sull'ipotesi fondamentale di rendere l'intera isola di Favignana una comunità di energia rinnovabile. Questo aspetto è consentito dalla normativa italiana vigente, la quale stabilisce che nel caso di piccole isole non interconnesse può essere costituita un'unica CER che copra l'intera isola [133].

Poiché l'attuale metodo di calcolo del sussidio CER dipende dal prezzo orario nella singola zona di mercato dell'energia elettrica (in questo caso la zona di mercato siciliana), nelle simulazioni è stato fissato un valore medio di sussidio pari a 110 €/MWh. Questo contributo consente di rendere negativo il costo annualizzato, il che significa che i ricavi superano i costi dovuti all'acquisto di energia elettrica dalla rete e alla fornitura di apparecchiature. In dettaglio, i ricavi sono di circa 2 ordini di grandezza superiori ai costi, rendendo l'introduzione di una CER a Favignana, così come in altre piccole isole non interconnesse, altamente attraente.

Una volta ottenuti e analizzati i risultati dell'ottimizzazione, è stata ulteriormente valutata la fattibilità delle soluzioni ottimali in relazione all'aumento di tensione, alle congestioni della rete e alla stabilità della frequenza. Innanzitutto, la rete elettrica esistente di Favignana a 20 kV è stata modellata in ambiente NEPLAN 360, includendo anche la centrale elettrica locale e i carichi residenziali. Lo schema di rete è mostrato in Figura 56.

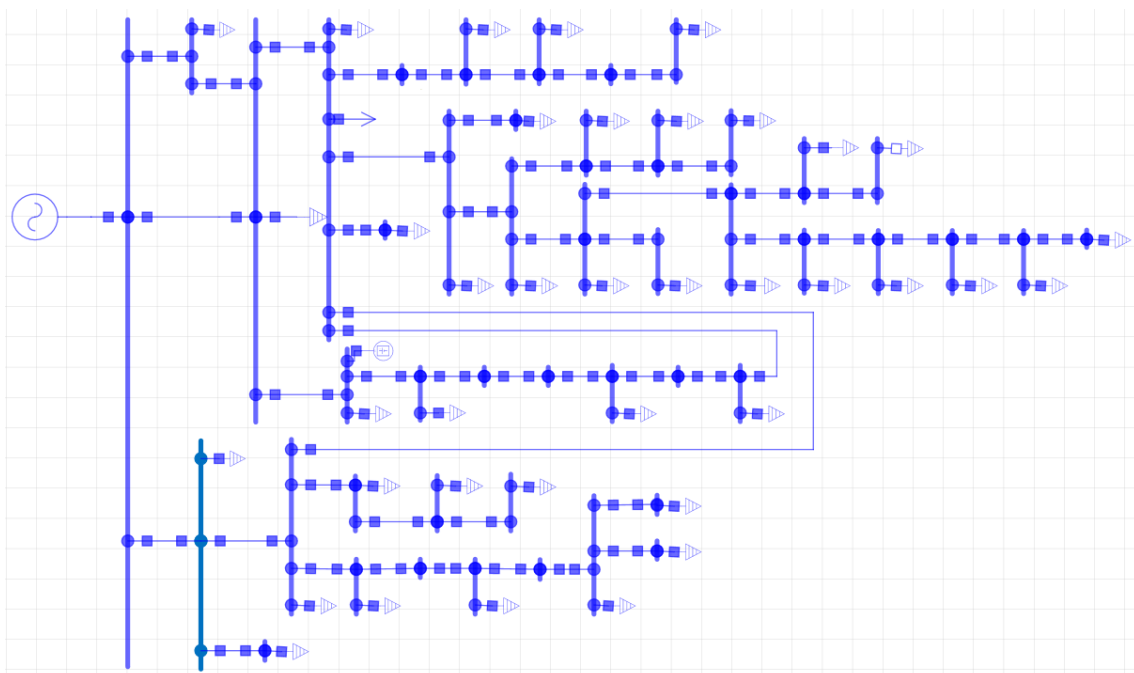


Figura 56. Schema della rete di Favignana in NEPLAN

È stata, quindi, eseguita un'analisi del flusso di carico nel corso delle 24 ore dei giorni standard più critici (uno per ogni mese dell'anno), valutando come la tensione fosse influenzata dall'inclusione delle apparecchiature in base ai risultati dell'ottimizzazione.

Le analisi mostrano che la tensione ai nodi varia tra il 99,7% e il 101,8% del valore nominale di 20 kV (gli andamenti sono riportati in dettaglio nelle Figure 55-57). Tale variabilità rientra in un intervallo accettabile. Tuttavia, la rete è soggetta a sovraccarichi in 151 su 288 simulazioni e dovrebbe, pertanto, essere potenziata installando nuove linee in parallelo in alcune sezioni. L'investimento aggiuntivo necessario per potenziare la rete è stato stimato sulla base dei dati relativi al costo unitario delle linee aeree ad alta tensione a singola terna riportati in [134]. Da questi, il costo per chilometro per una linea da 20 kV è stato calcolato utilizzando la regressione lineare. Data la lunghezza delle sezioni interessate dal sovraccarico e il numero di linee in parallelo da

aggiungere, l'investimento aggiuntivo per il potenziamento della rete è stato stimato pari a circa 453.000 euro.

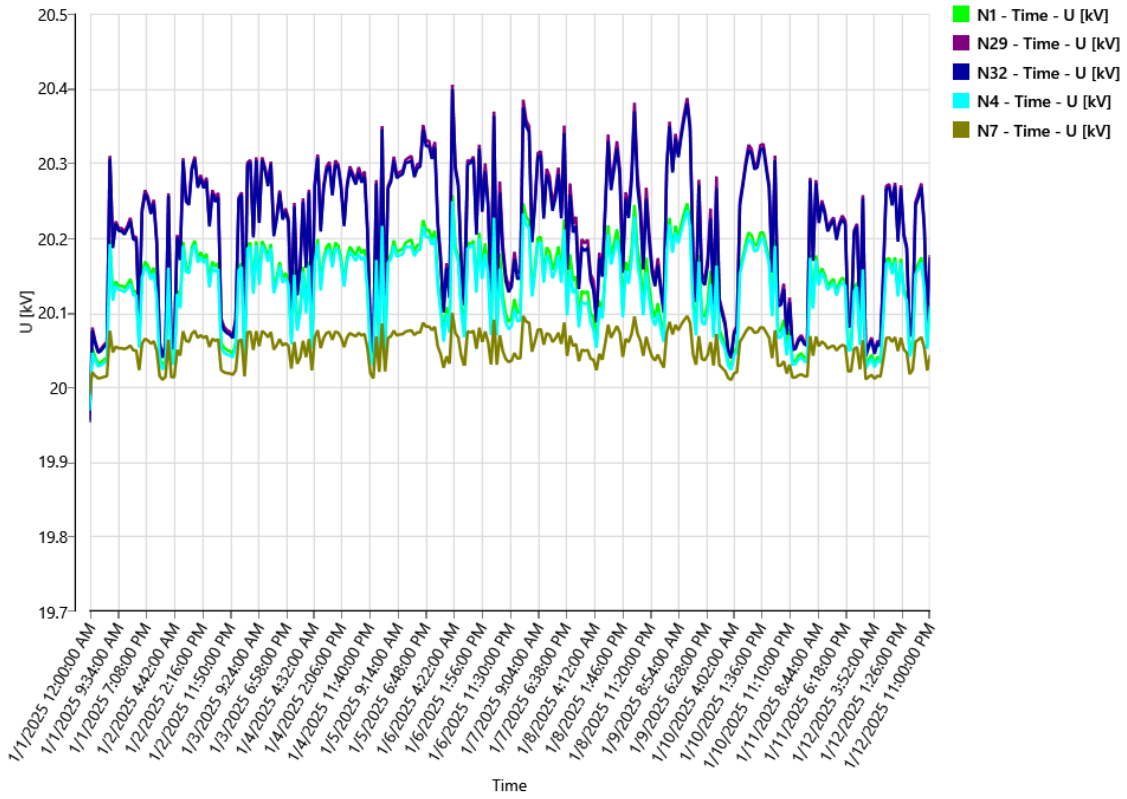


Figura 57. Andamento della tensione nei nodi a cui sono collegati solo i carichi elettrici esistenti

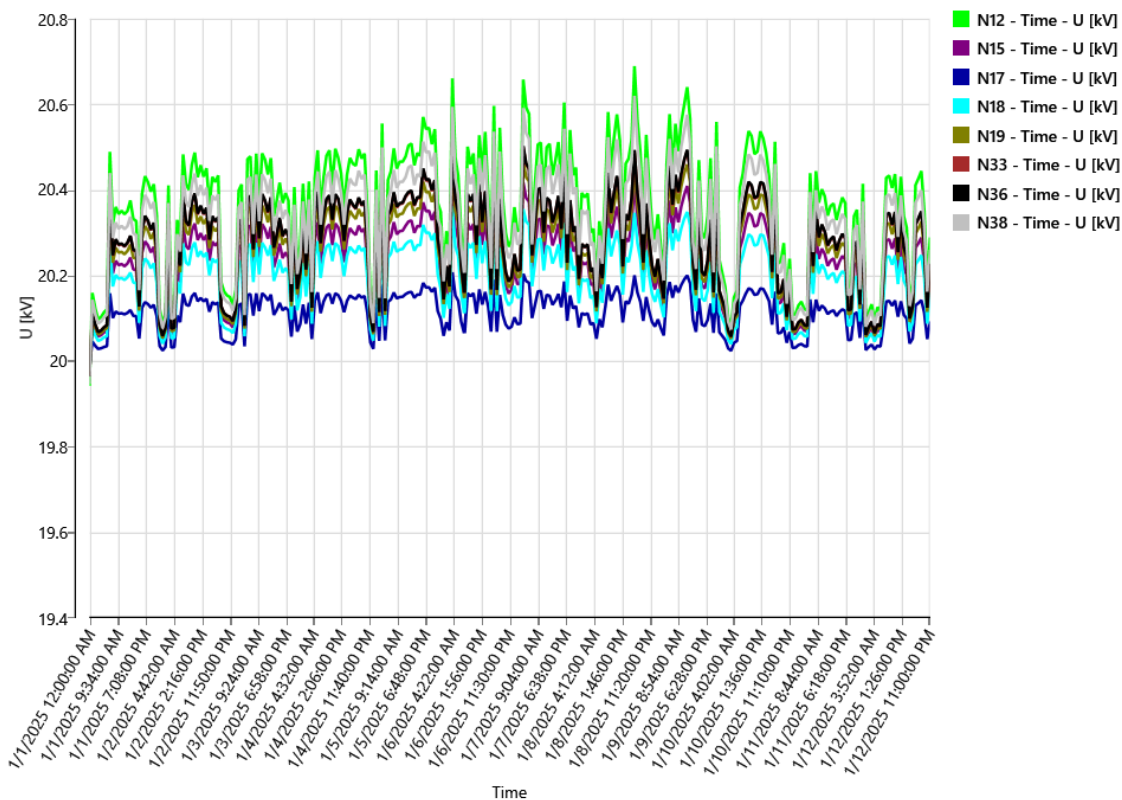


Figura 58. Andamento della tensione nei nodi a cui sono collegati i carichi elettrici esistenti e gli impianti fotovoltaici con accumulo ottenuti dall'ottimizzazione

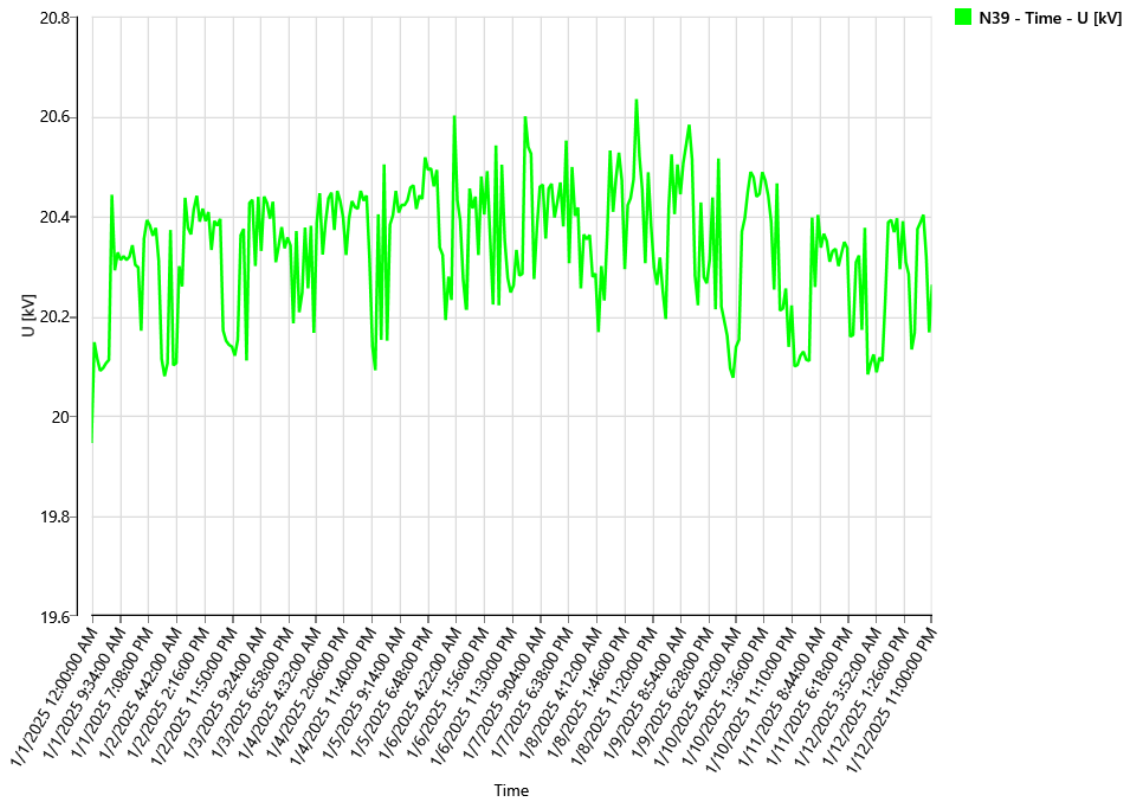


Figura 59. Andamento della tensione nel nodo a cui sono collegati i carichi elettrici esistenti, gli elettrolizzatori e le celle a combustibile ottenuti dall'ottimizzazione

Infine, è stata eseguita un'analisi transitoria sulla rete, ipotizzando che la produzione di energia rinnovabile o le tecnologie a idrogeno (elettrolizzatori e celle a combustibile) potessero essere soggette a un guasto ed essere improvvisamente scollegate dalla rete principale, analizzando l'influenza sulla frequenza di rete. A tal proposito, in Figura 60 è stato riportato il transitorio di sottofrequenza che si verifica in caso di improvvisa disconnessione di uno dei sistemi fotovoltaici. Come si può vedere dal grafico, la frequenza rimane al di sopra del valore minimo consentito di 47,5 Hz, assestandosi ad un valore superiore a 49,9 Hz, pertanto il sistema risulta stabile.

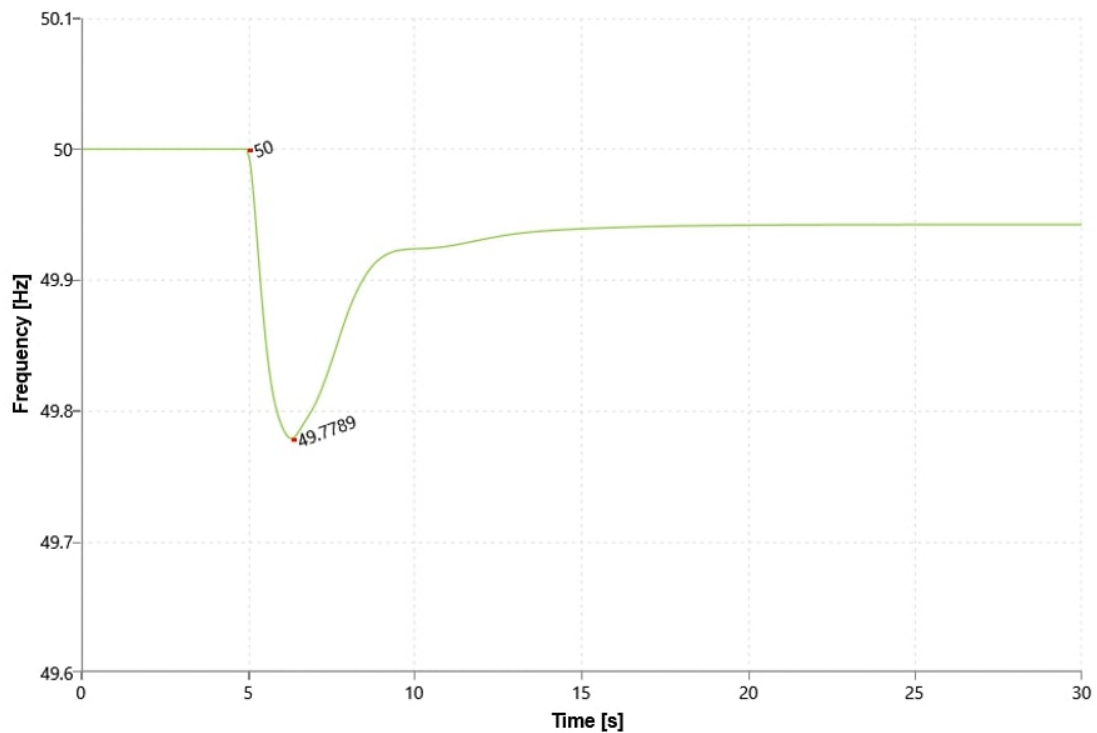


Figura 60. Transitorio di sottofrequenza che si verifica in caso di improvvisa disconnessione di uno dei sistemi fotovoltaici.

In Figura 61, infine, è riportato l'andamento del transitorio di sovralfrequenza che si verifica quando si ha un'improvvisa disconnessione del nodo in cui sono installati l'elettrolizzatore e la cella a combustibile e da cui proviene parte della domanda di elettricità degli utenti. La frequenza raggiunge un picco di circa 50,68 Hz, che è inferiore al limite massimo di 51,5 Hz. Anche in questo caso, quindi, il sistema risulta stabile.

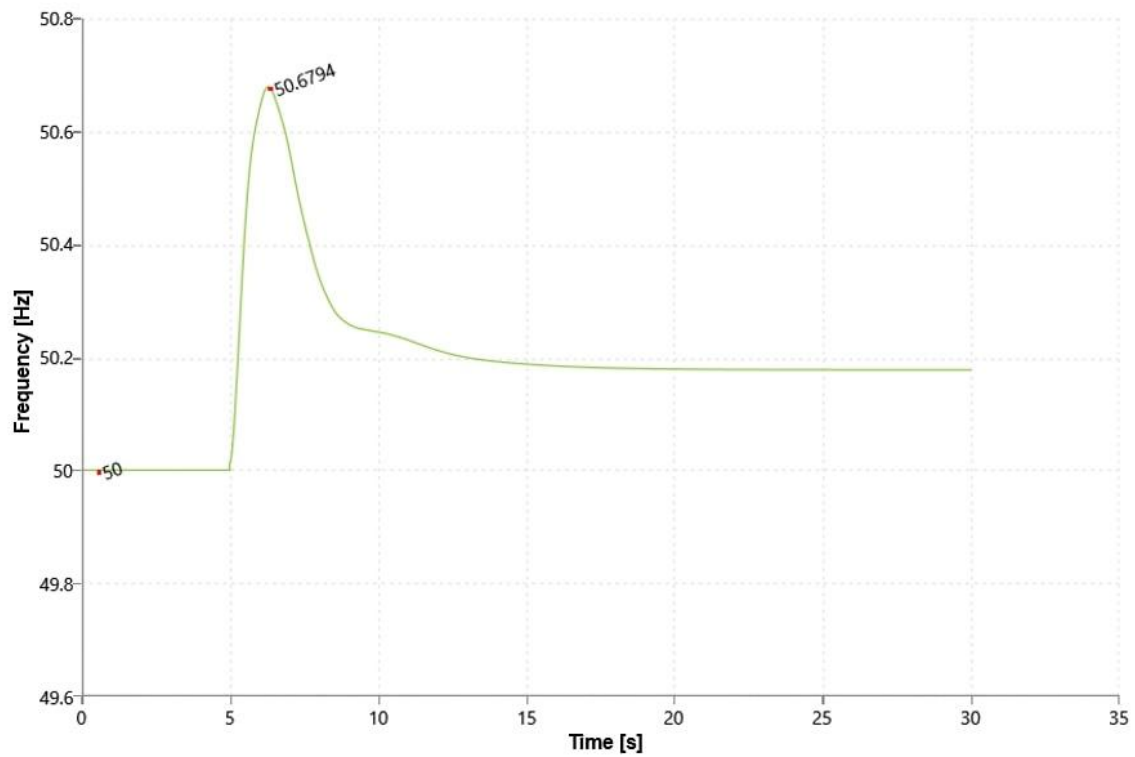


Figura 61. Transitorio di sovralfrequenza che si verifica in caso di improvvisa disconnessione del nodo in cui sono installati l'elettrolizzatore e la cella a combustibile

CONCLUSIONI

L'idrogeno verde, termine con il quale si indica comunemente l'idrogeno prodotto in elettrolizzatori alimentati da energia elettrica rinnovabile, può dare un importante contributo alla decarbonizzazione di diversi settori industriali *hard-to-abate*, così come nel settore dei trasporti pesanti. Tuttavia, esistono diverse criticità che ne impediscono attualmente la diffusione sul mercato; una di queste è sicuramente il costo, molto più elevato rispetto a quello dell'idrogeno prodotto da combustibili fossili. Le ragioni del costo elevato sono i prezzi degli elettrolizzatori e i loro consumi di energia elettrica non indifferenti, che ammontano a circa 50-55 kWh per ogni chilo di idrogeno prodotto. Altro aspetto da considerare è spesso la mancanza di adeguate infrastrutture per il trasporto dell'idrogeno dal sito di produzione centralizzata a quello di utilizzo, infrastrutture che potrebbero ridurre i costi finali dell'idrogeno, come dimostrato dallo studio condotto per le raffinerie siciliane riportato in questa tesi.

È, quindi, di fondamentale importanza ricorrere a studi di ottimizzazione che consentano di pianificare gli investimenti per colmare l'eventuale mancanza di infrastrutture, valutare performance economiche, ambientali, logistiche e sociali, assicurare il matching tra produzione e domanda dei vettori energetici e valutare le alternative tecnologiche disponibili sul mercato.

In questa tesi, nello specifico, sono stati presentati degli studi di ottimizzazione di hub energetici attraverso i quali sono stati rappresentati realtà differenti: un'acciaieria, un polo industriale con produzione e/o impiego di energia elettrica e/o di idrogeno e un polo industriale con impianti fotovoltaici connessi ad una rete elettrica di distribuzione MT.

Nel primo studio è stata valutata la convenienza di produrre in loco l'idrogeno rinnovabile necessario per la produzione di acciaio sostenibile rispetto all'acquisto di idrogeno da una fornitura esterna; nel secondo caso studio è stato determinato il rapporto ottimale tra le taglie degli impianti fotovoltaici e degli elettrolizzatori da essi alimentati secondo prospettive non solo economiche ma anche ambientali, considerando ulteriori usi dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti fotovoltaici, ampliando così le valutazioni riscontrate in letteratura in merito a questa tematica; nel terzo, invece, è stata determinata la taglia ottimale di un impianto di elettrolisi atto a supportare una rete di distribuzione MT localizzata a Malta nei casi in cui si verificano flussi di potenza inversa dovuti all'eccesso di produzione di energia degli impianti fotovoltaici rispetto alla domanda locale, raggiungendo un compromesso tecnico-economico tra la minimizzazione dei flussi di potenza inversa e la minimizzazione dei costi di investimento. Lo studio è stato completato da una valutazione dell'impatto sulla rete elettrica dell'impianto *Power-to-Hydrogen* in termini di profili di tensione e perdite di rete: ne è emersa una riduzione annuale dei flussi di potenza inversa dell'81,61%, con una riduzione delle perdite di energia del 29,25% negli alimentatori della rete di distribuzione e del 17,32% nel trasformatore a monte nel giorno più critico, ovvero quello caratterizzato dalla quantità maggiore di inversione dei flussi di energia. In quest'ultimo caso studio, quindi, si è visto come l'integrazione delle tecnologie basate sull'idrogeno nei contesti energetici esistenti possa facilitare l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, consentendo il raggiungimento di un doppio obiettivo: supportare la rete elettrica e produrre allo stesso tempo un combustibile green in grado di contribuire alla decarbonizzazione di diversi settori.

BIBLIOGRAFIA

- [1] C. Ding, K. L. Yang, and J. He, ‘Biological and fermentative production of hydrogen’, *Handbook of Biofuels Production: Processes and Technologies: Second Edition*, pp. 303–333, Jan. 2016, doi: 10.1016/B978-0-08-100455-5.00011-4.
- [2] Commissione Europea, ‘Comunicazione della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni - Una strategia per l’idrogeno per un’Europa climaticamente neutra’. Accessed: Oct. 21, 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>
- [3] S. Di Carlo, A. Genna, F. Massaro, F. Montana, and E. R. Sanseverino, ‘Optimizing Renewable Power Management in Transmission Congestion. An Energy Hub Model Using Hydrogen Storage’, in *21st IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 5th IEEE Industrial and Commercial Power System Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2021 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584510.
- [4] H. V. Patel, S. A. Gorji, S. S. M. Shahi, and J. G. Love, ‘Implementation of a Lab-Scale Green Hydrogen Production System with Solar PV Emulator and Energy Storage System’, *2021 11th International Conference on Power and Energy Systems, ICPEs 2021*, pp. 201–208, 2021, doi: 10.1109/ICPEs53652.2021.9683797.
- [5] International Energy Agency (IEA), ‘Global Hydrogen Review 2024’, 2024. Accessed: Oct. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- [6] ‘Idrogeno: costi di produzione e indicazioni per l’Italia’. Accessed: Oct. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.rivistaenergia.it/2020/11/lirresistibile-leggerezza-dellidrogeno-2-costi-di-produzione-e-indicazioni-per-litalia/>
- [7] L. Genge, E. Jalbout, I. Riepin, and F. Musgens, ‘What do we know about green hydrogen supply costs?’, *International Conference on the European Energy Market, EEM*, vol. 2022-September, 2022, doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921127.
- [8] SNAM, ‘The hydrogen challenge: The potential of hydrogen in Italy’, 2019.
- [9] V. Cigolotti, S. J. Mcphail, M. C. Tommasino, A. Moreno, and Italian Hydrogen and Fuel Cell Association - H2IT, ‘HyLAW La Regolamentazione del settore Idrogeno e delle sue applicazioni in Italia’. Accessed: Oct. 23, 2024. [Online]. Available: https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/07/HyLAW_National-policy-Paper-IT_ita.pdf

- [10] ‘ISO 16110-1:2007 - Hydrogen generators using fuel processing technologies — Part 1: Safety’. Accessed: Oct. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/41045.html>
- [11] ‘ISO 22734:2019 - Hydrogen generators using water electrolysis — Industrial, commercial, and residential applications’. Accessed: Oct. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/69212.html>
- [12] ‘DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199’. Accessed: Oct. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>
- [13] ‘TESTO COORDINATO DEL DECRETO-LEGGE 30 aprile 2022, n. 36’. Accessed: Oct. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/06/29/22A03859/sg>
- [14] ‘DECRETO 21 settembre 2022 ’. Accessed: Oct. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/09/23/22A05525/sg>
- [15] Setti L. and Sandri S., ‘Studio sulla sostenibilità economica della filiera di produzione di idrogeno verde per una hydrogen backbone italiana’, 2022.
- [16] H2IT Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile, ‘Priorità per lo sviluppo della filiera idrogeno in italia’, 2020. Accessed: Nov. 07, 2024. [Online]. Available: https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2021/01/H2IT_REPORT_Priorita-per-lo-sviluppo-della-filiera-idrogeno-in-Italia.pdf
- [17] ‘HYDROGEN STATIONS | H2 Station Maps’. Accessed: Nov. 24, 2024. [Online]. Available: <https://h2stationmaps.com/hydrogen-stations#fueling>
- [18] Wikipedia, ‘Produzione di idrogeno’. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Produzione_di_idrogeno
- [19] ‘Steam reforming - Enciclopedia - Treccani’. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: [https://www.treccani.it/enciclopedia/steam-reforming_\(Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/steam-reforming_(Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica)/)
- [20] E-nsight Blog, ‘Idrogeno - Steam Reforming’. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.e-nsight.com/2020/10/20/idrogeno-steam-reforming/>
- [21] IPCC - Focal Point Italia, ‘Carbon Capture and Storage (CCS)’. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://ipccitalia.cmcc.it/carbon-capture-and-storage-ccs/>
- [22] Global CCS Institute, ‘Global status of CCS 2021’.
- [23] Wikipedia, ‘Cattura e sequestro del carbonio’. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Cattura_e_sequestro_del_carbonio#cite_note-1

- [24] Mondo idrogeno magazine, 'I colori dell'idrogeno (e i diversi costi)'. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://mondoidrogeno.com/colori-idrogeno>
- [25] M. Chatenet *et al.*, 'Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments', May 16, 2022, *Royal Society of Chemistry*. doi: 10.1039/d0cs01079k.
- [26] A. Ursúa, L. M. Gandía, and P. Sanchis, 'Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends', *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 410–426, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [27] Rienergia, 'Elettrolisi: le tecnologie che trasformano l'elettricità in idrogeno'. Accessed: Dec. 20, 2024. [Online]. Available: <https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34856/Elettrolisi:+le+tecnologie+che+trasformano+l%E2%80%99elettricit%C3%A0+in+idrogeno/S.+Campanari,+P.+Colbertaldo,+G.+Guandalini>
- [28] 'Hydrogen'. Accessed: Dec. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.lenntech.it/applications/hydrogen.htm>
- [29] S. Krishnan, M. Fairlie, P. Andres, T. De Groot, and G. J. Kramer, 'Power to gas (H₂): alkaline electrolysis', *Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System: Conceptual Issues, Empirical Findings, and Use, in Energy Modeling*, pp. 165–187, Jan. 2020, doi: 10.1016/B978-0-12-818762-3.00010-8.
- [30] I. Devbalan and A. Yadav, 'Green Hydrogen from Green Electricity', *2022 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences, ASET 2022*, 2022, doi: 10.1109/ASET53988.2022.9735036.
- [31] A. Kalam. Azad and M. M. Kamal. Khan, 'Bioenergy resources and technologies', 2021.
- [32] R. El Mrabet and A. Berrada, 'Hydrogen production and derivatives from renewable energy systems for a best valorization of sustainable resources', *Hybrid Energy System Models*, pp. 343–363, Jan. 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-821403-9.00010-X.
- [33] Y. Luo, Y. Shi, and N. Cai, 'Bridging a bi-directional connection between electricity and fuels in hybrid multienergy systems', *Hybrid Systems and Multi-energy Networks for the Future Energy Internet*, pp. 41–84, 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-819184-2.00003-1.
- [34] V. A. Martinez Lopez, H. Ziar, J. W. Haverkort, M. Zeman, and O. Isabella, 'Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182, p. 113407, Aug. 2023, doi: 10.1016/J.RSER.2023.113407.

- [35] D. S. Falcão and A. M. F. R. Pinto, ‘A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners’, *J. Clean. Prod.*, vol. 261, p. 121184, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2020.121184.
- [36] A. Cemmi, M. Pasquali, A. Pozio, and F. Mura, ‘Sistemi con celle a combustibile ad elettrolita polimerico ed elettrolizzatori a polimero solido Riduzione chimica diretta di catalizzatori su membrane polimeriche. Ottimizzazione degli assemblati membrana-elettrodi’.
- [37] I. Dincer and A. A. AlZahrani, ‘4.25 Electrolyzers’, *Comprehensive Energy Systems: Volumes 1-5*, vol. 4, pp. 985–1025, Jan. 2018, doi: 10.1016/B978-0-12-809597-3.00442-9.
- [38] ‘Un idrogeno sempre più verde | Consiglio Nazionale delle Ricerche’. Accessed: Jan. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.cnr.it/it/comunicato-stampa/11036/un-idrogeno-sempre-piu-verde>
- [39] S. Dharmalingam, V. Kugarajah, and V. Elumalai, ‘Proton exchange membrane for microbial fuel cells’, *PEM Fuel Cells: Fundamentals, Advanced Technologies, and Practical Application*, pp. 25–53, Jan. 2022, doi: 10.1016/B978-0-12-823708-3.00011-0.
- [40] Q. Xu *et al.*, ‘Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer: Electrode Design, Lab-Scaled Testing System and Performance Evaluation’, *EnergyChem*, vol. 4, no. 5, p. 100087, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.ENCHEM.2022.100087.
- [41] I. Vincent and D. Bessarabov, ‘Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1690–1704, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.05.258.
- [42] M. David, C. Ocampo-Martínez, and R. Sánchez-Peña, ‘Advances in alkaline water electrolyzers: A review’, *J. Energy Storage*, vol. 23, pp. 392–403, Jun. 2019, doi: 10.1016/J.EST.2019.03.001.
- [43] IEA, ‘Tracking Clean Energy Progress 2023 – Analysis’. Accessed: Sep. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>
- [44] Irena, ‘Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor’, 2022, Accessed: Sep. 27, 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [45] J. Guo *et al.*, ‘Direct seawater electrolysis by adjusting the local reaction environment of a catalyst’, *Nat. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 264–272, Mar. 2023, doi: 10.1038/s41560-023-01195-x.
- [46] S. Loomba *et al.*, ‘Nitrogen-Doped Porous Nickel Molybdenum Phosphide Sheets for Efficient Seawater Splitting’, *Small*, vol. 19, no. 18, p. 2207310, May 2023, doi: 10.1002/SMLL.202207310.

- [47] ‘I colori dell’idrogeno spiegati da VH2’. Accessed: Jan. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.rinnovabili.it/energia/idrogeno/colori-dell-idrogeno/>
- [48] Global Energy Infrastructure, ‘Hydrogen – data telling a story’. Accessed: Jan. 07, 2025. [Online]. Available: <https://globalenergyinfrastructure.com/articles/2021/03-march/hydrogen-data-telling-a-story/>
- [49] ‘EU rules for renewable hydrogen: Delegated regulations on a methodology for renewable fuels of non-biological origin | Think Tank | European Parliament’. Accessed: May 20, 2024. [Online]. Available: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI\(2023\)747085](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2023)747085)
- [50] T. Sinigaglia, F. Lewiski, M. E. Santos Martins, and J. C. Mairesse Siluk, ‘Production, storage, fuel stations of hydrogen and its utilization in automotive applications-a review’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 39, pp. 24597–24611, Sep. 2017, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2017.08.063.
- [51] I. Staffell *et al.*, ‘The role of hydrogen and fuel cells in future energy systems a H2FC supergen white paper’, 2017.
- [52] Z. Tian, H. Lv, W. Zhou, C. Zhang, and P. He, ‘Review on equipment configuration and operation process optimization of hydrogen refueling station’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 5, pp. 3033–3053, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.10.238.
- [53] J. Zou *et al.*, ‘Electrochemical Compression Technologies for High-Pressure Hydrogen: Current Status, Challenges and Perspective’, *Electrochemical Energy Reviews 2020 3:4*, vol. 3, no. 4, pp. 690–729, Aug. 2020, doi: 10.1007/S41918-020-00077-0.
- [54] E. Zanella, C. Pirola, M. Longhi, G. Camarda, and P. Marcolin, ‘Idrogeno: produzione e compressione. Una scommessa energetica per il futuro’, *LA CHIMICA E L’INDUSTRIA*, pp. 84–86, Mar. 2022.
- [55] Y. Li and R. T. Yang, ‘Gas adsorption and storage in metal-organic framework MOF-177’, *Langmuir*, vol. 23, no. 26, pp. 12937–12944, Dec. 2007, doi: 10.1021/LA702466D/ASSET/IMAGES/MEDIUM/LA702466DN00001.GIF.
- [56] ‘Idruri metallici per lo stoccaggio e la compressione dell’idrogeno’. Accessed: Jul. 18, 2025. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/article/id/188584-metal-hydrides-for-hydrogen-storage-and-hydrogen-compression/it>
- [57] C. Kim, S. H. Cho, S. M. Cho, Y. Na, S. Kim, and D. K. Kim, ‘Review of hydrogen infrastructure: The current status and roll-out strategy’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 5, pp. 1701–1716, Jan. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.10.053.
- [58] IRENA, *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal part ii technology review of hydrogen carriers*. 2022. [Online]. Available: www.irena.org/publications

- [59] Confindustria and ANIMA (Confindustria Meccanica Varia), ‘Modelli di business per l’utilizzo dell’H2 e lo sviluppo della Filiera in Italia’, 2024. [Online]. Available: <https://www.confindustria.it/home/notizie/Modelli-di-business-per-utilizzo-dell-idrogeno-e-lo-sviluppo-della-filiera-in-Italia>
- [60] ‘Strategia Nazionale Idrogeno’, 2024, Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Strategia%20Nazionale%20Idrogeno.pdf>
- [61] M. Bararzadeh Ledari, H. Khajepour, H. Akbarnavasi, and S. Edalati, ‘Greening steel industry by hydrogen: Lessons learned for the developing world’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 94, pp. 36623–36649, Dec. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.06.058.
- [62] M. Coveri *et al.*, ‘Economic Optimization of the Hydrogen Demand in a Hard-to-Abate Industrial Sector’, in *Conference Proceedings - 2023 IEEE Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering, EEE-AM 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023. doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395195.
- [63] SNAM, ‘Idrogeno per la decarbonizzazione dell’acciaio: al via la prima sperimentazione in Italia’. Accessed: Jan. 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.snam.it/it/media/news-e-comunicati-stampa/comunicati-stampa/2024/snam-idrogeno-decarbonizzazione-acciaio-prima-sperimentazione-italia.html>
- [64] Wikipedia, ‘Ammoniaca’. Accessed: Feb. 01, 2025. [Online]. Available: <https://it.wikipedia.org/wiki/Ammoniaca>
- [65] ‘European Green Deal - Consilium’. Accessed: Feb. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/>
- [66] D. Antonio, N. Mancino, C. Menale, and F. Vellucci, ‘Potenzialità d’impiego dell’idrogeno nella mobilità’, doi: 10.12910/EAI2024-025.
- [67] L. Crema *et al.*, ‘Piano Nazionale di Sviluppo Mobilità Idrogeno Italia’, 2019. Accessed: Nov. 10, 2024. [Online]. Available: https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2020/03/Piano-Nazionale_Mobilita-Idrogeno_integrale2019.pdf
- [68] ‘Veicoli a celle a combustibile: FCEV. Come funzionano le auto a idrogeno? - Test Driver’. Accessed: Nov. 10, 2024. [Online]. Available: <https://test-driver.it/veicoli-a-celle-a-combustibile-fcev-come-funzionano-le-auto-a-idrogeno/>
- [69] Transport & Environment and Legambiente, ‘Il ruolo dell’idrogeno nel trasporto terrestre’, 2021. Accessed: Nov. 10, 2024. [Online]. Available: https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/05/ruolo-idrogeno-nel-trasporto-terrestre_2021.pdf

- [70] ‘Stations Map - H2Stations.org’. Accessed: Nov. 24, 2024. [Online]. Available: <https://www.h2stations.org/stations-map/?lat=49.763948&lng=12.582221&zoom=4>
- [71] H. Shin, D. Jang, S. Lee, H. S. Cho, K. H. Kim, and S. Kang, ‘Techno-economic evaluation of green hydrogen production with low-temperature water electrolysis technologies directly coupled with renewable power sources’, *Energy Convers. Manag.*, vol. 286, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117083.
- [72] M. Nasser and H. Hassan, ‘Thermo-economic performance maps of green hydrogen production via water electrolysis powered by ranges of solar and wind energies’, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 60, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.seta.2023.103424.
- [73] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, and J. L. Bernal-Agustín, ‘Optimisation of size and control strategy in utility-scale green hydrogen production systems’, *Int. J. Hydrogen Energy*, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.08.273.
- [74] A. Perna, M. Minutillo, S. Di Micco, and E. Jannelli, ‘Design and Costs Analysis of Hydrogen Refuelling Stations Based on Different Hydrogen Sources and Plant Configurations’, *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 2, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15020541.
- [75] M. Minutillo, A. Perna, A. Forcina, S. Di Micco, and E. Jannelli, ‘Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 26, pp. 13667–13677, Apr. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2020.11.110.
- [76] A. Ciancio and L. De Santoli, ‘Assessing the Levelized Cost of Hydrogen Production in a Renewable Hydrogen Community in South Italy’, in *Proceedings - 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023. doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194654.
- [77] Confindustria ENEA, ‘Piano d’azione per l’idrogeno - Focus Tecnologie Industriali’. Accessed: May 10, 2024. [Online]. Available: https://www.confindustria.it/wcm/connect/737f1918-a488-4117-95e5-b6c9d0c8ed6c/Position+Paper_Piano+d%27azione+per+1%27idrogeno+-+Focus+Offtaker+Industriali_Confindustria.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-737f1918-a488-4117-95e5-b6c9d0c8ed6c-nWbWgXs
- [78] ‘ddg 2070 del 30.12.2022 pubbl. il 30.12.2022 - D.G. - Approvazione dell’avviso pubblico finalizzato alla selezione di proposte progettuali volte alla realizzazione di impianti di produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse, da finanzia | Regione Siciliana’. Accessed: Sep. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.regione.sicilia.it/istituzioni/servizi-informativi/decreti-e->

direttive/ddg-2070-30122022-pubbl-30122022-dg-approvazione-avviso-pubblico-finalizzato-alla-selezione-proposte-progettuali-volte-alla-realizzazione-impianti

- [79] Consorzio HyResponder, ‘Lezione 3: Stoccaggio dell’idrogeno’, 2021. [Online]. Available: <http://www.hyresponse.eu>
- [80] M. Coveri, M. Ferraro, F. Massaro, E. R. Sanseverino, and S. Ruffino, ‘The sustainable energy development in Southern Italy through green hydrogen: a cost analysis’, *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, pp. 1–6, Jun. 2023, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEUROPE57605.2023.10194682.
- [81] IEA, ‘Projected Costs of Generating Electricity’, 2020.
- [82] A. Clerici and S. Furfari, ‘Challenges for green hydrogen development’, *2021 AEIT International Annual Conference, AEIT 2021*, 2021, doi: 10.23919/AEIT53387.2021.9627053.
- [83] IRENA, *Renewable power generation costs in 2022*. 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [84] Terna, ‘Study on reference technologies for electricity storage’, 2023.
- [85] ‘Tariffe uso commerciale – A.M.A.M. S.p.A.’ Accessed: May 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.amam.it/portale-utenti/le-tariffe/uso-commerciale/>
- [86] European Union Joint Research Centre (JRC), ‘Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)’. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [87] A. Zauner, H. Böhm, D. C. Rosenfeld, and R. Tichler, ‘Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization Analysis on future technology options and on techno-economic optimization’, 2019.
- [88] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), ‘Global Solar Atlas’, 2020.
- [89] Technical University of Denmark (DTU), ‘Global Wind Atlas 3.0’, 2024. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info>
- [90] ‘European Hydrogen Observatory’. Accessed: May 22, 2024. [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>
- [91] GME, ‘Gestore Mercati Energetici’. Accessed: Mar. 25, 2024. [Online]. Available: <https://mercatoelettrico.org/it/>

- [92] J. Park, S. Kang, S. Kim, H. S. Cho, S. Heo, and J. H. Lee, ‘Techno-economic analysis of solar powered green hydrogen system based on multi-objective optimization of economics and productivity’, *Energy Convers. Manag.*, vol. 299, p. 117823, Jan. 2024, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2023.117823.
- [93] Eurostat, ‘Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)’. Accessed: Sep. 26, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205__custom_10680922/default/table?lang=en
- [94] ‘Delegated regulation - 2023/1184 - EN - EUR-Lex’. Accessed: Apr. 11, 2024. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj
- [95] M. Mohammadi, Y. Noorollahi, B. Mohammadi-ivatloo, and H. Yousefi, ‘Energy hub: From a model to a concept – A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1512–1527, Dec. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2017.07.030.
- [96] M. Geidl, G. Koeppl, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, and K. Fröhlich, ‘The Energy Hub – A Powerful Concept for Future Energy Systems’, *Third Annual Carnegie Mellon Conference on the Electricity Industry*, 2007, Accessed: Jul. 22, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/228350350_The_energy_hub-A_powerful_concept_for_future_energy_systems?enrichId=rgreq-a1436b0499d862fae1bebc7d0c792d2c-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzIyODM1MDM1MDtBUzoxMzc5OTU5OTQ4MDAxMjhAMTQwOTkxMjIxNzU2NA%3D%3D&el=1_x_2&_esc=publicationCoverPdf
- [97] ‘Mixed-Integer Linear Programming (MILP) Algorithms’. Accessed: Jan. 31, 2025. [Online]. Available: <https://it.mathworks.com/help/optim/ug/mixed-integer-linear-programming-algorithms.html>
- [98] G. Attardo, S. Longo, F. Montana, E. Riva Sanseverino, Q. T. T. Tran, and G. Zizzo, ‘Urban Energy Hubs Economic Optimization and Environmental Comparison in Italy and Vietnam’, *IEEE 4th International Forum on Research and Technologies for Society and Industry, RTSI 2018 - Proceedings*, Nov. 2018, doi: 10.1109/RTSI.2018.8548385.
- [99] Acciai Speciali Terni, ‘Bilancio sostenibilità 2019’, 2019.
- [100] V. Vogl, M. Åhman, and L. J. Nilsson, ‘Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking’, *J. Clean. Prod.*, vol. 203, pp. 736–745, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.08.279.
- [101] ARERA, ‘Criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027’, 2021.

- [102] Eurostat, ‘Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)’. Accessed: Jul. 26, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205__custom_7028832/default/table?lang=en
- [103] IRENA, *Green Hydrogen Supply: A guide to policy making*. 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [104] H. Tebibel, ‘Methodology for multi-objective optimization of wind turbine/battery/electrolyzer system for decentralized clean hydrogen production using an adapted power management strategy for low wind speed conditions’, *Energy Convers. Manag.*, vol. 238, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114125.
- [105] ‘Tariffe Umbra Acque’. [Online]. Available: <https://www.umbraacque.com/bollette-e-consumi/tariffe>
- [106] Institute of Climate and Energy Systems (ICE), ‘ETHOS Model Suite’. Accessed: Oct. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.fz-juelich.de/en/ice/ice-2/expertise/model-services?expand=translations,fzjsettings,nearest-institut>
- [107] A. X. Y. Mah *et al.*, ‘Optimization of a standalone photovoltaic-based microgrid with electrical and hydrogen loads’, *Energy*, vol. 235, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121218.
- [108] M. M. Hasan and G. Genç, ‘Techno-economic analysis of solar/wind power based hydrogen production’, *Fuel*, vol. 324, p. 124564, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.FUEL.2022.124564.
- [109] Y. Astriani, W. Tushar, and M. Nadarajah, ‘Optimal planning of renewable energy park for green hydrogen production using detailed cost and efficiency curves of PEM electrolyzer’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 79, pp. 1331–1346, Aug. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2024.07.107.
- [110] M. Al-Mahmodi, O. Ayadi, Y. Wang, and A. Al-Halhouli, ‘Sensitivity-based techno-economic assessment approach for electrolyzer integration with hybrid photovoltaic-wind plants for green hydrogen production’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 97, pp. 904–919, Jan. 2025, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2024.12.002.
- [111] F. Guarino, M. Cellura, and M. Traverso, ‘Costructural law, exergy analysis and life cycle energy sustainability assessment: an expanded framework applied to a boiler’, *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 25, no. 10, pp. 2063–2085, 2020, doi: 10.1007/s11367-020-01779-9.
- [112] W. Short, D. J. Packey, and T. Holt, ‘A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies’, 1995.
- [113] F. Massaro, M. L. Di Silvestre, M. Ferraro, F. Montana, E. Riva Sanseverino, and S. Ruffino, ‘Energy Hub Model for the Massive Adoption of Hydrogen in Power Systems’, *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 17, Sep. 2024, doi: 10.3390/en17174422.

- [114] G. Mavrotas, ‘Effective implementation of the ε -constraint method in Multi-Objective Mathematical Programming problems’, *Appl. Math. Comput.*, vol. 213, no. 2, pp. 455–465, Jul. 2009, doi: 10.1016/J.AMC.2009.03.037.
- [115] ‘Database - Eurostat’. Accessed: Nov. 28, 2024. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>
- [116] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), ‘Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti’. Accessed: Feb. 17, 2026. [Online]. Available: <https://www.arera.it/elettricità/ritiro-dedicato-e-prezzi-minimi-garantiti>
- [117] International Renewable Energy Agency (IRENA), ‘Renewable Power Generation Costs in 2023’, 2024.
- [118] ARERA, ‘Deliberazione 28 novembre 2023, 556/2023/R/COM’, 2023. Accessed: Nov. 28, 2024. [Online]. Available: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/556-23.pdf>
- [119] ‘European Platform on LCA | EPLCA’. Accessed: Feb. 17, 2026. [Online]. Available: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ELCD3/>
- [120] IRENA, *Renewable capacity statistics 2025*. 2025. [Online]. Available: www.irena.org
- [121] G. Graditi and S. Favuzza, ‘Il sistema della generazione distribuita. Problematiche di connessione al sistema elettrico.’, *Servizi a rete*, pp. 101–106, 2009.
- [122] ‘Transizione energetica: i nodi della rete | Scienza in rete’. Accessed: Feb. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.scienzainrete.it/articolo/transizione-energetica-nodi-della-rete/riccardo-lo-bue/2022-10-10>
- [123] H. Khani, N. El-Taweel, and H. E. Z. Farag, ‘Real-time optimal management of reverse power flow in integrated power and gas distribution grids under large renewable power penetration’, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 10, pp. 2325–2331, May 2018, doi: 10.1049/IET-GTD.2017.1513.
- [124] A. Micallef, C. S. Staines, and A. Cassar, ‘Utility-Scale Storage Integration in the Maltese Medium-Voltage Distribution Network’, *Energies 2022, Vol. 15, Page 2724*, vol. 15, no. 8, p. 2724, Apr. 2022, doi: 10.3390/EN15082724.
- [125] ‘Statistics | Eurostat’. Accessed: Feb. 12, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205__custom_15346069/default/table?lang=en
- [126] S. Krishnan *et al.*, ‘Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks’, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 83, pp. 32313–32330, Oct. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.05.031.
- [127] NEPLAN, ‘Loadflow Time Simulation’. Accessed: Jun. 10, 2025. [Online]. Available: <https://neplan.ch/description/energy-loss-calculation-2/>

- [128] J. Liu, C. Mei, H. Wang, W. Shao, and C. Xiang, ‘Powering an island system by renewable energy—A feasibility analysis in the Maldives’, *Appl. Energy*, vol. 227, pp. 18–27, Oct. 2018, doi: 10.1016/J.APENERGY.2017.10.019.
- [129] M. Crainz *et al.*, ‘Flexibility Services to Minimize the Electricity Production from Fossil Fuels. A Case Study in a Mediterranean Small Island’, *Energies 2019, Vol. 12, Page 3492*, vol. 12, no. 18, p. 3492, Sep. 2019, doi: 10.3390/EN12183492.
- [130] A. Ritschel and O. Esan, ‘Renewable energy desalination for small islands’, in *IRENA-MARTINIQUE Conference on island energy transitions: Pathways for accelerated uptake of renewables*, 2015.
- [131] E. Barabino *et al.*, ‘Energy Communities: A review on trends, energy system modelling, business models, and optimisation objectives’, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, p. 101187, Dec. 2023, doi: 10.1016/J.SEGAN.2023.101187.
- [132] ‘Azienda SEA Favignana’. Accessed: Oct. 28, 2025. [Online]. Available: <https://seafavignana.info/azienda/>
- [133] GSE, ‘Decreto CACER e TIAD – Regole operative per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso e al contributo PNRR’. Accessed: Oct. 28, 2025. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Regole%20e%20procedure/ALLEGATO%201%20Regole%20Operative%20CACER.pdf
- [134] Terna, ‘Soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla RTN - Rapporto sui costi medi degli impianti di rete’, Accessed: Jul. 16, 2025. [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0105/93.pdf>

ELENCO DELLE PUBBLICAZIONI PRODOTTE

Articoli in rivista:

F. Guarino, A. Gucciardi, F. Massaro, F. Montana, S. Ruffino, Dual-objective optimization of photovoltaic and electrolyzer size ratios for hydrogen production: economic and carbon emissions perspectives, *Renewable Energy Focus*, Volume 55, 2025, 100744, ISSN 1755-0084, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2025.100744>.

F. Massaro, J. Licari, A. Micallef, S. Ruffino, C. Spiteri Staines, Mitigation of Reverse Power Flows in a Distribution Network by Power-to-Hydrogen Plant. *Energies* 2025, 18, 3931. <https://doi.org/10.3390/en1815393>

F. Massaro, M. L. Di Silvestre, M. Ferraro, F. Montana, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, Energy Hub Model for the Massive Adoption of Hydrogen in Power Systems. *Energies* 2024, 17, 4422. <https://doi.org/10.3390/en17174422>

F. Massaro, M. Ferraro, F. Montana, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, Techno-Economic Analysis of Clean Hydrogen Production Plants in Sicily: Comparison of Distributed and Centralized Production. *Energies* 2024, 17, 3239. <https://doi.org/10.3390/en17133239>

Articoli presentati in conferenza e pubblicati in volume:

P. Gallo, J. Licari, F. Massaro, A. Micallef, S. Ruffino and C. S. Staines, "Renewable hydrogen production from reverse power flows in the Maltese medium voltage distribution network," 2025 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Villasimius, Italy, 2025, pp. 1077-1080, <https://doi.org/10.1109/ICCEP65222.2025.11143728>

M. Ferraro, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, "Is selling the oxygen produced during electrolysis really a solution to make green hydrogen cheaper?", 2024 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2024 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope61470.2024.10751545>

M. L. Di Silvestre, F. Massaro, F. Montana, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, G. Sciumè, "Renewable Energy Community Planning Combining Multi-Objective Optimization and Uncertainty Assessment", 2024 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2024 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope61470.2024.10751666>

M. Coveri, M. L. Di Silvestre, M. Ferraro, F. Massaro, F. Montana, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, “Economic Optimization of the Hydrogen Demand in a Hard-To-Abate Industrial Sector”, 2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), <https://doi.org/10.1109/EEE-AM58328.2023.10395195>

M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, F. Massaro, F. Montana, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, “Hydrogen Utilization in Industry. A Cost Comparison between On-Site Production and External Supply”, 2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), <https://doi.org/10.1109/EEE-AM58328.2023.10395828>

G. Cipriani, V. Di Dio, S. Favuzza, G. Mascellino, F. Massaro, S. Ruffino, G. Zizzo, “Fault Diagnosis On Photovoltaic Modules By Thermographic Analysis With Drone Support”, 2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), <https://doi.org/10.1109/EEE-AM58328.2023.10394679>

M. Ferraro, P. Gallo, M. G. Ippolito, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, M. Santamaria, G. Sciumè, “A test bench for the production of green hydrogen and its traceability and certification using blockchain technology”, 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194789>

M. Coveri, M. Ferraro, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, S. Ruffino, “The sustainable energy development in Southern Italy through green hydrogen: a cost analysis”, 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194682>