TARANTO HYDROGEN PARK

CITERA Sapienza Università di Roma
GREENS/EFA Group
31 luglio 2021

Sommario

EXECUTIVE SUMMARY 4
1. Introduzione alle strategie per l'idrogeno 7
1.1. Strategia Europea e Nazionale per l'Idrogeno 7
1.1.1. Il quadro internazionale 7
1.1.2. La strategia Europea sull'idrogeno 9
1.1.3. La Strategia Italiana 11
1.1.4. Altre strategie nazionali 15
1.2. Hydrogen Valleys 19
1.3. Power-to-Gas 22
1.3.1. La metanazione per applicazioni Power-to-Gas 25
Comparazione delle tecnologie per la metanazione 31
1.3.2 Analisi energetica dei processi PtG 35
1.3.3 Analisi economica dei processi PtG 38
1.3.4 Conclusioni 39
2. Stato dell'arte delle tecnologie di produzione elettrolitica 41
2.1 Indagine di mercato sulle tecnologie elettrolitiche principali 45
2.2 Analisi tecnica comparativa delle tecnologie 46
2.3 Funzionamento in transitorio e capacità di bilanciamento della rete elettrica 56
2.3.1 Cold e Warm start-up 56
2.3.2 Perdite energetiche durante lo stand-by 58
2.3.3 Vita Utile 58
2.4 Costi di investimento e manutenzione 60
2.5 Tecnologia e problemi di costo associati all'elettrolisi convenzionale 63
2.6 Principio di funzionamento di base dell'elettrolisi con membrana a scambio anionico 66

2.7 Componenti degli elettrolizzatori AEM 67
2.8 Condizioni operative 72
2.9 Considerazioni conclusive 73
3. Produzione rinnovabile e domanda energetica nella provincia di Taranto 76
3.1. Domanda energetica nella provincia di Taranto 76
3.1.1. Domanda elettrica aggregata 76
3.1.2. Domanda termica aggregata nel settore residenziale e terziario 81
3.2. Produzione di energia elettrica da FER nella provincia di Taranto 83
3.2.1 Produzione aggregata rinnovabile nel territorio provinciale 83
3.3 Analisi dell'attuale eccesso rinnovabile nella provincia di Taranto 98
4. Definizione degli obiettivi idrogeno al 2024 e al 2030 100
5. Scenari energetici e valutazioni economico ambientali 106
5.1 Valutazione della capacità cumulativa installabile degli elettrolizzatori 106
5.2 Valutazione della capacità dedicata di rinnovabili 106
5.3 Valutazione del costo medio di generazione elettrica da rinnovabile 113
5.4 Scenari di investimento per produzione di idrogeno 116
5.5 Determinazione del costo livellato dell'idrogeno 119
5.6 Scenari di uso finale 120
5.6.1 Trasporto pubblico: autobus 121
5.6.2 Trasporto pubblico: treni 123
5.6.3 Trasporto pesante su gomma 126
5.6.4 Diesel di sintesi per trasporto navale 126
5.6.5 Miscelazione nella rete del gas 128
5.7 Implicazioni ambientali 129
5.7.1 Trasporto pubblico: autobus 129
5.7.2 Trasporto pubblico: treni 130
5.7.3 Trasporto pesante su gomma 132
5.7.4 Diesel di sintesi per nautica 132
5.7.5 Miscelazione nella rete del gas 132
5.7.6 Valutazione delle emissioni complessivamente evitate in un anno. 133
5.8 Determinazione dei costi complessivi per l'attuazione della strategia 133
5.8.1 Trasporto pubblico: autobus 133
5.8.2 Trasporto pubblico: treni 133
5.8.3 Trasporto pesante su gomma 134
5.8.4 Diesel di sintesi 134

5.8.5 Miscelazione nella rete del gas 135
5.8.6 Costo complessivo dell'investimento per gli usi finali dell'idrogeno 135
6. Sperimentazioni applicative nel breve periodo delle tecnologie dell'idrogeno verde 136
6.1 Power-to-Gas e blending nelle reti del gas 136
6.2 Progetto dimostrativo per la riconversione di un impianto biogas da discarica mediante la realizzazione di un sottosistema di produzione di idrogeno rinnovabile 138
6.3 La Green Hydrogen Valley in Puglia e gli interventi nella Provincia di Taranto 140
7. Nuove occupazioni nel settore dell'idrogeno e percorsi di formazione 142
7.1 Energia e occupazione: l'intensità occupazionale delle rinnovabili e dell'idrogeno 142
7.2 L'intensità di lavoro della terza rivoluzione industriale 143
7.3 L'intensità occupazionale del settore idrogeno a Taranto 144
7.4 Conclusioni 146
Appendici 148
1 Overview delle Politiche della Unione Europea 148
Premessa 148
La nuova governance europea dell'energia: dal pacchetto clima energia 20 20 20 alla energy union e al pacchetto Fit for 55 149
Rinnovabili, priorità, incentivi, prosumer 150
Efficienza energetica 150
Clean Transport 151
Semplificazione e governance 151
Il green deal europeo e il pacchetto "fit for fifty five" 151
2. Tabella a 2 ingressi (T-ora): profilo di carico residenziale per il riscaldamento per i giorni feriali 155
3. Tabella a 2 ingressi (T-ora): profilo di carico residenziale per il riscaldamento per i giorni pre-festivi 156
4. Tabella a 2 ingressi (T-ora): profilo di carico residenziale per il riscaldamento per i giorni festivi 157
5. Parametri economici e tecnici per il dimensionamento delle stazioni di rifornimento 158
Bibliografia 159

Il documento è stato preparato dal gruppo di lavoro del Centro di Ricerca Interdipartimentale CITERA: Livio de Santoli (coordinatore), Gianluigi Lo Basso, Angelo Consoli, Matteo Sforzini, Lorenzo Pastore.

EXECUTIVE SUMMARY

L'Hydrogen Park a Taranto ha lo scopo di accelerare il processo di decarbonizzazione del territorio e di riconvertire il comparto industriale in esso compreso mediante la produzione e l'utilizzo del vettore idrogeno. Nell'ottica di realizzare in tempi brevi tale riconversione, un Hydrogen Park necessita di conoscere il potenziale delle aree tecnologiche presenti per attrarre investimenti in relazione alla intera catena del valore dell'idrogeno. In particolare, occorre valutare la fattibilità tecnico-economica della realizzazione degli elettrofuels, temi di frontiera che già oggi impongono un sostegno alla ricerca applicata, soprattutto in aree fortemente industrializzate per la raffinazione petrolchimica. L'Hydrogen Park di Taranto è immaginato all'interno di una strategia dell'idrogeno che può rappresentare un riferimento per il sistema pugliese ed italiano.

L'orizzonte temporale dello studio è fissato al 2030, ma con uno step intermedio al 2024.

L'obiettivo per la provincia di Taranto di capacità elettrolitica da installare è pari a 7.5 MW al 2024 e pari a 50 MW al 2030 per la produzione di idrogeno verde. Questa corrisponde ad un quantitativo annuale pari a circa 900 tonH2/anno al 2024 e pari a 5,700 tonH2/anno al 2030.

Emerge in particolare la necessità di aumentare l'efficienza e l'efficacia in riferimento ai principali componenti ed ai sistemi per la produzione e l'uso di combustibili sintetici (elettrolisi e metanazione), visto che l'efficienza complessiva risulta allo stato attuale pari al 55% con ampi margini di miglioramento. Un Hydrogen Park deve prevedere il coinvolgimento delle aziende produttrici in un rapporto di trasferimento tecnologico finalizzato alla transizione energetica.

Le principali conclusioni dello studio per il processo PowerToGas PtG, cioè produzione di idrogeno partendo dall'elettricità verde, fattore importante per impostare nell'Hydrogen Park una attività di ricerca applicata, sono:

- un auspicabile miglioramento dell'efficienza (durante il funzionamento transitorio) e una riduzione dei costi. Attualmente, l'elettrolisi alcalina è la tecnologia più economica ed affidabile;
- nel prossimo futuro, l'elettrolisi a membrana polimerica elettrolita (PEM) potrebbe essere la scelta migliore per gli impianti PtG a causa delle migliori prestazioni rispetto al funzionamento transitorio;
- l'elettrolisi a ossidi solidi (SOEC) non è ancora pienamente sviluppata e per certi aspetti ancora in fase di studio, tuttavia, la tecnologia ha un alto potenziale per l'accoppiamento con reazioni esotermiche a funzionamento stazionario.
- il funzionamento dinamico della metanazione catalitica non riduce significativamente la stabilità del catalizzatore;
- il controllo della temperatura del reattore nei reattori adiabatici è difficile; di conseguenza i reattori a letto fisso raffreddati sono sotto esame per gestire il problema sopra menzionato;
- la metanazione biologica può essere effettuata nei digestori di biogas o in reattori separati;
- è possibile sostenere che la tecnologia AEM possiede tutti i requisiti per essere considerata più a basso costo delle altre ed altamente stabile per la produzione di idrogeno e quindi molto promettente in futuro per una riconversione industriale legata all'economia dell'idrogeno, con particolare riferimento al settore produttivo.

Le valutazioni effettuate permettono di individuare su quali tecnologie puntare in un Hydrogen Park per sfruttare al massimo l'opportunità di creare lavoro ed innovazione nella economia dell'idrogeno. In particolare, se oggi la scelta obbligata è ancora legata agli elettrolizzatori alcalini di larga taglia, il futuro deve prevedere, anche in una ottica di generazione distribuita, la polverizzazione su medio-piccole macchine a scambio ionico.

La creazione di una economia locale in una realtà territoriale fortemente industrializzata non può non prevedere una valutazione specifica sulla consistenza degli investimenti da effettuare, sulle tipologie costruttive dei componenti e il loro assemblaggio, e sulla scelta e lo sviluppo dei materiali innovativi, come grafene ed elettrocatalizzatori a basso contenuto di metalli nobili e nuovi tecnopolimeri. Tali valutazioni – che si rivolgono alla riconversione dei downstream petrolchimico in chiave di decarbonizzazione - devono essere nei prossimi dieci anni rivolte soprattutto ai processi elettrolitici, anche per poter sostanziare il grande potenziale di nuova occupazione verde, così come riportato nello studio. Naturalmente questi aspetti devono essere affrontati con tempi certi per essere coerenti con il processo di decarbonizzazione in atto.

Lo studio affronta anche gli aspetti energetici che riguardano la provincia di Taranto e nel dettaglio si intende comprendere, attraverso l'analisi dei dati a disposizione, la presenza di un eventuale eccesso di energia prodotta da FER (Fonti Rinnovabili di Energia) da poter destinare ad altri utilizzi. Eccesso che si è verificato non esserci e che quindi impone impianti rinnovabili aggiuntivi dedicati alla produzione di idrogeno.

L'attuale settore di consumo maggiore è quello industriale, che ricopre quasi il 75% dei consumi totali, valore significativamente maggiore rispetto alla media nazionale (42%). Dalle simulazioni la richiesta totale di energia elettrica attualmente riferita alla Provincia di Taranto è compresa tra 0.47 e 0,74 GW di potenza. Il valore complessivo dell'energia richiesta è pari a: 5180 GWh/anno, mentre il consumo di energia termica risulta pari a 2712.3 GWh/anno. L'importanza energetica di un settore industriale che deve immaginare una riconversione rappresenta il punto focale per la presenza di un Hydrogen Park nella provincia di Taranto.

Poiché tra gli usi finali dell'idrogeno si può considerare, in una fase iniziale di programmazione e sviluppo della filiera dell'idrogeno, il *blending* con il gas naturale, il settore residenziale e terziario di Taranto presenta tutti i requisiti per essere oggetto di interventi di decarbonizzazione nel breve e medio periodo.

Sono riportate nello studio le fonti rinnovabili necessarie per la produzione dell'idrogeno nell'Hydrogen Park. Per ognuna delle tipologie è stato quantificato il numero di impianti e la potenza installata di ognuno di essi. L'individuazione della quantità di idrogeno da produrre è il risultato di un processo di ottimizzazione.

In relazione agli usi finali dell'idrogeno prodotto già presenti nel brevissimo periodo (2024), si stima di dover impiegare al 2030 circa 6000 ton H2/anno, ma questa rappresenta una ipotesi cautelativa, con una forchetta fino a 10.000 ton H2/anno, vedi nel rapporto l'ipotesi della Hydrogen Valley Alboran.

Per ottenere questo risultato, è necessario installare 50 MW fotovoltaici e 60 MW eolici. Nel caso in cui non sia possibile installare tale quantità di impianti eolici, anche e soprattutto per la lunghezza del periodo di autorizzazione di tali impianti, occorrerà provvedere con almeno 100 MW di fotovoltaico supplementari per un totale di 150 MW.

La autoproduzione totale da eolico della provincia di Taranto è risultata pari a 276 GWh/anno che rapportata all'intera autoproduzione regionale incide per il 5,3%, in ragione del fatto che sono pochi impianti eolici e di piccola taglia (massimo 145 kW).

La autoproduzione fotovoltaica della provincia di Taranto è pari a 471 GWh/anno, rappresentativa del 13% di quella della regione Puglia che è pari a 3621 GWh/anno; questo in ragione di una significativa distribuzione territoriale degli impianti coerente con le altre province.

Complessivamente la provincia di Taranto, allo stato attuale, presenta una penetrazione di FER sui consumi finali elettrici globali del 15.4%. Tale valore si discosta da quello medio della regione pari a 50.7% così come da quello nazionale del 40.8%. Questo scostamento dai valori regionali e nazionali è dovuto da un lato ad una ridotta autoproduzione eolica e dall'altro al fatto che la provincia di Taranto presenta un'elevata concentrazione di stabilimenti industriali che impiegano principalmente il vettore elettrico. Con l'Hydrogen Park la penetrazione FER nella provincia di Taranto si riallinierebbe verso lo standard pugliese.

La capacità produttiva dell'Hydrogen Park prevede usi finali che riguardano electro-diesel per il trasporto nautico, la sostituzione parziale del parco veicolare dedicato al trasporto pubblico con autobus a idrogeno, la sostituzione di treni diesel sulla tratta ferroviaria non elettrificata Taranto-Reggio Calabria con treni ad idrogeno, il trasporto veicolare pesante su gomma, e la miscelazione nelle reti di gas naturale. Quest'ultima risulta una applicazione fondamentale per quanto riguarda la strategia di breve periodo al 2024 e rappresenta l'11.5% dell'obiettivo finale al 2030.

Per la completa attuazione della presente strategia e al fine di avviare un'economia dell'idrogeno verde nella provincia di Taranto saranno necessari investimenti fino a 210 milioni di euro. Nel dettaglio, circa 50 M€ sono necessari per intervenire sull'infrastruttura del trasporto pubblico inteso come autobus urbani, mezzi pesanti su gomma e treni pendolari interregionali e circa 150 M€ per l'installazione degli impianti rinnovabili e degli elettrolizzatori previsti per il 2030.

La strategia indicata può portare ad una riduzione annua di emissioni di sostanze climalteranti pari a 76,000 ton di CO2eq al 2030.

Considerando che l'attuale valore complessivo delle emissioni annuali di CO2eq stimate per la provincia di Taranto ammontano a 1.95 Mton/anno (riferendosi all'attuale mix energetico), la strategia proposta per la realizzazione della Hydrogen Park comporta una riduzione relativa di circa il 4%.

Un'altra parte significativa del rapporto, che potrebbe essere considerata in una strategia nazionale, è quella che riguarda i costi di produzione dell'idrogeno; lo studio prevede un valore del costo livellato dell'idrogeno pari a 2,27 €/kg, perfettamente confrontabile con i più bassi costi dell'idrogeno grigio ed in linea con i target previsti dalla IRENA.

Per quanto riguarda l'aspetto occupazionale, è stato calcolato l'impatto dell'Hydrogen Park sulla creazione di nuove specifiche competenze, con un valore cautelativo di 5000 posti di lavoro.

1. Introduzione alle strategie per l'idrogeno

1.1. Strategia Europea e Nazionale per l'Idrogeno

1.1.1. Il quadro internazionale

Molti paesi, negli ultimi anni hanno adottato strategie e iniziative per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno.

Questa recente attenzione politica è il risultato di un lungo processo di ricerca nel campo energetico e rappresenta l'inizio dello sviluppo del settore dell'idrogeno verde. Non tutti paesi hanno già rilasciato strategie complete. Nella Figura 1.1 vi è un riassunto grafico delle iniziative degli ultimi anni, aggiornata a novembre 2020.

Alcuni paesi si sono limitati ad un documento di visione che indichi la strada per lo sviluppo dell'idrogeno nel paese. Il documento di visione rappresenta un faro che guida la ricerca, gli sforzi dell'industria e i primi programmi di dimostrazione. Tali documenti di visione sono spesso prodotti da governi e soggetti privati attratti dalle prospettive di crescita di applicazioni innovative. Spesso i documenti di visione includono programmi di ricerca e sviluppo per capire i principi fondamentali della tecnologia, per sviluppare la base di conoscenza che informerà le fasi future, e per esplorare molteplici tecnologie e possibilità dato che, in questa fase iniziale, le applicazioni finali sono tutt'altro che chiare.

Altri paesi hanno sviluppato una Roadmap, la quale definisce un piano di programmazione e una descrizione delle attività necessarie al fine di valutare meglio il potenziale dell'idrogeno. Identifica inoltre le azioni a breve termine necessarie per far progredire la diffusione delle tecnologie, e definisce le aree di ricerca con la priorità massima per lo sviluppo della filiera e le applicazioni dove i progetti dimostrativi sono più necessari.

La maggior parte dei paesi, specialmente nell'ultimo periodo, hanno sviluppato vere e proprie strategie nazionali, le quali definiscono gli obiettivi da raggiungere nel breve, medio e lungo periodo. Inoltre, definiscono le politiche concrete necessarie per lo sviluppo dell'idrogeno e valutano la loro coerenza con la politica energetica esistente ed i piani nazionali di decarbonizzazione. La strategia è sostanziata da una descrizione precisa degli obiettivi e degli scenari di sviluppo.

Importante è inoltre la definizione degli investimenti necessari per la diffusione delle tecnologie e gli strumenti per l'incentivazione e il supporto dell'idrogeno. Inoltre, svolge un ruolo chiave, in particolare per le tecnologie ancora non commerciali, la pianificazione e il sostegno della ricerca pubblica e privata.

Il sostegno pubblico ai programmi di R&S sull'idrogeno è stato innescato dalla crisi petrolifera degli anni '70, con gli sforzi principali di Stati Uniti ed Europa. Più o meno nello stesso periodo, furono istituite piattaforme per la collaborazione internazionale e riviste per la condivisione dei risultati della ricerca nel campo, come l'International Journal of Hydrogen Energy (1976). Il sostegno dei governi federali iniziò in Canada nei primi anni '80 e in Giappone nel 1992. Gli Stati Uniti sono stati uno dei paesi leader, rilasciando un documento di visione e una tabella di marcia nel 2002.

I programmi di R&S sono ancora oggi in piena evoluzione, e uno dei più grandi è stato recentemente adottato in Cina. La Cina sta esplorando soluzioni per usare l'idrogeno nelle città: i precedenti sussidi per i FCEV (Fuel Cell Elecrical Vehicles) sono stati sostituiti da dimostrtori pilota in città selezionate per una fase iniziale di quattro anni. L'attenzione sarà concentrata sulla ricerca e l'applicazione di componenti critici, e il sostegno del governo centrale sarà sotto forma di premi finanziari a queste città piuttosto che sovvenzioni all'acquisto per i consumatori.

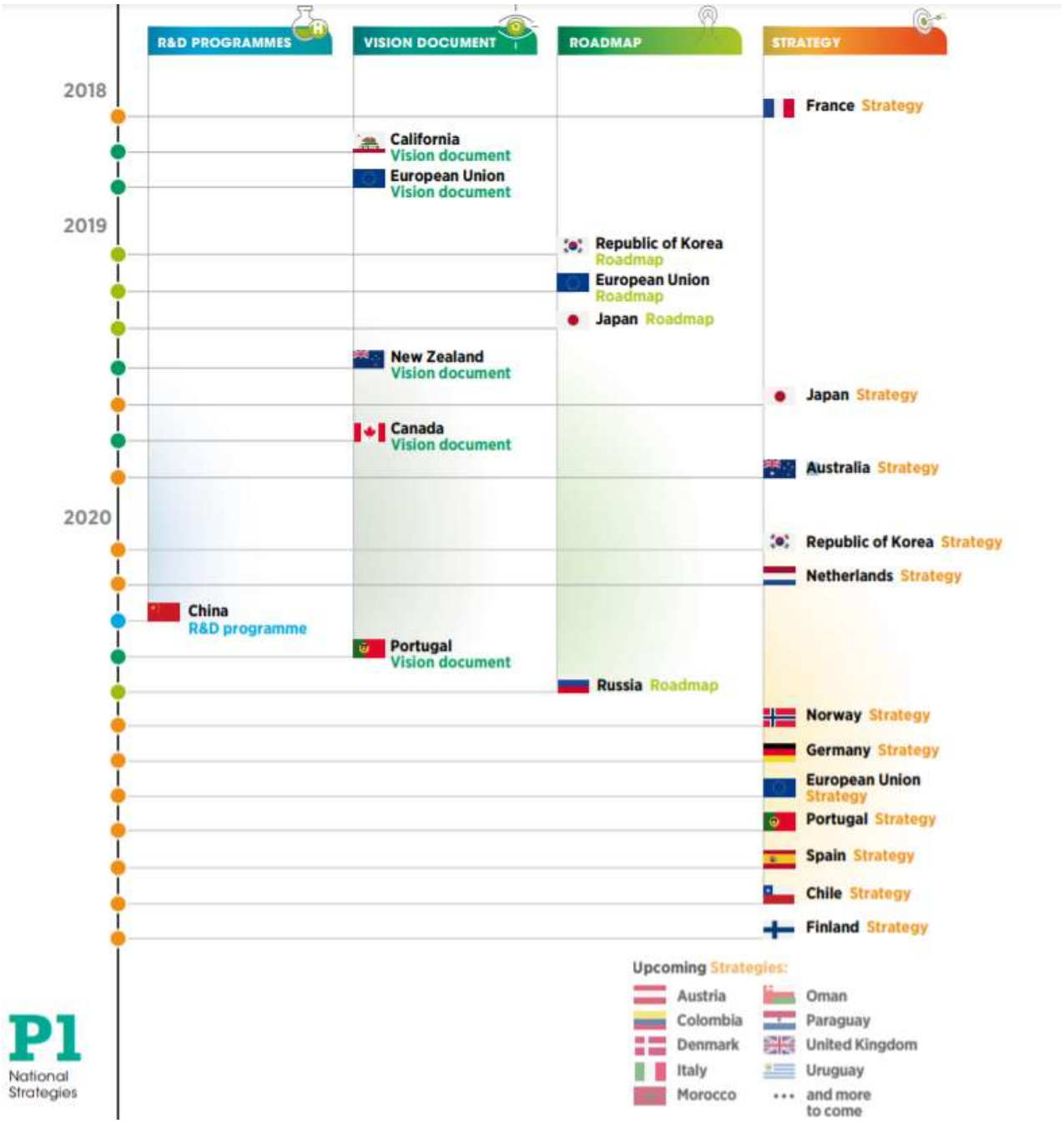


Fig. 1.1 Strategie Nazionali per l'Idrogeno annunciate tra il 2018 e il 2020 [1]

Altri paesi hanno sviluppato la loro visione o i documenti della tabella di marcia, con strategie finali attese nei prossimi anni. Per esempio, la Nuova Zelanda ha pubblicato il suo documento di visione nel 2019, che ha delineato i potenziali usi dell'idrogeno e ha esplorato in modo non quantitativo alcune delle questioni intorno al suo utilizzo. La fase successiva prevista è una tabella di marcia per identificare i passi per rendere possibile l'uso dell'idrogeno nell'economia più ampia. Il ritmo dell'azione sta accelerando. Negli ultimi due anni, data la nuova ondata di interesse per l'idrogeno, molti paesi hanno pubblicato le proprie strategie nazionali.

La Francia ha pubblicato per la prima volta una strategia sull'idrogeno nel 2018, che è stata aggiornata nel giugno 2020. L'Unione europea ha istituito un gruppo di lavoro di alto livello sull'idrogeno nel 2002 (con 19 parti interessate della comunità di ricerca, dell'industria, delle autorità pubbliche e degli utenti finali), pubblicando il suo documento di visione un anno dopo (Commissione

europea, 2003). Ha istituito la Fuel Cell Technology Platform nel 2004, che ha aperto la strada all'avvio della Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU, 2017).

Nel 2020, l'Unione Europea ha finalmente rilasciato la sua strategia complessiva sull'idrogeno verde, a seguito del documento tedesco sull'idrogeno Nationale Wasserstoff Strategie del giugno 2020. Molti paesi dovrebbero pubblicare le loro strategie sull'idrogeno nei prossimi anni. Si prevedono progressi in America Latina, dopo il lancio della strategia nazionale del Cile, nella penisola arabica e soprattutto negli stati membri dell'Unione Europea, dopo la strategia della UE, A *Hydrogen Strategy for Climate – Neutral Europe, Com(2020)301* del 8 luglio 2020. Il principale obiettivo per i paesi europei è quello di aggiornare i loro piani energetici nazionali e assicurare uno sviluppo coordinato dell'idrogeno e in linea con la strategia dell'Unione Europea. Le attività si stanno svolgendo anche a livello subnazionale.

Le strategie pianificano lo sviluppo dell'idrogeno in tutte le parti della sua *value-chain*, a partire dai sistemi di generazione fino agli usi finali. Comprendono quindi diverse soluzioni di decarbonizzazione per la maggior parte delle applicazioni e degli usi finali, e i costi e i benefici relativi di ogni soluzione. Le valutazioni economiche per tecnologie per lo più allo stato embrionale tendono a cambiare velocemente in base al ritmo di innovazione e sviluppo di ogni specifica tecnologia. I governi, quindi, devono fare scelte difficili su quali strumenti saranno i più adatti in futuro, evitando allo stesso tempo numerose possibili insidie, come ad esempio bloccare percorsi più lenti o meno efficienti per ridurre le emissioni. Per questo motivo, stabilire le priorità politiche è una componente importante in questa fase, specialmente per concentrare le forze sullo sviluppo dell'idrogeno verde.

1.1.2. La strategia Europea sull'idrogeno

La Commissione europea ha pubblicato il suo "European Green Energy Deal EGD" nel dicembre 2019 con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO_2 del 50-55% (invece del precedente obiettivo del 40%) entro il 2030. I 27 stati membri dell'UE hanno accettato il piano, che si lega al programma di ripresa economica da 750 miliardi di euro, il " Next Generation Fund ", sviluppato a seguito della pandemia di Covid-19 del 2020.

In questo quadro, nel luglio 2020, la Commissione europea ha pubblicato la strategia UE sull'idrogeno, "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe", che mira a una visione integrata della catena del valore dell'idrogeno e stabilisce un sistema di governance di supporto e un quadro politico per promuovere la diffusione dell'idrogeno.

L'UE considera l'idrogeno come un elemento centrale del suo EGD e della sua nuova "Energy System Integration Strategy". La priorità è quella di sviluppare l'idrogeno pulito e rinnovabile con investimenti cumulativi tra 180 e 470 miliardi di euro in Europa entro il 2050. Bruxelles spera che un'economia verde dell'idrogeno crei 1 milione di nuovi posti di lavoro per personale altamente qualificato nell'UE entro il 2030 e fino a 5.4 milioni entro il 2050.

L'ambizione dei politici dell'UE è di rendere l'Europa il leader mondiale nello sviluppo dei settori industriali per la produzione di tecnologie per la generazione e l'utilizzo dell'idrogeno. La strategia Europea è inoltre legata a doppio filo all'ambizioso piano di raggiungimento di un sistema a emissioni zero al 2050. Per raggiungere questo obiettivo, l'Europa ha progressivamente innalzato i i target al 2030 in relazione alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-55% rispetto al 1990, vedi programma *Fit For 55, 2021*), e alle quote di energia da fonti rinnovabili (40%) ed efficienza energetica (36%). Per questo motivo, la strategia identifica l'idrogeno verde come l'unica tonalità di idrogeno compatibile con gli obiettivi di *carbon neutrality*.

La strategia mira a creare almeno 6 GW di capacità di elettrolizzatori entro il 2024, sufficienti a produrre fino a 1 Mt/anno di idrogeno verde. Questo aumenterebbe a 40 GW nei paesi dell'UE entro

il 2030, con altri 40 GW di capacità di elettrolizzatori nei paesi vicini, da cui l'Unione europea potrebbe importare idrogeno verde.

La decisione di elaborare un quadro di sviluppo per l'intero continente è fondamentale per raggiungere l'obiettivo, sia dal punto di vista politico che economico, poiché la continua diminuzione dei costi e il progresso tecnologico possono essere raggiunti solo con grandi volumi di attività e sostanziali economie di scala.

La strategia stabilisce una serie di azioni, tra cui non solo i cambiamenti normativi indicati dalle valutazioni d'impatto, ma anche gli investimenti di sostegno progettati per avviare la diffusione. La strategia adotta un approccio a tappe:

- 2020-2024: Aumentare la capacità degli elettrolizzatori fino a 6 GW e produrre fino a 1 Mt/anno di idrogeno rinnovabile. L'accento è posto sulla decarbonizzazione delle applicazioni che già utilizzano l'idrogeno e sulla facilitazione dell'adozione dell'idrogeno verde in nuove applicazioni di uso finale. La fornitura di idrogeno sarebbe per lo più locale per evitare la necessità di infrastrutture estese, mentre si pianifica l'espansione delle infrastrutture. Alcune produzioni di idrogeno esistenti sono dotate di cattura del carbonio.
- 2025-2030: Aumentare la capacità degli elettrolizzatori fino a 40 GW nei paesi dell'UE e produrre fino a 10 Mt/anno di idrogeno rinnovabile. Altri 40 GW di capacità possono essere commissionati nelle regioni vicine, attraverso la cooperazione. Il trasporto dell'idrogeno verde richiederà un'infrastruttura di rete paneuropea che potrebbe essere ampiamente basata sull'infrastruttura di gas naturale esistente. Anche il commercio internazionale con le regioni vicine può essere sviluppato. Si presume che il mercato dell'idrogeno sarà efficiente nell'allocazione, con un commercio transfrontaliero senza ostacoli.
- 2030-2050: L'idrogeno verde raggiunge la maturità e viene distribuito su larga scala in tutti i settori difficili da abbandonare dove le alternative hanno un costo più alto. I carburanti elettronici fatti con l'idrogeno sarebbero usati in una vasta gamma di settori, tra cui l'aviazione e la navigazione. Si stima che il raggiungimento degli obiettivi del 2030 richieda un investimento di 24-42 miliardi di euro per la capacità degli elettrolizzatori, oltre a 220-340 miliardi di euro per 80-120 GW di capacità aggiuntiva di generazione di energia rinnovabile, 65 miliardi di euro per le infrastrutture e 11 miliardi di euro per il retrofit delle centrali a gas naturale esistenti.

La nuova strategia europea sull'idrogeno si pone quindi l'obiettivo di definire una visione comune per incentivare lo sviluppo dell'idrogeno e di coordinare i paesi per massimizzare i risultati degli sforzi congiunti. Inoltre, sarà fondamentale uno sforzo nella ricerca industriale per raggiungere taglie di elettrolizzatori dell'ordine di diversi MW, in modo da minimizzare il costo unitario di generazione dell'idrogeno.

Questi, inoltre, dovranno essere posizionati in una prima fase vicino alle strutture che utilizzano l'idrogeno prodotto, abbattendo i costi di trasporto. Bisognerà poi progettare una rete di trasporto dedicata e delle stazioni di rifornimento di idrogeno per camion e autobus affiancate.

Le politiche europee si concentreranno sulla definizione di un quadro normativo per un mercato dell'idrogeno liquido e ben funzionante e su incentivi, che possano favorire la crescita dell'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici, ottenendo costi di produzione di idrogeno verde competitivi.

La ricerca e l'innovazione hanno una rilevanza particolare sulla strategia europea per il raggiungimento degli obiettivi di idrogeno. In prima battuta per ottenere prezzi più bassi e rendimenti di conversione più alti, sarà importante la sfida tecnologia sulla generazione; saranno necessari elettrolizzatori più grandi, capaci di operare su scala di gigawatt. Per promuovere la ricerca sono

previsti elettrolizzatori da 100 MW; altri bandi di ricerca riguardano la creazione di idrogeno da altre soluzioni meno mature degli elettrolizzatori, come nel caso della produzione di idrogeno dalle alghe o dalla scissione della molecola dell'acqua direttamente dal sole.

In secondo luogo, verranno incentivate ricerche sullo stoccaggio, distribuzione e consegna dell'idrogeno in grande quantità, come ad esempio attraverso le infrastrutture a gas già esistenti, che però possono essere modificate e rese adatte ad ospitare idrogeno. Un altro motivo di ricerca è l'applicazione di idrogeno nei settori industriali e del trasporto, in particolar modo per uno sviluppo di una tecnologia competitiva con le altre alternative sul mercato.

Per promuovere lo sviluppo di un'economia dell'idrogeno in Europa, la Commissione ha anche creato la *Clean Hydrogen Alliance*, un forum aperto a istituzioni, aziende e rappresentanti della società civile con un ruolo di proposta e stimolo.

1.1.3. La Strategia Italiana

In seguito agli ambiziosi obiettivi dell'UE verso il raggiungimento della neutralità climatica al 2050 e verso un abbattimento di emissioni di CO_2 del 55% rispetto al 1990, alcuni paesi europei hanno già sviluppato strategie nazionali per la decarbonizzazione del sistema energetico. Attualmente l'Italia ha definito delle strategie in linea agli obiettivi europei del Pacchetto Energia Pulita e al Green Deal, tra cui spicca il PNIEC che definisce i target per la decarbonizzazione italiana e i ruoli dell'idrogeno per il raggiungimento degli obiettivi dell'UE.

Conformemente alle strategie al 2030 degli altri paesi membri dell'UE i primi settori ad essere individuati sono l'industria e soprattutto la parte riguardante i trasporti, per cui il PNIEC definisce diversi obiettivi per la penetrazione anche di carburanti rinnovabili al 2030 dell'1%. Oltre a queste applicazioni il PNIEC delinea anche qualche indicazione riguardo la gestione dell'*over-generation* elettrica con applicazioni di stoccaggio di idrogeno.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato le Linee Guida Preliminari per la Strategia Nazionale Idrogeno (dicembre 2020), con la finalità di fornire un quadro di riferimento per indirizzare lo sviluppo della futura Strategia Italiana per l'Idrogeno, al momento non ancora pubblicata. Tuttavia, i principali obiettivi sono già stati chiariti all'interno delle linee guida.

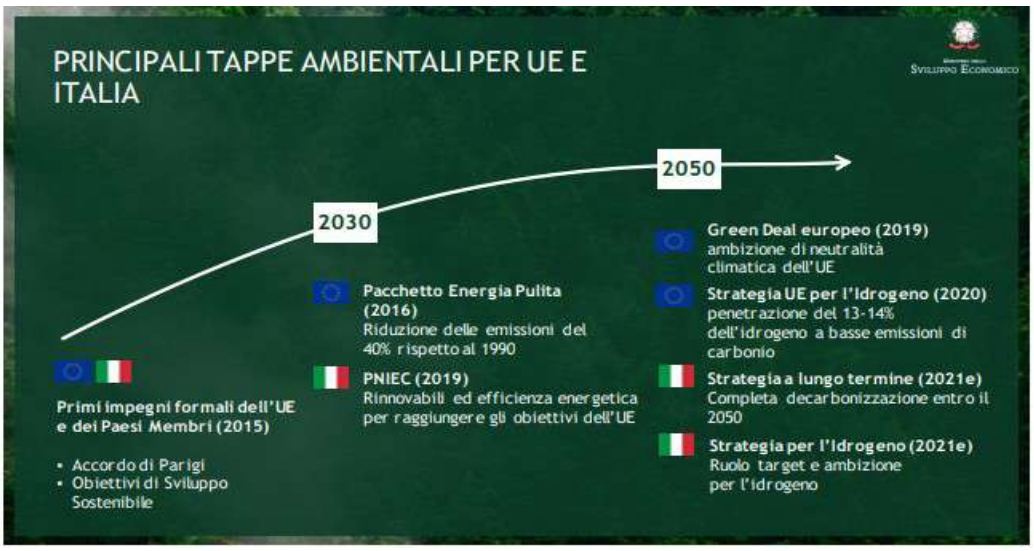


Fig. 1.2. Principali tappe ambientali per UE e Italia [2]

L'Italia ha previsto di farsi carico di un ottavo degli obiettivi Europei di installazione degli elettrolizzatori, per una capacità prevista al 2030 pari a 5 GW.

Ciò corrisponde ad una produzione di idrogeno pari a 0,7 Mton/anno, equivalente al 2% circa di penetrazione nella domanda energetica finale. Lo sviluppo dell'idrogeno e l'utilizzo previsto possono essere correlati ad una potenziale riduzione di emissioni pari a 8 Mton di CO_{2eq}.

I grandi investimenti previsti (fino a 10 mld € al netto degli investimenti per le fonti rinnovabili) possono portare ad un aumento del PIL fino a 27 mld € e alla creazione di oltre 200.000 posti di lavoro temporanei e fino a 10000 posti di lavoro fissi.

I settori principali identificati per lo sviluppo dell'idrogeno sono in linea con la strategia Europea.

La conversione del settore dei trasporti all'idrogeno passa per il segmento dei camion a lungo raggio. Questi causano il 5-10% delle emissioni totali provenienti dal settore trasporto, dunque attraverso una forte ricerca e sviluppo di celle a combustibile si cercherà di limare sia queste emissioni sia i costi di questi camion alimentati ad idrogeno e delineare un obiettivo di penetrazione di almeno il 2% dei 200 mila camion che attualmente coprono lunghe tratte sul territorio italiano. Questo obiettivo sarà possibile solo con una adeguata realizzazione di centrali di rifornimento su tratti lunghi, percorsi principalmente da questi tipi di camion.

Oltre ai camion l'abbattimento delle emissioni nel campo dei trasporti sarà conseguibile anche attraverso la conversione a fuel cell ad idrogeno dei treni alimentati a diesel, che attualmente coprono più del 30% del parco treni italiano. Tale operazione verrà realizzata specialmente per treni vecchi, vicino alla fine della loro vita utile e per regioni che più di tutte utilizzano questo mezzo per la mobilità regionale, come le isole maggiori e il Piemonte.

Una importante applicazione dell'idrogeno è quella nei settori "hard to abate", caratterizzati da un'alta intensità energetica e dalla mancanza di soluzioni di elettrificazione economicamente efficaci.

Nel settore chimico, l'idrogeno è già adoperato per processi di produzione di sostanze come ammoniaca e metanolo e per alcuni processi di raffinazione. L'idrogeno utilizzato attualmente però è idrogeno grigio, prodotto dal reforming del gas naturale e quindi di origine fossile. Questi centri industriali sono presenti specialmente nelle isole e nella parte centro-settentrionale della penisola e variano molto tra di loro in base alle dimensioni e alle caratteristiche fisiche.

Fig. 1.3. Numeri chiave della strategia al 2030 [2]

L’attuale produzione totale ammonta a circa 0,5 milioni di tonnellate di idrogeno all’anno. Questa è una importante opportunità per lo sviluppo dell’idrogeno verde. Infatti, la decarbonizzazione della domanda esistente può essere il principale mezzo per lo sviluppo del settore dell’idrogeno.

Un'opzione praticabile, soprattutto nella fase iniziale, è l'iniezione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas naturale. Infatti, a basse frazioni volumetriche di idrogeno nella miscela, l'idrogeno può essere miscelato nel gas naturale senza significativi cambiamenti nei parametri di controllo. Inoltre, anche i dispositivi degli utenti finali del gas naturale sono positivamente influenzati dalla presenza di idrogeno. Nei paesi con una rete del gas molto sviluppata, l’iniezione di idrogeno nella rete può costituire una forma a basso costo di stoccaggio e trasporto. Inoltre, questa soluzione può stimolare il mercato dell'idrogeno durante lo sviluppo di una rete di distribuzione dedicata.

Più di 10 Stati membri hanno già fissato delle soglie per la miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas fino a percentuali di idrogeno del 4-6% in volume. La Germania permette un massimo del 10% di idrogeno in volume, ma solo a certe condizioni e in certe dorsali. In Italia non esiste attualmente una legislazione, ma l'iniezione di idrogeno nella rete è inclusa e promossa nella strategia nazionale. Infatti, in Italia circolano oltre 70 miliardi di metri cubi di gas naturale, che provocano emissioni dell’ordine di 160 milioni di tonnellate all’anno. Una decarbonizzazione di questo settore può essere ottenuta attraverso la miscelazione di idrogeno rinnovabile con il gas naturale, rimpiazzando circa il 2% di quest’ultimo al 2030.

In aggiunta a queste applicazioni, la strategia apre la possibilità ad ulteriori soluzioni come l’utilizzo di idrogeno nel trasporto marittimo e nel settore dell’aviazione. Questi settori potrebbero godere di migliori prestazioni di una riduzione delle emissioni, sia grazie all’applicazione di celle a combustibile sia grazie agli effetti di biofuel provenienti dall’idrogeno come il e-kerosene per l’aviazione e la e-ammonia nell’industria marittima, che risultano tra l’altro meno vincolanti dei biocarburanti per quanto concerne la disponibilità di materia prima.

Entro il 2050 aumenteranno anche le applicazioni di celle a combustibile per i camion che coprono lunghi raggi e soddisfacenti risultati potrebbero provenire anche dalla conversione del parco automobilistico italiano; tali ambizioni richiedono una più capillare presenza di centri di rifornimento al 2050.

Una crescita della penetrazione di idrogeno appare anche possibile nel settore industriale, con un possibile impiego diretto dell’idrogeno nel riscaldamento industriale, in particolare per i processi che richiedono una temperatura superiore ai 1000 °C e dove l’elettrificazione potrebbe non risultare l’alternativa migliore.

Una potenziale futura domanda di applicazione dell’idrogeno potrebbe derivare anche dal condizionamento nel settore civile, dove le caldaie ad idrogeno e gli impianti di cogenerazione potrebbero avere un ruolo.

L’idrogeno, infine, potrà giocare un ruolo determinante anche per la generazione elettrica in ottica di bilanciamento di rete, in un futuro sistema energetico caratterizzato da ampia quota di rinnovabili non programmabili.

Con tali considerazioni si potranno raggiungere percentuali di penetrazione di idrogeno nella domanda energetica fino al 20% nel 2050.

Fig. 1.4. Penetrazione di idrogeno nella domanda italiana 2030-2050 [2]

Per soddisfare tali previsioni, bisognerà adoperare delle strategie che stimolino la domanda idrogeno. Politiche per il sostegno dell'idrogeno verde saranno necessarie nel prossimo futuro per ridurre il divario nel costo di produzione tra idrogeno grigio e idrogeno verde.

Saranno necessari fino a ~10 miliardi di euro di investimenti tra il 2020 e il 2030 oltre quelli per l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili.

Questa cifra include:

- Investimenti necessari alla produzione di idrogeno, ~5-7 miliardi di euro
- Investimenti in strutture di distribuzione e consumo dell'idrogeno (treni e camion a idrogeno, stazioni di rifornimento, ecc.), ~2-3 miliardi di euro
- Investimenti in Ricerca e Sviluppo, ~1 miliardo di euro
- Alcuni investimenti nelle infrastrutture (come reti di gas) per integrare correttamente la produzione di idrogeno con gli impieghi finali.

Il consumo di idrogeno a basse emissioni di carbonio consentirà una riduzione delle emissioni di CO_{2eq} fino a 8 Mton nel 2030, corrispondente a un contributo del ~4% agli obiettivi del PNIEC.

Fig. 1.5. Investimenti, impatto economico ed ambientale 2030 [2]

1.1.4. Altre strategie nazionali

Negli ultimi anni, molti paesi, soprattutto in Europa, hanno adottato strategie sull'idrogeno e hanno identificato obiettivi da raggiungere, in particolare in termini di capacità installata di elettrolizzatori.

In anticipo sulla strategia dell'Unione europea, la Germania ha presentato la propria strategia nazionale sull'idrogeno. Il governo tedesco si aspetta una domanda di idrogeno di 90-110 TWh entro il 2030. Per soddisfare questa domanda, saranno costruiti in Germania entro il 2030 degli elettrolizzatori con una capacità totale fino a 5 GW. L'obiettivo della Germania è quello di collocarsi come fornitore leader di tecnologie di idrogeno verde sul mercato globale. A tal fine ha intensificato la cooperazione con altri Stati membri dell'UE. La Germania intende sviluppare un mercato interno dell'idrogeno, stimando la potenziale domanda interna pari a circa 90-110 TWh entro il 2030 (attualmente 55 TWh, di cui solo il 7% è "verde").

Per la produzione, la Germania prevede lo sviluppo di un quadro normativo per favorire la diffusione di impianti eolici offshore, anche in collaborazione con i paesi del Mare del Nord e del Mar Baltico.

È inoltre fondamentale affiancare allo sviluppo dell'offerta e della domanda un progressivo crescita dell'infrastruttura dedicata. Nei prossimi anni una parte dell'infrastruttura del gas della Germania dovrebbe essere in grado di essere utilizzata anche per l'idrogeno. Le infrastrutture esistenti che non sono più necessarie per il trasporto di gas naturale sono già testate per la loro idoneità ad una riconversione in infrastrutture per il trasporto di idrogeno puro.

La "Strategia nazionale per lo sviluppo dell'idrogeno decarbonizzato e rinnovabile in Francia" prevede investimenti per 7.2 miliardi di euro e una capacità di produzione di elettrolizzatori pari a 6.5 GW entro il 2030.L'idrogeno viene identificato come un vettore chiave per affrontare le questioni ambientali, per fronteggiare le nuove sfide economiche, per sviluppare uno strumento di sovranità

energetica e per raggiungere una crescita industriale che garantisca l'indipendenza tecnologica nella produzione e gestione dell'energia.

La strategia francese fissa l'obiettivo di installare 6.5 GW di elettrolizzatori per dare un contributo significativo alla decarbonizzazione dell'economia, di sviluppare una mobilità pulita soprattutto per i veicoli pesanti e di costruire un settore industriale in Francia che crei posti di lavoro e garantisca la padronanza tecnologica. L'obiettivo francese è quello di generare tra i 50,000 e i 150,000 posti di lavoro diretti e indiretti in Francia.

È già previsto un sostegno statale per la ricerca e lo sviluppo al fine di sviluppare tecnologie più efficienti per tutti gli usi dell'idrogeno, per l'industrializzazione nazionale e per la diffusione delle tecnologie attraverso la creazione di meccanismi di supporto.

Le priorità di intervento identificate dalla strategia francese corrispondono ai principali mercati potenziai dell'idrogeno. L'ammontare totale dei 7 miliardi di euro di sostegno pubblico programmati dal 2020 al 2030 saranno quindi suddivisi fra le seguenti priorità:

- De-carbonizzare l'industria creando un settore dell'elettrolisi francese, a cui viene assegnato il 54% delle risorse. Per accelerare lo sviluppo del settore francese della produzione di idrogeno, la strategia propone una serie di strumenti finalizzati a sviluppare progetti ad alta capacità attraverso la visibilità on-demand e passare alla scala industriale per raggiungere la redditività degli investimenti. Allo stesso tempo sono previsti strumenti finalizzati a stimolare lo sviluppo dell'idrogeno in contesti industriali a partire dalla raffinazione, chimica elettronica e agroalimentare, che in alcuni casi già impiegano l'idrogeno;
- Sviluppare una mobilità pesante con idrogeno decarbonizzato, a cui viene assegnato il 27% delle risorse. Per accelerare lo sviluppo dell'offerta francese di veicoli decarbonizzati ad idrogeno, la strategia propone una serie di strumenti che stimolino la produzione di veicoli affidabili che soddisfino le esigenze delle imprese, la disposizione di attrezzature scalabili ad alte prestazioni e la creazione di competenze per produrre e mantenere;
- Sostenere la ricerca, l'innovazione e lo sviluppo delle competenze per promuovere l'uso di domani, a cui viene assegnato il 19% delle risorse. Per accelerare la preparazione della prossima generazione di usi dell'idrogeno, la strategia propone una serie di strumenti organizzati per continuare lo sforzo di R&S nel campo dell'idrogeno portando la Francia all'avanguardia a livello internazionale e per sostenere l'innovazione a favore dell'industrializzazione delle nuove tecnologie.

Per quanto riguarda i Paesi Bassi, l'obiettivo ambizioso è di portare la capacità degli elettrolizzatori a 500 MW entro il 2025 e fino a 3-4 GW entro il 2030, per una produzione di circa 800,000 tonnellate di idrogeno all'anno. Il governo olandese elabora la necessità di sviluppare un'economia dell'idrogeno pulita, il ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica e la sua agenda politica per sviluppare un mercato dell'idrogeno.

I Paesi Bassi puntano molto sulla loro capacità di produzione di idrogeno a basso costo, grazie al basso costo dell'energia rinnovabile da eolico. L'obiettivo è da diventare un hub energetico grazie anche alla posizione favorevole, ai porti e alla vasta rete di gas e capacità di stoccaggio. La posizione strategica potrà permettere ai Paesi Bassi di assumere una importante funzione commerciale poiché l'idrogeno ha il potenziale per diventare una merce negoziata a livello globale.

Anche la domanda interna rappresenta una opportunità di sviluppo dell'idrogeno, ad oggi circa il 10% del gas naturale olandese è utilizzato per la produzione di idrogeno grigio. La decarbonizzazione di questo settore attraverso l'idrogeno verde può rappresentare una opzione per lo sviluppo industriale dell'idrogeno e allo stesso tempo abbattere una grande quantità di emissioni significative di CO_2.

L'energia eolica offshore, presente nel Mare del Nord, diventerà una fonte chiave per la produzione di idrogeno verde. Opportunità discussa è anche quella di accordi internazionali tra i paesi del Mare del Nord e del Mar Baltico per lo sviluppo di grandi impianti off-shore, in parte dedicati alla produzione di idrogeno verde.

La strategia olandese per l'idrogeno è strutturata secondo una precisa agenda politica, che identifica 4 settori di intervento principali:

- Legislazione e regolamentazione
- Riduzione dei costi dell'idrogeno verde
- Sostenibilità del consumo finale
- Politica di sostegno e di accompagnamento

La strategia nazionale portoghese sull'idrogeno prevede di fornire il 5% del consumo finale di energia con l'idrogeno entro il 2030. Per raggiungere questo obiettivo, sono previsti almeno 2 GW di capacità totale di elettrolizzatori. Il Portogallo mira ad avviare il progetto di produzione di idrogeno verde su scala industriale il più presto possibile. La strategia stabilisce i seguenti obiettivi per l'idrogeno (da raggiungere entro il 2030):

- dal 10% al 15% di iniezione di idrogeno verde nelle reti di gas naturale;
- dal 2 % al 5 % di idrogeno verde nel consumo energetico del settore industriale;
- dall'1 % al 5 % di idrogeno verde nel consumo energetico del settore del trasporto stradale;
- dal 3 % al 5 % di idrogeno verde nel consumo energetico del settore del trasporto marittimo nazionale;
- dall'1,5 % al 2 % di idrogeno verde nel consumo finale di energia;
- da 2 GW a 2,5 GW di capacità installata negli elettrolizzatori;
- creazione di 50-100 stazioni di rifornimento di idrogeno.

Anche le garanzie d'origine rappresentano un obiettivo importante, infatti dovranno avere un'enorme rilevanza nello sviluppo normativo, in quanto creano le condizioni affinché i produttori, soprattutto quelli più piccoli, possano vendere il loro idrogeno rinnovabile sul mercato. Oltre a contribuire a promuovere la produzione e il consumo di energia rinnovabile, le garanzie di origine hanno un valore economico associato e sono un ulteriore vantaggio per i produttori. A tal fine, il Portogallo si pone l'obiettivo di prendere le misure necessarie per attuare un sistema di garanzie di origine per tutti i gas rinnovabili, compreso l'idrogeno.

Il governo spagnolo ha approvato la "Hydrogen Roadmap: a commitment to renewable hydrogen", che traccia una capacità installata di elettrolizzatori di 4 GW entro il 2030 e una serie di tappe nel settore industriale, della mobilità e dell'elettricità.

Il piano prevede lo stanziamento di 1.5 miliardi di euro per promuovere l'uso e la produzione di idrogeno rinnovabile entro il 2023 attraverso lo strumento europeo "Next Generation EU". La strategia identifica le sfide e le opportunità per un robusto sviluppo dell'idrogeno rinnovabile in Spagna, fornendo una serie di misure volte a stimolare gli investimenti. Attraverso queste misure, il governo mira a creare un quadro che permetterà alla Spagna di posizionarsi come futuro leader tecnologico nel campo dell'idrogeno verde, prendendo in considerazione il suo potenziale per svolgere un ruolo rilevante nello stoccaggio di energia e nella decarbonizzazione di quei settori economici che sono più difficili da elettrificare.

Secondo la tabella di marcia dell'idrogeno, "oggi il consumo di idrogeno in Spagna è di circa 500,000 t/anno, principalmente idrogeno grigio, utilizzato come materia prima principalmente nelle raffinerie (circa il 70%) e nei produttori di prodotti chimici (50%), con il consumo rimanente corrispondente a settori come la metallurgia". La strategia spagnola definisce obiettivi ambiziosi che possono essere inquadrati all'interno delle tre fasi definite nella strategia dell'idrogeno dell'UE:

- 2020-2024: Installazione di 300-600 MW di impianti di elettrolizzatori.

- 2025-2030:
    - Installazione di almeno 4 GW di impianti di elettrolizzatori.
    - Industria: contributo minimo di idrogeno rinnovabile del 25% dell'idrogeno totale consumato nel 2030 in tutte le industrie.
    - Trasporti:
        - 150-200 autobus a celle a combustibile nel 2030.
        - 5,000-7,500 veicoli leggeri e pesanti a celle a combustibile per il trasporto merci nel 2030.
        - 100-150 stazioni di idrogeno ad accesso pubblico nel 2030.
    - Settore energetico/accumulo di energia: progetti commerciali di idrogeno operativi entro il 2030 per l'accumulo di elettricità e/o l'uso di energia rinnovabile in eccesso.
- 2030-2050:
    - Maturità e sviluppo su larga scala delle tecnologie dell'idrogeno rinnovabile.
    - Economia basata sulla produzione e sull'applicazione dell'idrogeno rinnovabile.
    - Competitività della produzione di idrogeno da energie rinnovabili rispetto ad altre tecnologie di produzione.
    - Decarbonizzazione della società entro il 2050.
    - Maggiore gestibilità delle energie rinnovabili.
    - Fornitura di energia di qualità, sostenibile e pulita.

La strategia norvegese è stata rilasciata nel 2020, e analizza le potenzialità della tecnologia dell'idrogeno in Norvegia. Dopo la pubblicazione della strategia, il governo norvegese si è impegnato a investire 100 milioni di NOK nell'idrogeno e a preparare una tabella di marcia per l'idrogeno.

La Finlandia ha pubblicato una tabella di marcia per l'idrogeno, che analizza il potenziale di idrogeno da fonti rinnovabili nel suo territorio.

La Danimarca e la Svezia si sono impegnate a rilasciare la loro strategia sull'idrogeno entro il 2021. L'Hydrogen Denmark, cioè l'organizzazione nazionale per l'idrogeno, ha nel frattempo pubblicato la propria strategia per l'idrogeno, che dovrebbe stabilire delle linee guida per la strategia nazionale danese.

Nel 2021 il governo della Repubblica Croata ha adottato l'iniziativa per lo sviluppo della strategia croata sull'idrogeno. Alla fine del 2020, il governo italiano ha pubblicato le linee guida per la strategia italiana sull'idrogeno, che ha fissato l'obiettivo di 5 GW di elettrolizzatori entro il 2030

Oltre ai paesi menzionati, altri stati in Europa e nel mondo hanno rilasciato (o stanno per rilasciare) le loro strategie nazionali sull'idrogeno.

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha rilasciato il proprio Hydrogen Program Plan per fornire un quadro strategico per le sue attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione dell'idrogeno. Il piano, che rafforza l'impegno del DOE a sviluppare le tecnologie che possono permettere l'espansione dell'idrogeno negli Stati Uniti, incorpora gli sforzi di più uffici del DOE per far progredire la produzione, il trasporto, lo stoccaggio e l'uso dell'idrogeno in diversi settori dell'economia.

Secondo il DOE, il piano serve come documento generale per impostare la direzione strategica del programma idrogeno, e per integrare i piani pluriennali tecnici e programmatici di ogni ufficio DOE impegnato in attività di RD&D sull'idrogeno.

Il 3 novembre 2020, il Ministero dell'Energia del Cile ha presentato una "Strategia nazionale per l'idrogeno verde" con tre obiettivi principali:

- Installare 5 GW di capacità di elettrolisi in sviluppo entro il 2025
- Produrre l'idrogeno verde più economico del mondo entro il 2030

- Essere tra i tre maggiori esportatori di idrogeno al mondo entro il 2040

Queste ambizioni sono accompagnate da misure proposte che includono l'estensione di 50 milioni di dollari a progetti pilota, la promozione di applicazioni per utenti finali basate sull'idrogeno, l'eventuale implementazione di meccanismi di carbon pricing e il lancio di una "diplomazia dell'idrogeno verde" per posizionare il Cile come uno dei leader nel campo dell'idrogeno.

Il Cile ha un surplus di risorse rinnovabili e un mercato dell'energia ben posizionato per produrre idrogeno a prezzi estremamente contenuti. La grande disponibilità di risorse solari ed eoliche e regolamenti energetici favorevoli alle imprese permettono già la produzione di elettricità rinnovabile a livelli di costo tra i più bassi a livello globale. Il mercato dell'energia elettrica del paese è sovraccarico e il suo obiettivo per le energie rinnovabili per il 2025 è già stato raggiunto, lasciando gli attori rinnovabili desiderosi di nuove opportunità di business che coinvolgono l'idrogeno.

Anche la Cina sta sviluppando un piano di sviluppo dell'idrogeno contestualizzato negli obiettivi nazionali di decarbonizzazione del sistema energetico. La China Hydrogen Alliance, un gruppo industriale sostenuto dal governo, prevede che entro il 2025 il valore di uscita dell'industria energetica dell'idrogeno del paese raggiungerà 1 trilione di yuan (152.6 miliardi di dollari), e che entro il 2030 la domanda cinese di idrogeno raggiungerà 35 milioni di tonnellate, rappresentando almeno il 5% del sistema energetico cinese.

1.2. Hydrogen Valleys

Per soddisfare le domande di idrogeno provenienti dalle varie strategie europee e nazionali si dovranno identificare le modalità ideali di produzione, trasporto e stoccaggio.

In accordo con le linee guida della strategia nazionale italiana [2], i modelli teorici attualmente individuati sono:

- "produzione totalmente in loco": questa modalità prevede la vicinanza di installazione tra gli impianti di FER con gli elettrolizzatori e gli impieghi finali dell'idrogeno pulito generato. Questa soluzione risulta la più economica e quella che prevede meno dispersione di energia, dovuta alla quasi totale assenza di reti di distribuzione; è, tuttavia, la più difficile da realizzare a causa della scarsità di posti di installazione che permettono di ospitare un sistema del genere con la massima produzione.
- "produzione in loco con trasporto di energia elettrica": questa tipologia di generazione prevede una installazione di impianti di fonti rinnovabili ed elettrolizzatori in aree diverse. L'energia prodotta viene, dunque, trasportata attraverso linee di trasmissione agli elettrolizzatori che la convertiranno in idrogeno pulito.
- "produzione centralizzata con trasporto di idrogeno": in tale contesto l'elettrolizzatore è installato nell'impianto fotovoltaico o eolico, convertendo in loco l'energia elettrica proveniente dal mix rinnovabile in idrogeno. Questo idrogeno viene poi trasportato al punto di consumo attraverso metodi di trasporto, come camion o gasdotti.

Per minimizzare il costo di produzione e trasporto dell'idrogeno, è importante identificare i luoghi in cui la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno siano il più possibile vicini. Questi luoghi di produzione e consumo localizzati di idrogeno sono identificati nella Strategia Europea con il nome di Hydrogen Valleys.

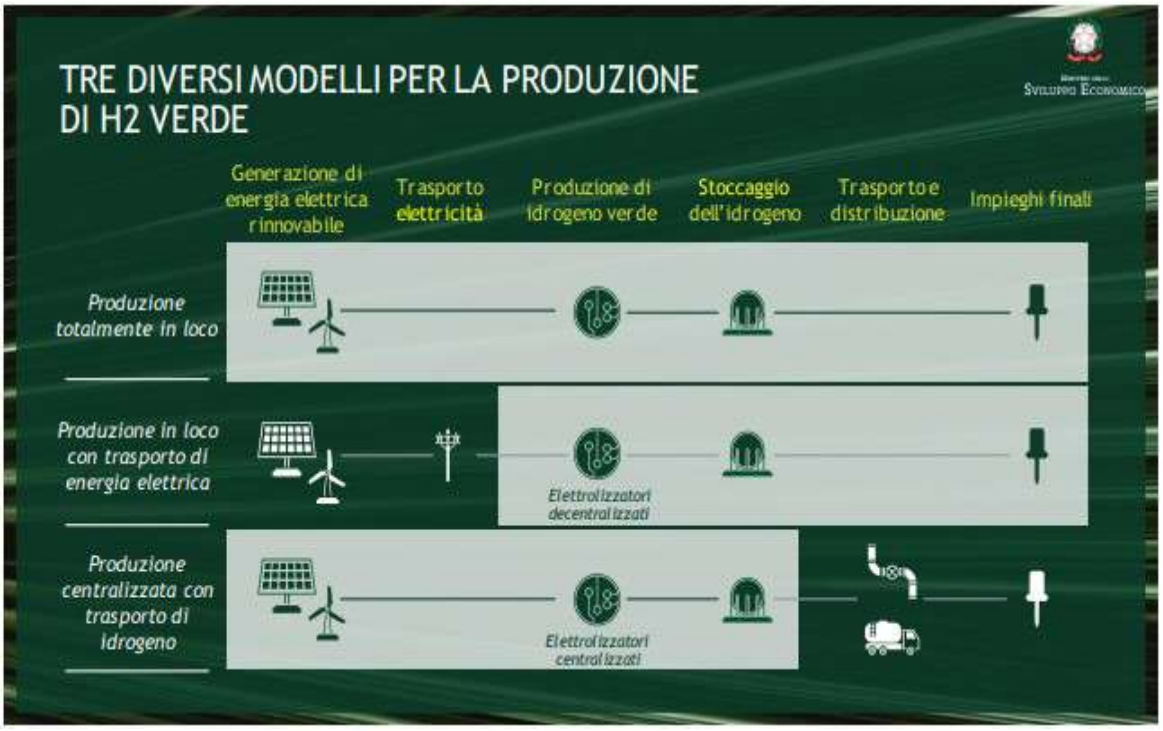


Fig. 1.5 Produzione, trasporto e stoccaggio di H_2 verde [2]

Una Hydrogen Valley è un'area geografica - una città, una regione, un'isola o un cluster industriale - dove diverse applicazioni di idrogeno sono combinate insieme in un ecosistema integrato che consuma una quantità significativa di idrogeno, migliorando l'economia del progetto. Dovrebbe idealmente coprire l'intera catena del valore dell'idrogeno: produzione, stoccaggio, distribuzione e uso finale.

All'interno della Strategia Europea si può leggere: "**Si assisterà allo sviluppo di poli locali dell'idrogeno, ad esempio nelle zone isolate o nelle isole, o di ecosistemi regionali (le cosiddette "Hydrogen Valleys") che faranno affidamento sull'idrogeno prodotto localmente a partire da energia rinnovabile generata in modo decentralizzato e sulla domanda locale, con trasporto su brevi distanze. In questi casi un'infrastruttura apposita permette di usare l'idrogeno non solo in applicazioni industriali e di trasporto e per bilanciare l'energia elettrica, ma anche per fornire calore a edifici residenziali e commerciali**" [3].

Le Hydrogen Valleys sono un passo importante verso ecosistemi di idrogeno integrati a livello locale. Non solo possono fornire energia sostenibile, ma sono anche importanti motori di sviluppo industriale e di creazione di posti di lavoro. Anche se ci sono ostacoli da superare, il concetto si sta diffondendo a livello globale, stimolato dal cambiamento di mentalità e dalla crescita degli investimenti privati.

Le valli dell'idrogeno comprendono tipicamente investimento importanti in un'area geografica definita e coprono una parte sostanziale della catena del valore dell'idrogeno, dalla produzione, stoccaggio e trasporto dell'idrogeno al suo utilizzo in settori come l'industria, la mobilità e l'energia.

Negli ultimi anni, la Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), un partenariato pubblico-privato a livello europeo, ha sostenuto la creazione di Hydrogen Valleys in collaborazione con numerose città e regioni europee. Ora, una nuova piattaforma sviluppata dalla FCH JU fornisce una visione di oltre 30 progetti di punta della Hydrogen Valley in tutto il mondo - la Mission Innovation Hydrogen Valley Platform. Basato su una prima raccolta di dati dai progetti, il primo report esamina i loro successi e le barriere rimanenti per un ulteriore sviluppo dell'economia globale

dell'idrogeno [4]. Anche in Italia, in questi mesi sono partiti una serie di programmi per le Hydrogen Valleys.

Il concetto di Hydrogen Valley è ancora giovane. Più dell'85% delle Hydrogen Valley sono ancora in varie fasi di sviluppo, mentre meno del 15% sono state completamente implementate. Stanno emergendo tre configurazioni tipiche: progetti locali, su piccola scala e incentrati sulla mobilità; varianti locali, su media scala e incentrate sull'industria; e progetti su larga scala e incentrati sull'esportazione. Quasi tutte le Hydrogen Valleys sono coinvolte nella produzione di idrogeno, con l'85% che copre lo stoccaggio o la conversione e il trasporto. La metà delle Hydrogen Valleys produce anche l'energia primaria necessaria per la produzione di idrogeno da fonti di energia rinnovabili.

Mentre il concetto si sta indubbiamente diffondendo a livello globale, due terzi delle Hydrogen Valleys sono attualmente in Europa, con il 13% nelle Americhe e il 22% nell'Asia-Pacifico. La maggior parte dei progetti ha un volume d'investimento fino a 100 milioni di euro, con diversi gigaprogetti che superano il miliardo di euro.

Si prevede che le valli dell'idrogeno matureranno significativamente durante il prossimo decennio, poiché i progetti si moltiplicano e aumentano in dimensioni e complessità. Questo sarà guidato da crescenti investimenti privati e da mosse strategiche in una nuova e promettente area di business.

Il rapporto FCH JU identifica i cinque fattori più importanti durante la fase di preparazione delle Hydrogen Valleys:

- La presenza di un progetto convincente che copra la catena del valore e includa una tecnologia che sfrutti le risorse locali e affronti i bisogni locali.
- Una struttura commerciale praticabile e un business case per gli sviluppatori del progetto.
- Un finanziamento pubblico-privato da più fonti, compreso un finanziamento pubblico sufficiente a colmare le lacune iniziali per la commercializzazione.
- Cooperazione tra partner e stakeholder che copra l'intera portata del progetto e assicuri un impegno continuo da parte di tutte le parti.
- Il sostegno politico e il coinvolgimento delle comunità locali.

Inoltre, il rapporto identifica cinque principali barriere principali allo sviluppo delle valli dell'idrogeno (specificando che non sono barriere insormontabili):

- La prima e più importante sfida è assicurare il sostegno finanziario pubblico. Per superarla, le valli dell'idrogeno avviano dialoghi proattivi sui programmi di finanziamento con le autorità. Rimanere flessibili e adattare gli scopi del progetto per soddisfare i requisiti di finanziamento pubblico è altrettanto importante.
- Assicurarsi impegni di acquisto per l'idrogeno pulito è un'ulteriore sfida. Piani di investimento credibili e discussioni con il maggior numero possibile di potenziali acquirenti contribuiscono allo sviluppo di un mercato dell'idrogeno.
- Per assicurarsi gli investimenti privati, le valli dell'idrogeno hanno bisogno di un approccio di sviluppo olistico e strutturato, di coinvolgere gli acquirenti e i partner azionari per ridurre il rischio del progetto e di ottenere un riscontro iniziale dalla comunità dei finanziatori. Coinvolgere gli investitori privati locali può anche aiutare a sviluppare i progetti a livello locale.
- Anche l'attuale livello tecnologico è ancora una barriera. Per superarla, i progetti devono rimanere flessibili e considerare l'aggiunta di ulteriori applicazioni al loro piano di sviluppo. Un funzionamento efficiente e servizi di manutenzione sono cruciali.
- Il quinto e ultimo ostacolo sono le disposizioni normative. Mentre le politiche stanno diventando più favorevoli per le valli dell'idrogeno, esistono ancora delle barriere che non

permettono di creare condizioni favorevoli per l'idrogeno verde, così come i permessi e la standardizzazione della produzione. Per risolvere questo problema, i responsabili politici devono avere una visione chiara della futura economia dell'idrogeno di una regione o di un paese e creare l'ambiente normativo necessario per realizzare questa visione.

Le valli dell'idrogeno cominceranno a mostrare il loro pieno potenziale verso la metà di questo decennio, quando molte raggiungeranno la fase di attuazione o di funzionamento. Un gran numero espanderà anche le attività al di là della loro portata attuale e alcune collaboreranno con le valli vicine. Man mano che crescono in dimensioni e numero, le Hydrogen Valleys daranno slancio al mercato dell'idrogeno. Sembrano quindi il modello da perseguire per lo sviluppo dell'idrogeno verde e il veicolo per la diffusione della tecnologia e per la sua accettazione, aumentando così la consapevolezza di cittadini ed investitori e mostrando il potenziale di un'economia dell'idrogeno verde.

1.3. Power-to-Gas

L'esaurimento dei combustibili fossili, il cambiamento climatico e le questioni di sicurezza energetica stanno spingendo ad elaborare nuove strategie energetiche in tutto il mondo. Con un aumento del consumo globale annuo previsto del 2,6% al 2040 rispetto al 2012, le fonti rinnovabili stanno assumendo un ruolo decisivo nella generazione di elettricità. Negli ultimi anni, l'Unione Europea (UE) ha assunto un ruolo guida nella diffusione delle rinnovabili, e dato il loro potenziale disponibile, l'eolico e il solare fotovoltaico sono le fonti di energia destinate a giocare un ruolo importante. Con una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili che hanno variazioni giornaliere e stagionali della produzione, si prevede un notevole eccesso di elettricità generato quando la produzione supera la domanda. Questo, se non si adotteranno misure correttive, causerà la congestione e l'instabilità dei sistemi di trasmissione dell'elettricità. La direttiva 2009/28/CE afferma l'uso di appropriate misure operative relative alla rete e al mercato per gli Stati Membri al fine di minimizzare tali effetti; inoltre, lo stoccaggio su larga scala dell'elettricità in eccesso potrebbe giocare un ruolo chiave nell'utilizzo efficace delle risorse e contribuire alla decarbonizzazione dei sistemi energetici, stabilizzando le reti elettriche.

Lo sviluppo di processi Power-to-X (PtX) per la conversione dell'elettricità (Power) in eccesso in altri X vettori energetici e sostanze chimiche utili, soprattutto negli ultimi anni, ha attirato una notevole attenzione. In particolare, si ritiene che il Power-to-Gas (PtG) abbia un potenziale significativo, in termini di capacità e durata di stoccaggio, capacità stagionale, efficienza di conversione, densità e portabilità del vettore energetico e costi, in confronto ad altre tecnologie di stoccaggio (ad esempio, volani, batterie, stoccaggio idroelettrico, stoccaggio di energia ad aria compressa), [5].

Nel dettaglio, il PtX può essere definito come un gruppo di tecnologie di conversione che permettono la conversione dell'elettricità in eccesso, nei sistemi energetici che hanno grandi quote di energie rinnovabili fluttuanti, generalmente maggiori del 30%, in vettori energetici da utilizzare in altri settori. Oltre al PtG, queste tecnologie includono Power-to-Chemicals (PtC), Power-to-Electricity (PtE), Power-to-Heat (PtH) e Power-to-Liquids (PtL), come illustrato in Fig. 1.6. Un particolare percorso di conversione PtX può essere selezionato in base alla domanda di un prodotto specifico (X), alle caratteristiche del processo di conversione, al costo livellato e all'impatto ambientale rispetto alle soluzioni alternative.

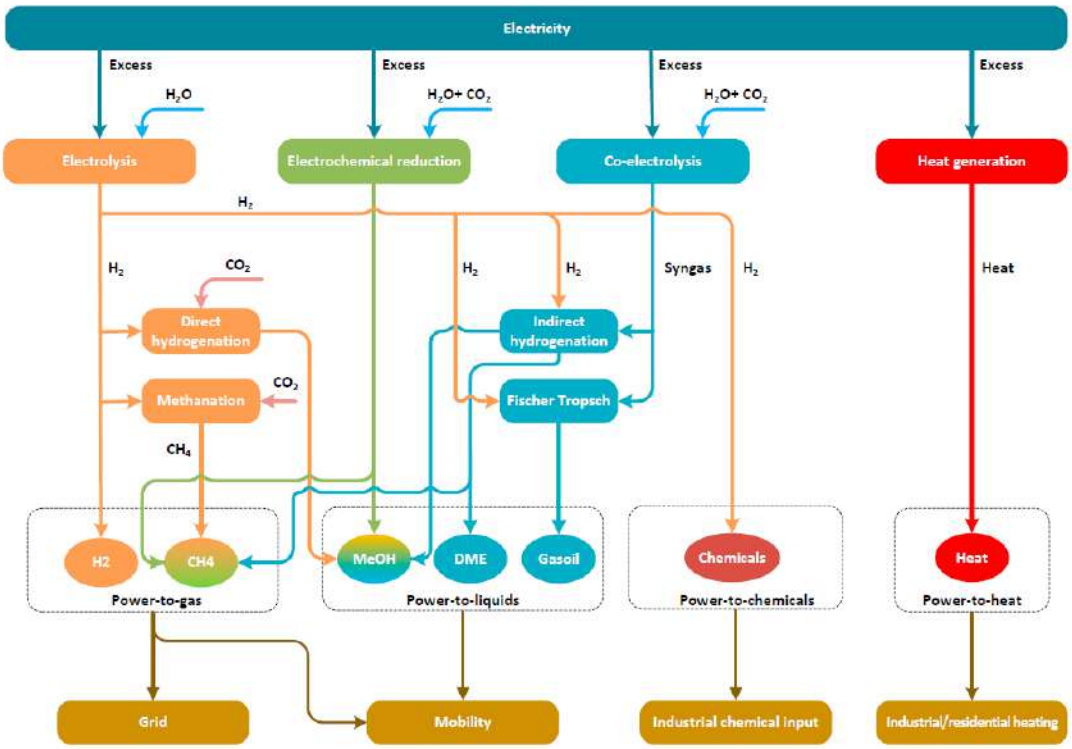


Fig. 1.6 Tecnologie Power-to-X [6]

Il report focalizza la sua attenzione sui processi PtG.

Il PtG coinvolge l'elettrolisi a bassa o alta temperatura dell'acqua per produrre idrogeno, sia come prodotto finale da immettere in miscela nella rete di distribuzione del gas, sia per alimentare direttamente dispositivi o come prodotto intermedio che può essere convertito in gas naturale sintetico (GNS) tramite metanazione con anidride carbonica (CO_2). [7]

Le possibili fonti di CO_2 possono essere centrali elettriche alimentate a biomassa o a combustibile fossile, impianti industriali (per esempio impianti di produzione dell'acciaio, del cemento, ecc.) e aria. A seconda della fonte di CO_2, possono essere richiesti specifici processi di separazione, opzioni di stoccaggio e trasporto, con diverse fattibilità tecniche e costi.

Il PtL riguarda l'elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno e la successiva metanazione, la co-elettrolisi di acqua e CO_2, o la riduzione elettrochimica della CO_2, per produrre idrocarburi liquidi, e l'ulteriore raffinazione in combustibili o prodotti chimici specifici. Il liquido sintetizzato può essere usato come combustibile nel settore della mobilità (per esempio metanolo, etere dimetilico) o come prodotto chimico nelle industrie di processo.

Nel PtH, sono tipicamente utilizzate pompe di calore, caldaie elettriche o forni per convertire l'energia elettrica in calore, che può essere di interesse, principalmente, per quelle regioni caratterizzate da una elevata domanda di calore o per gli impianti industriali per la produzione di vapore.

I percorsi di conversione del PtG e l'interazione con le infrastrutture dell'elettricità e del gas sono rappresentati più in dettaglio nella Fig. 1.7, così come i possibili usi finali del prodotto PtG negli impianti industriali, nell'energia, nei trasporti, nei sistemi distrettuali e idrici, e le opzioni di integrazione calore/materiale. Quando l'idrogeno viene immesso nella rete del gas, la sua concentrazione può influenzare l'integrità delle condotte di distribuzione e le prestazioni dei dispositivi per l'uso finale (caldaie, pompe di calore a gas, bruciatori, cogeneratori).

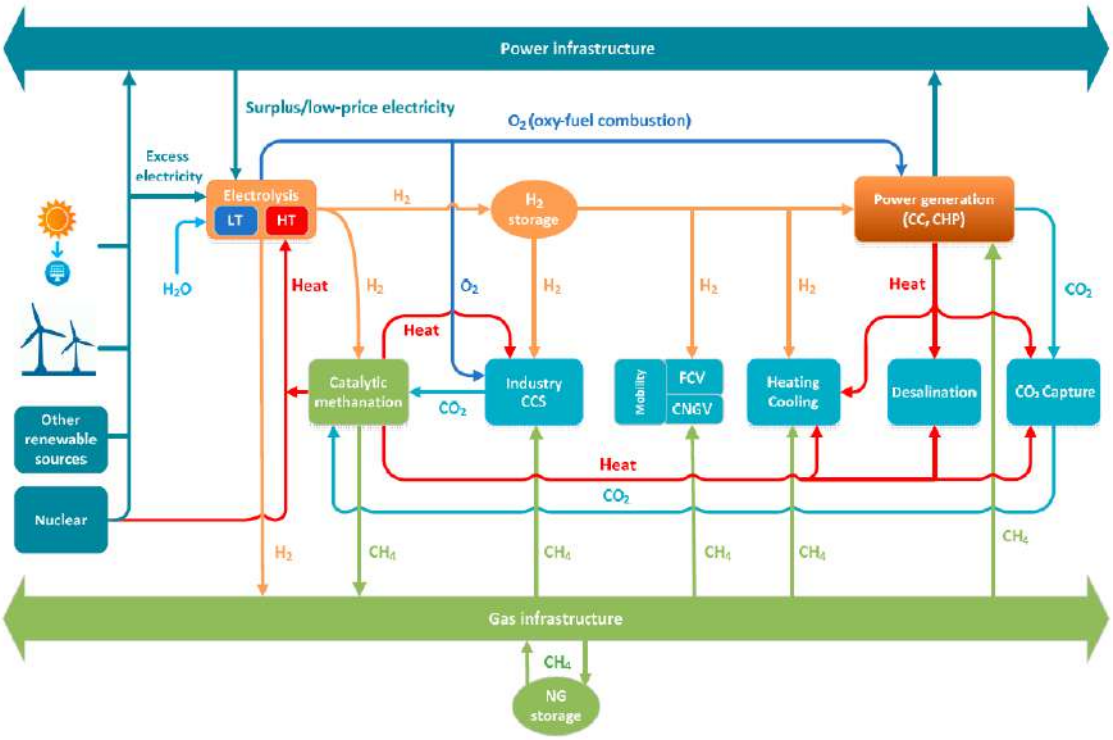


Fig. 1.7 Processi di conversione del Power-to-Gas [6]

Quindi, la quantità massima di idrogeno che può essere immessa nella rete del gas naturale varia a livello regionale a seconda degli standard di qualità del gas naturale richiesti dalle apparecchiature di uso finale.[8]

Per esempio, in Francia è ammesso un massimo del 6% di H_2 in volume nella rete di distribuzione del gas, mentre Germania e Olanda permettono rispettivamente il 10% e il 12%. L'uso prioritario dell'idrogeno o del gas naturale sintetico per usi industriali e nel settore della mobilità, piuttosto che la loro riconversione in altra forma di energia, evita ulteriori perdite di efficienza. Tuttavia, le applicazioni dell'idrogeno sono attualmente e nel prossimo futuro limitate dalla mancanza di infrastrutture dedicate allo stoccaggio e alla sua distribuzione.

A seconda del percorso di conversione del PtG e del contesto economico, per migliorare la redditività dell'intero processo, può essere richiesto l'uso dei sottoprodotti del PtG (ad esempio O_2 o il calore) e l'integrazione di calore/materiale tra il PtG e i processi esterni. A tal proposito, la Fig. 1.7 evidenzia anche i possibili flussi di calore e materia (cioè H_2, O_2, CO_2) all'interno dell'impianto PtG e tra l'impianto PtG e i sistemi industriali, energetici, di trasporto, distrettuali e idrici.

L'elettrolisi ad alta temperatura può avere come input l'energia termica dalla metanazione o da processi esterni caratterizzati da calore di scarto (oltre che ad un input di energia elettrica). A seconda della quantità e della tipologia, lo scarto di calore del PtG potrebbe essere usato esternamente, per esempio, per il desorbimento dei processi di cattura di CO_2 a base di ammina, il teleriscaldamento, il trattamento/desalinizzazione dell'acqua e altre applicazioni che necessitano di calore.

L'ossigeno generato come sottoprodotto, invece, potrebbe alimentare i processi per la produzione di prodotti chimici e metalli, e la combustione di ossicombustibili. Oltre a sostenere alti livelli di penetrazione delle energie rinnovabili intermittenti, le tecnologie PtG potrebbero contribuire a ridurre l'espansione della rete elettrica e ridurre le perdite di trasmissione dell'energia, che sono circa quattro volte inferiori per i gasdotti rispetto alle linee elettriche [9]. Inoltre, la varietà di potenziali percorsi di trasformazione e prodotti nelle Fig. 1.6 e 1.7 può consentire un uso più sostenibile delle risorse collegando i settori dell'elettricità, del riscaldamento/raffreddamento, del

distretto, dell'industria e dei trasporti in sistemi energetici intelligenti. A questo proposito, le PtG possono facilitare il funzionamento di sistemi energetici isolati (che forniscono elettricità, calore/raffreddamento e carburanti per il trasporto) in regioni topograficamente difficili e/o remote.

La diffusione delle tecnologie PtG può essere classificata secondo due grandi tipologie, con gli obiettivi comuni di massimizzare l'uso della generazione di elettricità e delle risorse corrispondenti e di ridurre le emissioni ambientali. Nella prima tipologia, il PtG è utilizzato in uno specifico sistema energetico regionale o nazionale più o meno ampio con l'obiettivo aggiuntivo di contribuire a stabilizzare la rete per mitigare gli effetti dell'eccesso di elettricità causato da una quota sostanziale di fonti fluttuanti (generalmente le rinnovabili), e migliorare in questo modo la sicurezza delle forniture energetiche. Nel secondo tipo di scenario, il PtG è integrato localmente nei sistemi energetici di impianti industriali o di piccola potenza per una maggiore redditività.

I principali svantaggi del Power-to-Gas sono però un'efficienza ancora relativamente bassa e costi elevati. La prima applicazione PtG è stata proposta per la prima volta in Giappone negli anni ’80. In Europa solo negli ultimi anni, l’interesse per il PtG è iniziato a crescere spinto soprattutto, come già anticipato, dalla crescente quota di energia eolica e solare. Un'interessante alternativa alle tecnologie PtG potrebbe essere la conversione fotocatalitica di CO_2 e H_2O in metano o altri combustibili ma questa tecnologia è ancora in una fase iniziale di sviluppo, [10].

1.3.1. La metanazione per applicazioni Power-to-Gas

La metanazione può essere eseguita sia in reattori di metanazione biologica che catalitica (Fig. 1.8). Per confrontare le diverse tecnologie di metanazione, sono stati scelti alcuni parametri:

- qualità raggiungibile del gas prodotto;
- volume del reattore necessario per raggiungere la qualità del gas e il flusso volumetrico richiesti;
- complessità della configurazione del processo;

Un possibile approccio per confrontare le prestazioni del reattore è quello di confrontare la velocità oraria del gas (GHSV – Gas Hourly Space Velocity) delle diverse tipologie di reattore. Pertanto, si usa la definizione riportata nell’Eq. 1.1 dove $FV,G,_{in}$ indica la portata volumetrica del gas di alimentazione (senza considerare gas inerti e considerando H_2 e CO_2 in rapporto stechiometrico), e *VR* il volume del reattore. Se il concept si riferisce ad una serie di reattori, allora si fa riferimento alla somma di tutti i volumi del reattore.

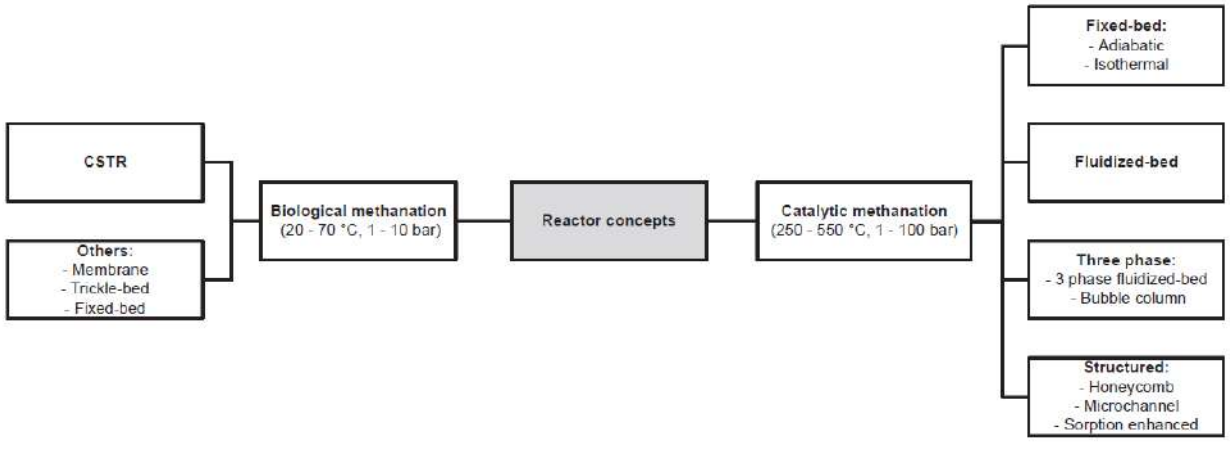


Fig. 1.8 Concepts di reattori per la produzione di gas naturale sintetico [11]

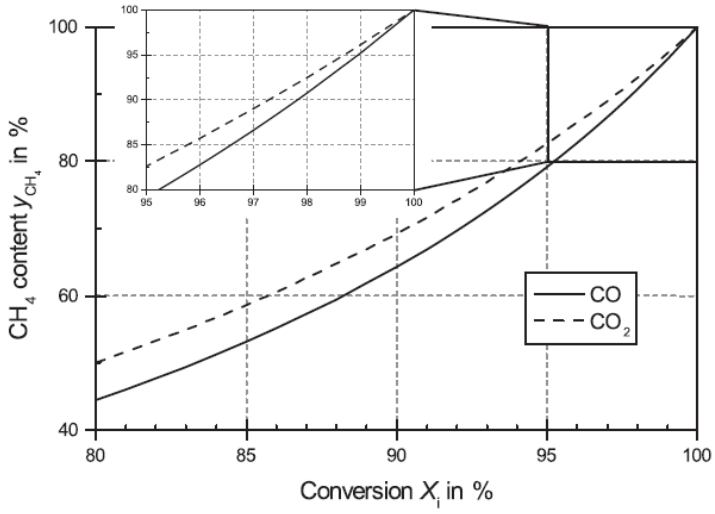


Fig. 1.9 Relazione di conversione del CO e CO_2 in metano in un reattore di metanazione (gas inerti=0%; $H_2/CO=3$; $H_2/CO_2=4$; selettività al 100%) [11]

$$GHSV = \frac{FV,G,in}{V_R} \tag{1.1}$$

Le proprietà del Gas Naturale Sintetico (GNS) prodotto in un processo PtG devono essere simili alle proprietà del gas naturale distribuito nella rete del gas. Tipicamente, il gas naturale contiene più dell'80% di CH_4, la restante parte è composta principalmente da idrocarburi a catena lunga quali ad esempio etano, propano e butano, che aumentano il potere calorifico rispetto al metano puro. D'altra parte, componenti inerti come CO_2 o N_2 che possono trovarsi nel gas naturale, hanno come effetto quello di abbassare il potere calorifico. Tipicamente, la metanazione della CO_2 su catalizzatori al nichel ha una selettività di quasi il 100% [12]. La mancanza di idrocarburi a catena lunga nel GNS, prodotto dalla metanazione della CO_2, può rendere il GNS inferiore rispetto al gas naturale in termini di potere calorifico. La Fig. 1.9 mostra come una conversione di CO_2 di quasi il 98% è necessaria per ottenere un contenuto di metano maggiore del 90%, mentre una conversione di CO_2 del 99% è correlata ad un contenuto di metano del 95%. I gas inerti o i rapporti H_2/CO_2 iper-stechiometrici rendono impossibile raggiungere alti contenuti di metano. Di conseguenza, un reattore di metanazione presenta dei requisiti stringenti.

Diverse reazioni giocano un ruolo nel processo di metanazione: l'idrogenazione della CO_2 (Eq. 1.2) e del CO (Eq. 1.3) sono accompagnate da altre reazioni come la reazione di "watergas shift" (Eq. 1.4) e la reazione di Boudouard (Eq. 1.5). L'idrogenazione del CO_2 può essere vista come la combinazione dell'idrogenazione del CO e del "watergas shift" inverso.

$$CO_{2(g)} + 4H_{2(g)} = CH_{4(g)} + 2H_2O_{(g)} \;\; \Delta H_r^0 = -165.1\ kJ/mol \tag{1.2}$$

$$CO_{(g)} + 3H_{2(g)} = CH_{4(g)} + H_2O_{(g)} \;\; \Delta H_r^0 = -206.3\ kJ/mol \tag{1.3}$$

$$CO_{2(g)} + H_{2(g)} = CO_{(g)} + H_2O_{(g)} \;\; \Delta H_r^0 = +41.2\ kJ/mol \tag{1.4}$$

$$2CO_{(g)} = C_{(s)} + CO_{2(g)} \;\; \Delta H_r^0 = -172.5\ kJ/mol \tag{1.5}$$

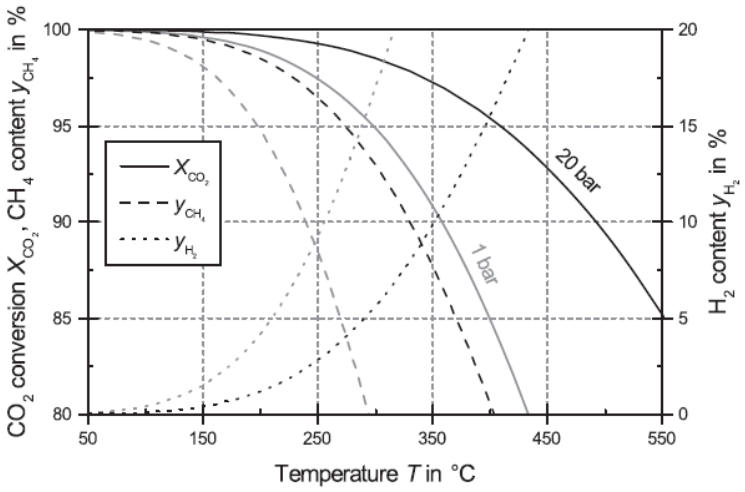


Fig. 1.10 Conversione all'equilibrio in un reattore di metanazione [11]

L'idrogenazione del CO e della CO_2 sono reazioni altamente esotermiche, di conseguenza le alte temperature limitano la conversione di CO ma soprattutto quella della CO_2. Come illustrato in Fig. 1.10, è necessaria una temperatura inferiore a 225 °C (1 bar) o 300 °C (20 bar) per raggiungere una conversione di CO_2 di almeno il 98%. Inoltre, è evidente l'effetto positivo della pressione. Infatti, una pressione elevata permette di raggiungere percentuali maggiori di conversione con temperatura decisamente più alte.

Nel seguito sono trattate le due tipologie di metanazione: catalitica, maggiormente diffusa, e biologica. Allo stato attuale, volendo riferirsi ad un orizzonte temporale di 10 anni, i costi associati a tali tecnologie risultano ancora troppo elevati. Però, la ricerca in questo ambito risulta essere attiva e molto promettente per soluzioni a lungo termine.

La metanazione catalitica

A partire dal 1902, anno in cui è stata scoperta la reazione di metanazione catalitica, sono stati sviluppati diversi concepts di reattori (per lo più a letto fisso) per impianti coal-to-gas su larga scala. Tuttavia, la catena PtG richiede nuovi concepts che siano ottimizzati per impianti di piccole dimensioni e per un funzionamento intermittente o dinamico. I reattori di metanazione catalitica funzionano tipicamente a temperature tra 200 °C e 550 °C e a pressioni che vanno da 1 a 100 bar. Diversi metalli come Ni, Ru, Rh e Co possono essere usati come catalizzatore per la reazione di metanazione. Tuttavia, il più delle volte il Ni è considerato il catalizzatore ottimale per la sua attività relativamente alta, per la buona selettività del CH_4 e per il basso costo. Tuttavia, i catalizzatori a base di nichel richiedono un'elevata purezza del gas di alimentazione. Come già anticipato, la reazione di metanazione è altamente esotermica. Di conseguenza, un problema significativo in un reattore di metanazione è quello di realizzare un buon controllo della temperatura per prevenire la limitazione termodinamica e la sinterizzazione del catalizzatore. Per soddisfare questo obiettivo essenziale, sono stati sviluppati diversi concepts di reattori a letto fisso, a letto fluido, trifase e strutturati. I reattori a letto fluido e quelli a letto fisso sono tecnologie consolidate, mentre gli altri concepts di reattore sono in fase di sviluppo.

Per i reattori adiabatici a letto fisso, l'approccio usuale si basa su una serie di reattori adiabatici, tipicamente 2-5, con *intercooling* e talvolta con ricircolo del gas. A causa dell'adiabaticità, il

catalizzatore deve essere in grado di sopportare un ampio intervallo di temperatura (250-700 °C). Le principali preoccupazioni per il catalizzatore sono le possibili crepe o sinterizzazioni.

In alternativa, possono essere applicati reattori a letto fisso raffreddati. Di solito, un tale reattore contiene fasci di tubi di raffreddamento o in alternativa vengono utilizzate piastre raffreddate [34,64,71]. Rispetto ai reattori adiabatici, la presenza del raffreddamento rende la configurazione del processo più semplice, tuttavia il reattore stesso è più costoso.

Nei reattori a letto fluido, la miscelazione dei solidi fluidizzati porta il reattore in condizioni quasi isoterme, facilitando il controllo dell'operazione. Il vantaggio principale è la maggiore efficacia nella rimozione di calore che permette di utilizzare un unico reattore con un design piuttosto semplificato. Tuttavia, a causa dell'alto carico meccanico derivante dalla fluidizzazione, si possono verificare processi di attrito in relazione al catalizzatore e alla parete del reattore. Di conseguenza, il catalizzatore viene alla fine disattivato. Un ulteriore svantaggio può essere la conversione incompleta di CO_2 causata dal gorgogliamento. Inoltre, un reattore a letto fluido è limitato dalla velocità superficiale del gas all'interno del reattore: non può essere troppo bassa per assicurare condizioni minime di fluidizzazione e non può essere troppo alta per evitare l'elutriazione del catalizzatore.

Altri concepts sono basati sull'uso di reattori trifase per la metanazione. Generalmente, un concept di questo tipo è il reattore “slurry”, riempito con una fase liquida in cui le particelle fini del catalizzatore sono sospese a causa del flusso di gas. La presenza della fase liquida con alta capacità termica permette un controllo efficace e accurato della temperatura: il calore di reazione può essere completamente rimosso e il reattore può funzionare quasi isotermicamente, consentendo così un design semplice. I reattori “slurry” sono il risultato delle resistenze di “mass-transfer” gas-liquido e della decomposizione ed evaporazione del liquido di sospensione.

Altra tipologia sono i reattori strutturati. Sono reattori monolitici sviluppati per affrontare gli svantaggi dei reattori adiabatici a letto fisso. Grazie alla loro struttura metallica interna, i reattori monolitici presentano un miglioramento del trasporto radiale del calore da due a tre ordini di grandezza dovuto all’elevata conduzione del calore attraverso la struttura metallica [13]. Un concept speciale di reattore strutturato sono i reattori micro-strutturati che sono reattori molto compatti con un alto rapporto superficie-volume. Essi combinano un alto trasferimento di calore e una piccola caduta di pressione. Gli svantaggi dei reattori strutturati sono la deposizione più complicata del catalizzatore sulla struttura metallica, così come la difficoltà di sostituire il catalizzatore disattivato: una volta che il catalizzatore è stato disattivato, infatti, l'intero reattore deve essere dotato di un nuovo rivestimento di catalizzatore. Un ulteriore sviluppo dei reattori strutturati è il concept basato sulla reazione di metanazione potenziata per assorbimento; l'acqua prodotta dalla reazione di metanazione viene rimossa dalla fase gassosa del catalizzatore che mostra una funzionalità adsorbente. In questo modo, la limitazione termodinamica del tasso di conversione può essere ridotta.

Requisiti della metanazione catalitica

Possono essere applicate due strategie di funzionamento per un reattore di metanazione utilizzato in applicazioni PtG. Il reattore di metanazione può essere azionato sia in condizioni stazionarie che dinamiche. Per il funzionamento in regime stazionario, è necessario uno stoccaggio di H_2 ad alta capacità per consentire un flusso costante di H_2 al reattore di metanazione. Tuttavia, questo comporta un aumento dei costi dell'impianto PtG. Di conseguenza, il reattore di metanazione deve essere gestito dinamicamente. Il funzionamento dinamico cambia significativamente i requisiti del catalizzatore di metanazione e del reattore. Un aspetto è il funzionamento “stand-by” del reattore. Il catalizzatore di metanazione mostra una rapida ossidazione in un'atmosfera di CO_2. Per la stabilità del catalizzatore, sarebbe preferibile un'atmosfera H_2 durante il funzionamento in stand-by. Durante il funzionamento dinamico, la temperatura del reattore può cambiare drasticamente se il

riscaldamento o il raffreddamento del reattore non si adatta abbastanza rapidamente. Questa forte variazione di temperatura può portare al cracking del catalizzatore o alla sinterizzazione che diminuisce la durata del catalizzatore. Un modo per superare questo problema è quello di sviluppare catalizzatori che possano resistere ad alte variazioni di temperatura per un lungo periodo di funzionamento. Tuttavia, ancora nessuna ricerca è stata condotta a riguardo. Un altro modo per superare il problema della variazione di temperatura è quello di adattare i concepts dei reattori di metanazione per la regolazione dinamica della temperatura. In un reattore di metanazione adiabatico con raffreddamento e ricircolo del gas, l'aumento della temperatura del catalizzatore oltre i 30 °C è inevitabile quando aumenta il flusso di gas in entrata. Invece, nei reattori di metanazione trifase la temperatura non cambia anche se il carico di gas all'ingresso del reattore varia tra il 25 e il 100%. Di conseguenza, la fase liquida rende il reattore trifase meno sensibile alle fluttuazioni dei flussi di alimentazione. Se la produzione di H_2 dall'elettrolizzatore non è sufficiente, il reattore di metanazione può dover essere spento. In questo caso, è necessario un reattore con avvio e spegnimento rapido. Sono reattori molto promettenti caratterizzati comunque da un'elevata conversione della CO_2 senza compromettere le prestazioni del catalizzatore.

La metanazione biologica

Nei processi PtG, un'altra opzione è rappresentata dalla metanazione biologica (MB). In questo modo, sono i microrganismi metanogeni che fungono da biocatalizzatori. In un tipico impianto di biogas, il primo passo è l'idrolisi di un substrato organico (biomassa) in monomeri semplici (monosaccaridi, aminoacidi e acidi grassi). Successivamente, questi monomeri sono convertiti in acetato, anidride carbonica e idrogeno (acidogenesi, acetogenesi). Infine, il metano è prodotto dalla metanogenesi aceticola (esaurimento dell'acetato) e dalla metanogenesi idrogenotrofica (riduzione della CO_2 con H_2). La produzione di metano direttamente dalla CO_2 e H_2 viene realizzata da microrganismi, che ottengono l'energia per la crescita metabolizzando anaerobicamente idrogeno e anidride carbonica. Questa reazione biologica è nota dal 1906 ed il metano viene prodotto attraverso la metanogenesi idrogenotrofica da CO_2 e H_2. La metanazione biologica avviene in condizioni anaerobiche a temperature tra 20 e 70 °C (mesofilo e termofilo) e per lo più a pressione ambiente. Tuttavia, l'implementazione tecnica non è stata ancora ben definita. Parametri importanti per valutare l'efficienza del reattore sono il tasso di formazione del metano (MFR - Methane Formation Rate – Eq. 1.6), il GHSV, introdotto precedentemente, e il contenuto di metano nel gas prodotto. L'efficienza dipende, tra l'altro, dal tipo di microrganismo, dalla concentrazione delle cellule, dal concept del reattore, dalla pressione, dal valore del pH e dalla temperatura.

$$GHSV = \frac{FV,CH_{4,out} - FV,CH_{4,in}}{V_R} \tag{1.6}$$

I microrganismi responsabili della fermentazione sono presenti all'interno di una soluzione acquosa. Quindi, c'è un'ulteriore resistenza al trasferimento di massa gas-liquido rispetto ai reattori di metanazione catalitici a due fasi. Il trasferimento di massa gas-liquido ai microrganismi può essere descritto dall' Eq. 1.7. Secondo questa equazione, la velocità di reazione effettiva $r_{i,eff}$ può essere aumentata aumentando il coefficiente di trasferimento di massa k_La (per esempio mescolando) o aumentando la solubilità c^*iL (per esempio con un aumento della pressione).

$$r_{i,eff} = \frac{F_{(n,i,G\backslash L)}}{V_R} = (k_L a)_i * \left(c^*_{i,L} - c_{i,L}\right) = (k_L a)_i * \left(\frac{p_i * \rho_L}{H_{i,L}} - c_{i,L}\right) \tag{1.7}$$

Il coefficiente della legge di Henry per l'H_2 in acqua a 60 °C è pari a 1,408 bar*l/mol, mentre per l'anidride carbonica in acqua è pari a 36 bar*l/mol. Così, l'anidride carbonica è quasi 23 volte più solubile dell'idrogeno nel liquido acquoso di fermentazione. A causa della scarsa solubilità dell'idrogeno nella soluzione (principalmente acqua), migliorare la fornitura di idrogeno ai microrganismi migliorando il trasferimento di massa (aumentando il k_La) rappresenta una grande sfida ingegneristica. Per lo più, per la MB vengono utilizzati i reattori continui a vasca agitata (CSTR - Continuous Stirred-Tank Reactors). Aumentando il tasso di agitazione, k_La aumenta e può essere migliorato il trasferimento di idrogeno al liquido. Come conseguenza dell'aumento della frequenza di agitazione, aumenta anche il consumo energetico necessario per l'agitazione stessa. A pressione elevata e per una miscela stechiometrica di gas (H_2/CO_2 pari a 4), il trasferimento di massa di H_2 e CO_2 alla soluzione aumenta (Eq. 1.7). Di conseguenza, grazie alla migliore fornitura di idrogeno, il MFR aumenta. Inoltre, la concentrazione di CO_2 in soluzione è più alta e quindi il valore del pH diminuisce. Per garantire condizioni adeguate per i microrganismi, è necessario sviluppare un metodo efficace per controllare il valore del pH nei reattori pressurizzati.

Premesso ciò, esistono due principali concept di processo per la MB: metanazione all'interno del digestore stesso (in situ) e la metanazione in un reattore separato.

Metanazione biologica in un reattore separato

In un reattore MB separato, i gas puri sono convertiti da colture di metanogeni in CH_4 (Fig. 1.11). Questo concept offre la possibilità di aumentare il potere calorifico del GNS, ma non è limitato al solo biogas come fonte di carbonio [110]. Un altro vantaggio è che le condizioni di processo e il design del reattore possono essere regolati rispetto ai requisiti dei metanogeni idrogenotrofi. Attualmente, diversi concepts di reattore sono stati sviluppati per aumentare il MFR riducendo nello specifico le limitazioni di trasferimento di massa gas-liquido. Oltre al CSTR, si stanno studiando anche reattori a letto fisso, a letto di filo e a membrana, in cui i microrganismi sono immobilizzati.

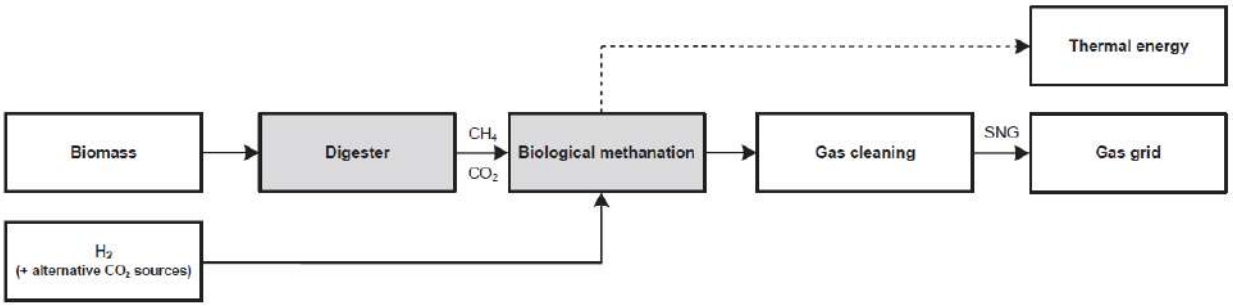


Figura 1.11 Metanazione biologica in un reattore separato [11]

La gamma di prestazioni di questi reattori è molto ampia. Si possono raggiungere valori di MFR relativamente alti, di 21,3 e 28,7 h1, utilizzando reattori CSTR funzionanti rispettivamente ad un GHSV di 120 e 300 h1. Tuttavia, il gas prodotto in questi casi ha un contenuto di metano di circa il 60 e il 13,4%, rispettivamente. In questa situazione, il gas prodotto non è idoneo a sostituire il gas naturale a causa del basso contenuto di CH_4. È possibile raggiungere un contenuto di metano dell'85% all'uscita del reattore riducendo il GHSV di un fattore 4. Per raggiungere una concentrazione molto alta di metano nel gas prodotto (c.a. 98%) è necessario ricorrere ad un reattore "trickle-bed". Questa alta concentrazione è ottenuta con un GHSV relativamente basso di 0,3 h1.

Un altro approccio per la metanazione biologica è l'utilizzo di un reattore a letto fisso. Questi presentano un MFR di 4.6 h1 e una resa di prodotto puro del 34%. Rispetto al MFR nei CSTR, il MFR ottenuto nei reattori a letto fisso o trickle-bed è inferiore.

Per tutti i reattori analizzati, la più grande limitazione all'ottenimento di elevati tassi di metano all'uscita è la fornitura di idrogeno ai microrganismi. Pertanto, la più grande sfida per la MB è la consegna dell'idrogeno gassoso ai microrganismi. Quindi, c'è un potenziale significativo per lo sviluppo del processo per quanto riguarda il metodo di fornitura dell'idrogeno.

Metanazione biologica in situ

I digestori degli impianti di biogas possono essere utilizzati per i processi PtG così come mostrato in Fig. 1.12. In questo modo, l'idrogeno viene alimentato direttamente al digestore del biogas. Una parte o tutta la CO_2 prodotta dalla metanazione acetica viene poi convertita in situ in CH_4, ottenendo un biogas con un contenuto di metano e un potere calorifico più elevati. Il tasso di formazione di metano della metanazione biologica è limitato dal tasso di produzione di CO_2 dell'impianto di biogas. Pertanto, sono possibili solo piccoli MFR (inferiori allo 0.1 h1). Inoltre, le condizioni del processo non possono essere adattate alle condizioni ottimali per i metanogeni idrogenotrofi (ad esempio T e p elevate). Tuttavia, non è necessario un ulteriore reattore, il che comporta un investimento inferiore. Premesso ciò, raggiungere una conversione totale della CO_2 prodotta è molto difficile. Per gli impianti di biogas che utilizzano colture energetiche come materia prima, il contenuto di metano può essere aumentato da circa il 50 al 75%. Con l'aggiunta di H_2 è possibile raggiungere un tasso di conversione dell'idrogeno di circa l'80% e una diminuzione del contenuto di CO_2 nel gas prodotto dal 38% al 15%. A causa della non completa conversione di H_2, il contenuto di H_2 nel gas prodotto può raggiungere il 20%. Aumentando l'utilizzo dell'idrogeno (migliorando il trasferimento di massa gas-liquido), il contenuto di H_2 e CO_2 potrebbe essere ulteriormente ridotto.

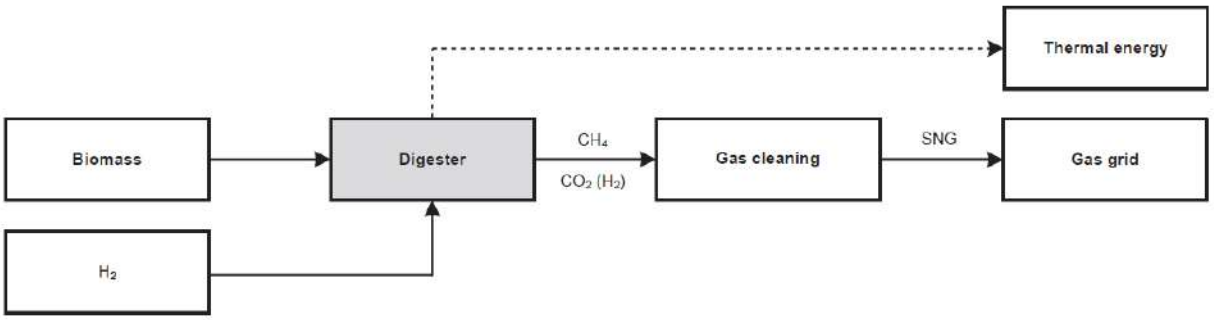


Fig. 1.12 Metanazione biologica in situ [11]

Comparazione delle tecnologie per la metanazione

Nell'ottica di realizzare in tempi brevi una riconversione del comparto industriale della provincia di Taranto, un Hydrogen Park necessita di conoscere il potenziale delle aree tecnologiche per attrarre investimenti in relazione alla intera catena dell'idrogeno al fine di sfruttare appieno il suo potenziale. Da questo punto di vista la metanazione rappresenta un tema di frontiera che già oggi impone sostegno alla ricerca applicata, soprattutto in aree di raffinazione petrolchimica.

Comparazione dei parametri tecnici

È interessante confrontare le dimensioni del reattore richiesto dalla metanazione biologica con la metanazione catalitica, poiché le dimensioni del reattore sono un aspetto cruciale per quanto riguarda l'investimento. Un confronto diretto del volume richiesto del reattore è possibile confrontando il GHSV. Tuttavia, il GHSV è comparabile solo se si confrontano anche tassi di conversione simili. In questo caso, si presuppone un'alta conversione che porta a un contenuto di metano maggiore del 90% nel gas prodotto. In confronto alla metanazione biologica, la metanazione catalitica di CO_2 in un reattore a letto fisso procede ad un ritmo molto più veloce, seguita dalla metanazione trifase. Un impianto di metanazione biologica richiede un reattore di diversi ordini di grandezza più grande per convertire un certo flusso di gas di alimentazione rispetto a un reattore adiabatico a letto fisso. Il GHSV massimo di 100 h1 per la metanazione biologica in combinazione con un contenuto di metano maggiore del 90% è un valore ottimistico che non è stato ancora raggiunto. Valori più realistici si attestano su un GHSV inferiore a 10 h1 o addirittura inferiore a 1 h1. Nei reattori a letto fisso industriali, il GHSV è più basso per diverse ragioni:

- fattore di efficacia inferiore a causa di particelle più grandi;
- il reattore è sovradimensionato per evitare frequenti riempimenti dovuti alla disattivazione del catalizzatore;
- reattori in serie con ricircolo (limitazioni di equilibrio ad alte temperature).

Le principali differenze possono essere riassunte come segue:

- L'aspetto più importante è la temperatura di processo molto più alta, 300-550 °C per la metanazione catalitica contro 40-70 °C per la metanazione biologica. Temperature più alte di solito sono correlate a tassi di reazione più alti.
- La velocità di reazione complessiva è anche influenzata da fenomeni di trasferimento di massa. In particolare, la presenza di una fase liquida (reattori di metanazione biologica e reattori trifase) induce resistenze al trasferimento di massa gas-liquido. Il trasferimento di massa gas-liquido è influenzato dal coefficiente di trasferimento di massa volumetrico, k_La, e dalla solubilità.
- Il terzo aspetto che deve essere considerato è il rimescolamento della fase gassosa e liquida. Il “backmixing” nei reattori a letto fisso è solitamente molto basso. Il “backmixing” nella metanazione trifase è basso per la fase gas e moderato per la fase liquida (regime omogeneo). Nel reattore di metanazione biologica, il “backmixing” dipende dal tipo di reattore specifico. Nel reattore agitato, la fase liquida e probabilmente la fase gassosa possono essere assunte come perfettamente mescolate.

Nel dettaglio, la Fig. 1.13 confronta il tasso di conversione della CO_2 e il tasso di CH_4 nel gas prodotto, in un reattore di metanazione trifase, nei seguenti tre casi:

- Fasi gas e liquida perfettamente miscelate ("CSTR");
- Nessun rimescolamento in entrambe le fasi ("PFR");
- Nessun rimescolamento in entrambe le fasi e bassa resistenza al trasferimento di massa gas-liquido, perché k_La è aumentato di un fattore 10 ("PFR + increased MT").
-

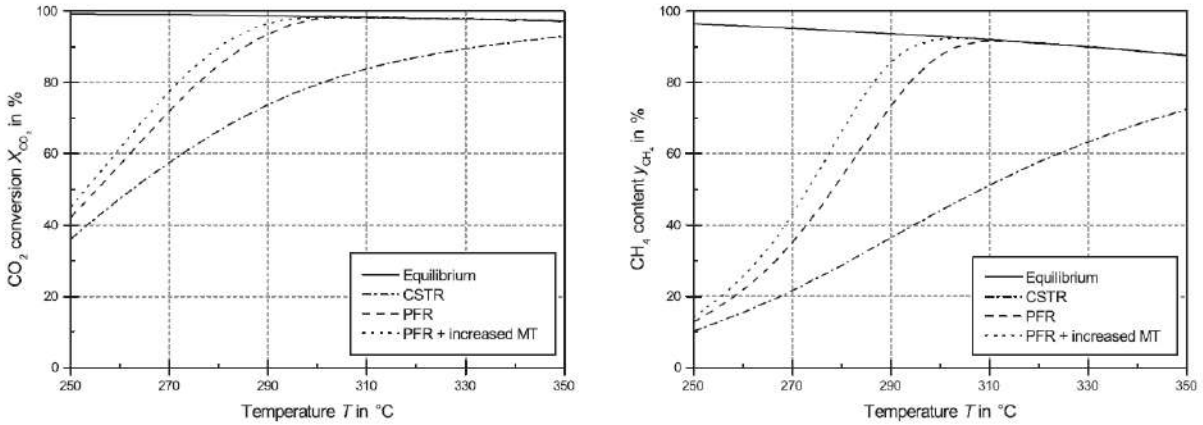


Fig. 1.13 Influenza della temperatura, del "backmixing" e del trasferimento di massa gas-liquido in un reattore di metanazione trifase [11]

Come è evidente, la temperatura così come il backmixing hanno forti effetti. Un aumento della temperatura da 250 a 300 °C aumenta il contenuto di CH_4 dal 13% al 90% (caso "PFR"). L'effetto del backmixing è relativamente piccolo per bassi tassi di conversione; tuttavia, ad alti tassi di conversione il backmixing influenza fortemente il contenuto di metano nel gas prodotto. A 300 °C, il contenuto di metano è del 90% per il caso "PFR", ma solo del 44% per il caso "CSTR". La forte influenza del "backmixing" ad alti tassi di conversione è una sfida per i concepts di metanazione biologica. Per aumentare il coefficiente di trasferimento di massa volumetrico k_La, la frequenza dell'agitatore deve essere aumentata; tuttavia, questo porta ad un maggiore rimescolamento. Concepts di reattore che raggiungono alti coefficienti di trasferimento di massa volumetrico e un basso "backmixing" non sono ancora stati sviluppati.

A seconda della fonte di CO_2, nel gas di alimentazione sono presenti diverse impurità che possono influenzare il processo di metanazione. Per un impianto di biogas con desolforazione primaria all'interno del digestore, concentrazioni di 50-200 ppmv di acido solfidrico (H_2S) nel biogas possono essere previste se si utilizza mais come substrato. L'alimentazione di CO_2 da impianti di biogas che usano residui come substrato può avere carichi di zolfo molto più alti. Ulteriori impurità includono O_2 e silossani. La metanazione biologica risente meno delle impurità rispetto alla metanazione catalitica. Infatti, per la metanazione biologica, non si riscontra l'alterazione del processo in caso di organismi estranei così come componenti di disturbo minori come lo zolfo e l'ossigeno [14]. Inoltre, alcuni di questi componenti possono essere parzialmente rimossi dalla metanazione biologica. Tuttavia, i restanti componenti residui di zolfo devono comunque essere rimossi prima dell'iniezione del gas prodotto nella rete. Al contrario, lo zolfo e i componenti contenenti zolfo sono un noto veleno per i catalizzatori al nichel utilizzati nella metanazione catalitica. Quindi, il gas di alimentazione per il processo di metanazione catalitica deve essere pulito a monte del reattore di metanazione (contenuto di zolfo inferiore a 1 ppm). Nel caso dei reattori a letto fisso, anche gli idrocarburi a catena lunga possono rappresentare un problema poiché si decompongono a temperature superiori ai 500 °C formando coke. Il coke depositato porta alla disattivazione del catalizzatore.

Per quanto riguarda le variazioni di carico, il comportamento di un impianto di metanazione è dominato dal design dell'impianto e dalle attrezzature periferiche. I reattori di metanazione a letto fisso sono i concepts di reattore più sensibili tra quelli analizzati per quanto riguarda il funzionamento dinamico o transitorio. Le variazioni di carico inducono cambiamenti di temperatura nel letto del catalizzatore causando una fuga o un raffreddamento della reazione. I rapidi cambiamenti di carico possono danneggiare il catalizzatore di metanazione; tuttavia, questi non inducono un effetto negativo sul catalizzatore di metanazione della CO_2. La fase liquida presente nella metanazione biologica e

trifase limita l'effetto delle variazioni di carico. La costante di tempo del reattore dipende solo dalla velocità finale del gas e dal volume dell'impianto, mentre la temperatura del reattore rimane costante durante tutte le operazioni transitorie. Di conseguenza, il fattore limitante per le variazioni di carico è legato al sistema di controllo del processo e non al processo stesso.

Per la metanazione biologica, non esiste un carico minimo di attivazione. Tuttavia, il funzionamento dell'impianto non è ragionevole se il consumo di energia dell'agitatore supera il contenuto energetico del GNS prodotto (carico minimo intorno al 10%). La metanazione trifase può funzionare in un ampio intervallo di carico. Un carico minimo inferiore al 10-20 % è necessario per una distribuzione omogenea del catalizzatore nell'olio diatermico per il trasferimento del calore.

Per i reattori adiabatici a letto fisso, il carico minimo raggiungibile è pari al 40%. Tuttavia, tassi di carico minimo più bassi potrebbero essere possibili con design speciali del reattore così come con reattori a letto fisso raffreddati.

Per quanto riguarda variazioni di carico immediato dal 100 allo 0% (spegnimento del reattore), il processo di metanazione biologica non subisce effetti negativi. È possibile eseguire l'arresto anche in un reattore di metanazione catalitica. Tuttavia, il reattore dovrebbe essere lavato con idrogeno o un gas inerte prima dello spegnimento. Inoltre, la temperatura del reattore deve essere mantenuta sopra i 200 °C per evitare la formazione di carbonili di nichel e per permettere un rapido riavvio del processo.

In conclusione, la metanazione biologica è stata realizzata solo su scala di laboratorio o pilota. Una sfida della MB è la miscelazione adeguata ed efficiente dal punto di vista energetico di un reattore biologico su larga scala rispetto alla fornitura di idrogeno. Parti cruciali dell'upscaling della metanazione trifase includono il comportamento di rimescolamento e l'idrodinamica nei reattori su larga scala. Al contrario, la metanazione a letto fisso è ben consolidata nell'industria commerciale.

Comparazione dei parametri energetici

Tutti i processi di metanazione catalitica hanno una richiesta di potenza inferiore rispetto alla metanazione biologica. La maggior parte dei reattori di metanazione biologica hanno bisogno di un agitatore o qualche tipo di meccanismo di agitazione per introdurre efficacemente H_2 nella fase liquida. Da un punto di vista energetico, circa il 10% dell'energia del GNS prodotto è necessario per l'agitazione (circa 1 kWh/m^3 di GNS). Sebbene la metanazione trifase sia anche soggetta a limitazioni di trasferimento di massa, il trasferimento di massa, in questo caso, è migliore di quello della metanazione biologica. Per la metanazione trifase, la temperatura elevata aumenta la solubilità dell'H_2 nell'olio diatermico utilizzato per il trasferimento del calore, aumenta il coefficiente di trasferimento di massa, così come aumenta il confine di fase riducendo la viscosità e la tensione superficiale. Di conseguenza, non è necessario un agitatore; invece, la dispersione del gas in tutto il reattore avviene usando un "gas sparger" che è presente sul fondo del reattore.

La reazione di metanazione è una reazione altamente esotermica. Per aumentare l'efficienza di una catena di processo PtG, è necessario utilizzare il calore di reazione. Il calore residuo della metanazione biologica può essere utilizzato per riscaldare un digestore di biogas. Ulteriori opportunità di utilizzo del calore residuo della metanazione biologica sono scarse a causa del basso livello di temperatura (inferiore a 70 °C), che lascia spazio a pochi usi potenziali. Al contrario, il raffreddamento del reattore causa un'ulteriore richiesta di energia. Il livello di temperatura più alto (almeno 300 °C) della metanazione catalitica offre più opportunità di integrazione/utilizzo dei flussi di calore di scarto. In questo caso, si potrebbe produrre vapore ed energia di più alto valore.

La metanazione biologica, quindi, è un'opzione solo per impianti di piccole dimensioni a causa delle seguenti ragioni:

- la bassa temperatura può semplificare il processo, tuttavia, si hanno poche possibilità di utilizzare il calore residuo;
- sono richiesti grandi volumi specifici per il reattore;
- sistema di pulizia del gas semplificato a causa dell'alta tolleranza alle impurità.

I concetti di metanazione catalitica isotermica (per esempio metanazione trifase e reattori a letto fluido) sembrano essere i migliori per impianti di medie dimensioni. La configurazione del processo è relativamente semplice e il calore di scarto può essere facilmente utilizzato. La metanazione a letto fisso è adatta per impianti di metanazione su larga scala (generalmente per potenze maggiori di 100 MW). Inoltre, la configurazione del processo è relativamente complessa, ma può essere prodotto vapore di grande valore [15].

1.3.2 Analisi energetica dei processi PtG

Fonti di carbonio

I processi Power-to-Gas basati sulla metanazione richiedono una fonte di carbonio come CO o CO_2. In contrasto con il PtG, la CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) richiede grandi fonti costanti di CO_2 come le centrali termoelettriche, le raffinerie, le industrie del ferro, dell'acciaio e del cemento. Le fonti di CO_2 dall'industria (Tab. 1.1) sono una delle più grandi fonti stazionarie di CO_2 nel mondo [16]. Tuttavia, la CO_2 proveniente dalle industrie siderurgiche e del cemento richiederebbe una cattura e successivi trattamenti per rimuovere i componenti in tracce che avvelenano la metanazione, come lo zolfo. La rimozione di CO_2 da questi gas riduce l'efficienza energetica e aumenta i costi in modo significativo. Al contrario, il PtG richiede fonti di carbonio molto più contenute. Come è evidente nella Tab. 1.2, anche gli impianti di biogas, che sono fonti di carbonio relativamente piccole, possono aiutare ad immagazzinare grande quantità di energia chimica attraverso la catena del processo PtG. L'utilizzo di tutta la CO_2 emessa da una centrale termoelettrica richiederebbe elettrolizzatori di grande potenza.

CO_2 source	Average emissions per source (Mt/a)	CO_2 concentration in the flue gas (vol% dry)
Iron and steel	3.5	20–27
Cement	0.79	14–33
Hydrogen (e. g. for refineries)	–	15–20

Tab. 1.1 Fonti di CO_2 nell'industria [16]

CO_2 source		Biogas plant	Biomass gasification	Industrial processes	power plant
Typical feed gas in m^3/h (STP), dry	CO_2	500	2100	30,000	300,000
	CO	–	2500	–	–
	H_2	–	4000	–	–
	CH_4	500	1100	–	–
Additional H_2 from electrolysis in m^3/h		2000	11,900	120,000	1,200,000
Power demand for electrolysis in MW (5 kWh/m^3 H_2)		10	59.5	600	6000
Produced CH_4 (total) in m^3/h		1000	5700	30,000	300,000
Produced CH_4 (total) in MW		11	63	332	3320

Tab. 1.2 Typical volumetric flows and required power for electrolysis of different carbon sources. [11]

Il biogas è una fonte di CO_2 spesso discussa. I componenti principali del biogas sono CH_4 (50-70 %) e CO_2 (30-50 %), mentre H_2S, mercaptani e silossani sono presenti in traccia. Dopo aver rimosso i componenti in traccia, il biogas (quello che viene solitamente utilizzato per la produzione di energia) può essere iniettato direttamente nel reattore di metanazione. In alternativa, può essere utilizzata la CO_2 dagli impianti di purificazione del biogas ("impianti di biometano"). I principali

vantaggi del biogas come parte della catena PtG includono basse spese di pulizia del gas e la possibilità di utilizzare il calore dalla metanazione e l'ossigeno dall'elettrolisi.

In futuro, un processo Biomass-to-Gas (BtG) combinato con PtG potrebbe giocare un ruolo importante. L'integrazione dell'idrogeno dall'eccesso di elettricità nel BtG offre molti benefici [17]:

- lo sfruttamento totale del carbonio può essere più che raddoppiato (Fig. 1.14);
- maggiore efficienza complessiva del processo;
- l'O_2 dall'elettrolisi può essere utilizzato per la gassificazione;
- aggiungendo idrogeno dall'elettrolisi, si può evitare limitare la reazione di spostamento acqua-gas.

Inoltre, questa soluzione evita grandi stoccaggi di H_2. Se la disponibilità di un surplus di elettricità è limitata, la metanazione può essere alimentata solo con il gas di sintesi. Questo aumenta significativamente le ore equivalenti di funzionamento del reattore di metanazione. Poiché esistono solo pochi impianti di gassificazione della biomassa, questa catena di processo non è ancora una fonte di carbonio fattibile nella maggior parte dei paesi.

Esistono infine alcune fonti di CO_2 ad alta purezza. Infatti, diversi processi nell'industria e nella produzione di carburante producono flussi di CO_2 relativamente puri. Tuttavia, alcune di queste fonti dipendono dai combustibili fossili. Alcuni esempi di processi che producono fonti di CO_2 pura includono la lavorazione del gas naturale, il coal-to-gas e coal-to-liquids, la produzione di etanolo e la produzione di ossido di etilene [18].

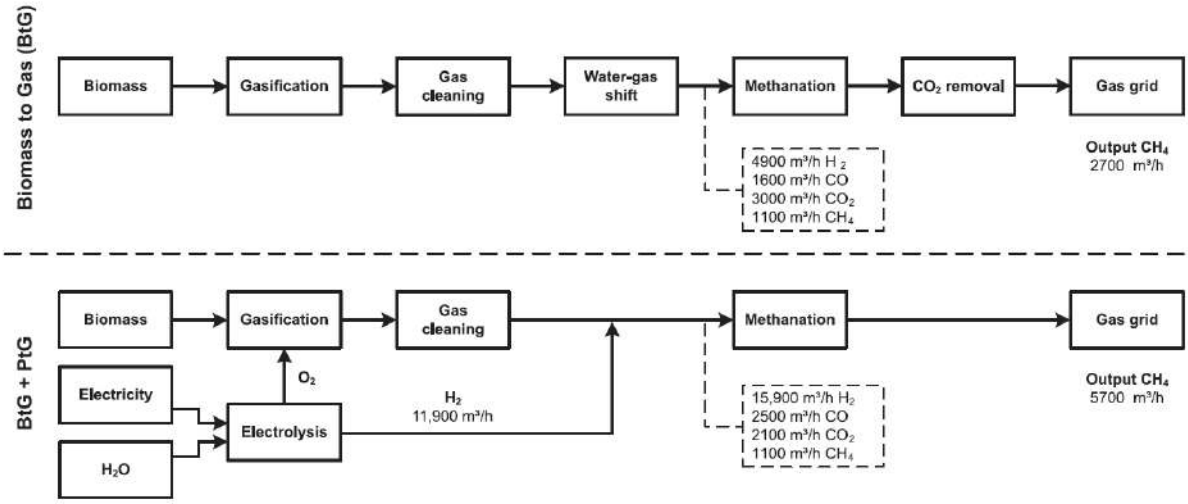


Fig. 1.14 Incremento di produzione di CH_4 combinando BtG e PtG [11]

L'efficienza dei processi PtG

Per valutare l'efficienza del processo PtG, viene esaminato il seguente sistema come esempio. Sono considerate le tecnologie di elettrolisi attualmente disponibili (AEL e PEM) che forniscono H_2 a 25 bar con un'efficienza elettrica del 70%. Il reattore di metanazione funziona a 20 bar con un'efficienza del 78% (efficienza chimica massima). La CO_2 è già compressa a 20 bar per la reazione di metanazione (altrimenti si considera il 2% di perdita di efficienza). Il diagramma di Sankey di questo sistema analizzato è mostrato in Figura 1.15. Il diagramma di Sankey mostra due potenziali di miglioramento per il processo PtG. In primo luogo, l'efficienza dell'elettrolisi dell'acqua potrebbe essere migliorata. Inoltre, potrebbe essere utilizzato il calore dal reattore di metanazione. Il calore ad alta temperatura è prodotto durante la metanazione catalitica. Ad esempio, 165.1 o 206.3 kJ sono prodotti durante la metanazione di 1 mol di CO_2 o CO, rispettivamente (Eq. 1.2 e 1.3). Oltre al calore

di reazione, il gas di metanazione con un livello di temperatura di 300-700 °C (a seconda del concept di reattore adottato) deve essere raffreddato prima dell'iniezione nella rete del gas. Il calore di scarto della metanazione può anche essere utilizzato per produrre vapore per un successivo suo utilizzo in un ciclo energetico a vapore. Se viene implementato un SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) per la produzione di H_2, il vapore prodotto può essere utilizzato come reagente per il processo di elettrolisi. Il calore a bassa temperatura (T<100 °C) dall'elettrolizzatore o dal reattore di metanazione (in particolare per la metanazione biologica) è più difficile da valorizzare. Una possibilità è quella di utilizzare questo calore per il teleriscaldamento se l'impianto PtG è vicino a zone abitate. Dall'elettrolisi dell'acqua, vengono prodotti circa 8 kg di O_2 per kg di H_2 (2 m^3 di O_2 per m^3 di CH_4 per la metanazione della CO_2). Un ulteriore sviluppo, al fine di aumentare l'efficienza complessiva dell'intero processo, è senza dubbio quello di valorizzare l'O_2 prodotto durante il processo di elettrolisi. A tal proposito, esistono diverse opzioni per la valorizzazione dell'O_2 [19]:

- altiforni e forni elettrici ad arco nell'industria dell'acciaio;
- fusione del vetro;
- ossicombustione nelle centrali elettriche;
- processi di gassificazione;
- utilizzo nel campo medico.

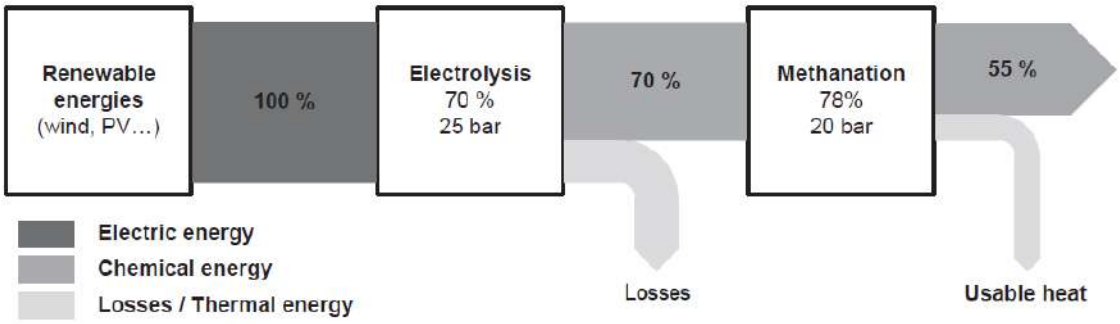


Fig. 1.15 Diagramma di Sankey per l'efficienza del processo PtG [11]

Dalla figura precedente emerge la necessità di aumentare le efficienze in gioco in riferimento ai due principali componenti del sistema (elettrolisi e metanazione), visto che l'efficienza complessiva risulta allo stato attuale paria al 55%. Un Hydrogen Park deve prevedere il coinvolgimento delle aziende produttrici in un rapporto di trasferimento tecnologico.

Un'altra opzione consiste nell'utilizzo di O_2 per la desolforazione primaria del biogas. L'O_2 che viene riutilizzato per altri scopi, è solitamente trasportato nella sua forma liquida. Poiché la liquefazione dell'O_2 rappresenterebbe un costo aggiuntivo per il processo PtG, dovrebbe essere utilizzato direttamente in prossimità dell'elettrolizzatore. Un altro aspetto da considerare con la valorizzazione dell'O_2 in situ è l'intermittenza dell'elettrolizzatore: infatti l'O_2 sarà prodotto solo quando l'elettrolizzatore è in funzione e pertanto bisogna prevedere sistemi alternativi per la desolforazione primaria del biogas.

1.3.3 Analisi economica dei processi PtG

Il contributo più significativo al CAPEX (Capital Expenditures) totale dell'intero processo PtG è l'elettrolisi come mostrato in Tab. 1.3, dove è stato riportato il costo di investimento per 2 tipologie di impianto. L'investimento per l'elettrolisi ricade in un range compreso tra circa 800-3,000 €/kW_{el}. Per la metanazione il costo di investimento è di circa 400 €/kW_{GNS} per un impianto da 5 MW e può scendere a 130 €/kW_{GNS} per un impianto da 110 MW (entrambi in riferimento a 20 bar di pressione operativa). Per il processo Biomass-to-Gas con una metanazione di 14.8 MW_{CO} (15 bar), i costi di investimento si attestano a circa 175 €/kW_{GNS} e quindi decisamente maggiori rispetto ai processi di metanazione catalitica. In conclusione, considerando che la metanazione è una tecnologia non ancora perfettamente matura e diffusa, il costo di investimento non può essere ben definito.

Di solito, l'elettrolisi può operare più dinamicamente rispetto ad un reattore di metanazione. Di conseguenza, è necessario stoccare l'idrogeno prodotto. Meno dinamico è il processo di metanazione maggiore risulterà lo stoccaggio di idrogeno. Inoltre, uno stoccaggio di idrogeno più piccolo richiede un impianto di metanazione più grande. Di seguito sono confrontati due casi riportati in Tab. 1.3:

- caso 1: la metanazione funziona in modalità "steady state" e produce 311 Nm^3/h di CH_4. Il volume di stoccaggio di idrogeno richiesto è 1,700 m^3.
- caso 2: la metanazione può funzionare in un intervallo di carico compreso tra 40-100 %. La capacità totale della metanazione è 591 Nm^3/h CH_4; tuttavia, la produzione annuale di metano è simile al caso 1. Lo stoccaggio dell'idrogeno richiesto è di 850 m^3.

Investment in M€	Electrolysis	Compressor	H_2 storage	Methanation	Total
Case 1	28.8	1	8.3	0.7	38.8
Case 2	28.8	1	4.8	1.2	35.8

Tab. 1.3 CAPEX per processi PtG [20]

Come si evince dalla Tab. 1.3, lo stoccaggio dell'idrogeno è il secondo più significativo contributo all'investimento di un impianto PtG. In questo esempio, l'investimento totale della catena PtG può essere ridotto dell'8% facendo funzionare la metanazione in modo dinamico rispetto ad un funzionamento stazionario (anche se l'investimento per la sola metanazione aumenta).

Per quanto riguardo il costo relativo all'OPEX (Operating Expense) questo è influenzato dal prezzo dell'elettricità e dai potenziali costi di CO_2 così come un possibile utilizzo di calore e ossigeno. Come descritto precedentemente, il calore e l'ossigeno possono essere utilizzati in altri processi (per es. impianto di biogas). Utilizzando l'ossigeno dall'elettrolisi per la desolforazione primaria del biogas, i costi operativi si aggirano intorno ai 32,000 €/anno per un impianto di biogas da 1,000 Nm^3/h. Ipotizzando invece che tutto l'ossigeno prodotto possa essere venduto, è possibile ridurre i costi del GNS di circa 2 c€/kWh (con 5,000 h/anno di funzionamento). Infine, se si considera un costo medio della CO_2 di 100 €/ton il prezzo del GNS potrebbe aumentare di 2 c€/kWh_{GNS}.

Inoltre, è interessante confrontare i costi della metanazione biologica con la metanazione catalitica. Per un impianto di piccole dimensioni (5 MW) i costi di produzione per la metanazione biologica sono leggermente superiori a quelli della metanazione catalitica. Per impianti di dimensioni maggiori (110 MW), i costi di produzione per la metanazione biologica sono quasi 2,5 volte quelli della metanazione catalitica.

La Figura 1.16 confronta il costo di generazione del GNS per diverse tipologie di processi PtG. In particolare, viene analizzato l'accoppiamento con un impianto di biometano (capacità di generazione di 5 MW di GNS), con una gassificazione di biomassa (30 MW di GNS) e con un

impianto di ammoniaca (110 MW di capacità di generazione SNG) per diverse ore equivalenti di funzionamento. Complessivamente un aumento delle ore equivalenti da 1200 a 3000 diminuisce i costi del GNS di circa il 50%. Un ulteriore aumento ha meno effetto sui costi del GNS. Per un processo PtG, con la CO_2 proveniente da una centrale termoelettrica a lignite, stimando un tempo di funzionamento compreso tra 800 e 1200 h/anno, il costo di generazione del GNS si attesta tra i 60-90 c€/kWh, molto più costoso del gas naturale. Tuttavia, è possibile ridurre i costi di generazione tra i 16.5–39.2 $c€/kWh_{GNS}$ se si prevede una maggiore flessibilità di funzionamento della centrale e se si prevede l'utilizzo simultaneo di calore e O_2.

Riassumendo, i costi di produzione dell'H_2 e del GNS dipendono fortemente dalle ore equivalenti di funzionamento e dal prezzo dell'elettricità. Rispetto al gas naturale (circa 2-3 c€/kWh), i costi sono molto più alti. In particolare, per ridotte ore equivalenti di funzionamento, il CAPEX per l'elettrolisi è senza dubbio il fattore dominante, mentre per maggiori ore di funzionamento, è il prezzo dell'elettricità il parametro più importante che influenza l'economia dell'intero processo.

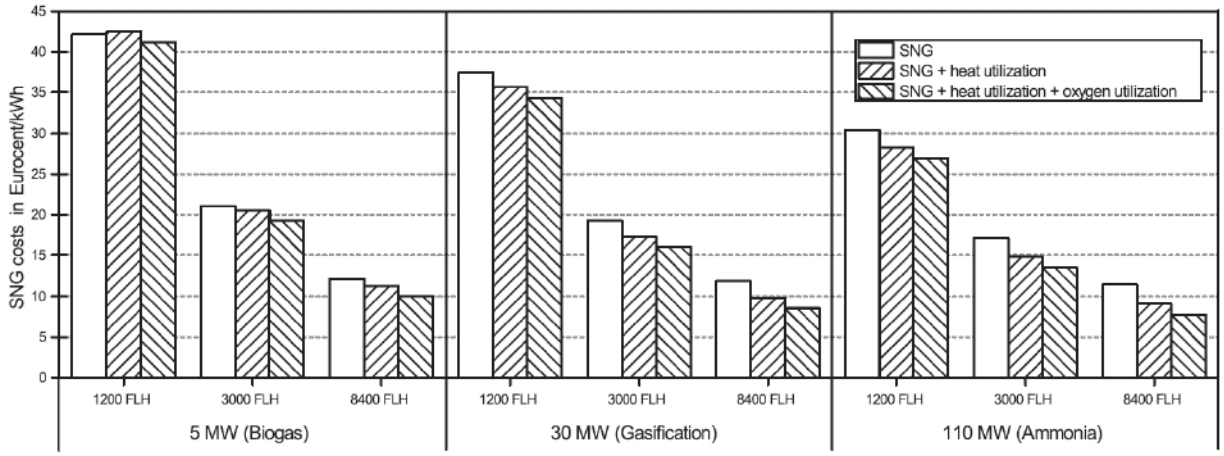


Fig. 1.16 Costo di generazione del GNS in funzione della fonte di CO_2 e delle ore di equivalenti di funzionamento [20]

Quindi, in conclusione, la valutazione microeconomica mostra che il GNS dai processi PtG non è competitivo con il gas naturale o con il biometano (c.a. 7 c€/kWh). Per quanto riguarda una considerazione macroeconomica, il PtG può contribuire a minimizzare l'espansione dell'infrastruttura della rete elettrica e ad aumentare la quota di energia rinnovabile nei settori del trasporto e del riscaldamento. Pertanto, il PtG può giocare un ruolo importante nella realizzazione dell'ambiziosa transizione del sistema energetico. Tuttavia, prima che il PtG possa avere un successo commerciale, devono essere risolte alcune problematiche tecniche ed economiche.

1.3.4 Conclusioni

Di seguito sono riassunte le principali conclusioni per il processo PtG, importante per impostare nell'Hydrogen Park una attività di ricerca applicata.

- è auspicabile un miglioramento dell'efficienza (durante il funzionamento transitorio) e una riduzione dei costi. Attualmente, l'elettrolisi alcalina è la tecnologia più economica ed affidabile;

- nel prossimo futuro, l’elettrolisi a membrana polimerica elettrolita (PEM) potrebbe essere la scelta migliore per gli impianti PtG a causa delle migliori prestazioni rispetto al funzionamento transitorio;
- l'elettrolisi a ossidi solidi (SOEC) non è ancora pienamente sviluppata e per certi aspetti ancora in fase di sviluppo, tuttavia, la tecnologia ha un alto potenziale per l'accoppiamento con reazioni esotermiche a funzionamento stazionario.
- il funzionamento dinamico della metanazione catalitica non riduce significativamente la stabilità del catalizzatore;
- il controllo della temperatura del reattore nei reattori adiabatici è difficile; di conseguenza i reattori a letto fisso raffreddati sono sotto esame per gestire il problema sopra menzionato;
- la metanazione biologica può essere effettuata nei digestori di biogas o in reattori separati.

2. Stato dell'arte delle tecnologie di produzione elettrolitica

La creazione di una economia locale in una realtà territoriale fortemente industrializzata non può non prevedere una valutazione specifica sulla consistenza degli investimenti da effettuare, sulle tipologie costruttive dei componenti e il loro assemblaggio, e sulla scelta e lo sviluppo dei materiali innovativi, come grafene e elettrocatalizzatori a basso contenuto di metalli nobili e nuovi tecnopolimeri. Tali valutazioni – che si rivolgono a alla riconversione dei downstream petrolchimico - devono essere nei prossimi dieci anni rivolte soprattutto ai processi elettrolitici, anche per poter sostanziare il grande potenziale di nuova occupazione verde, cosi come riportato nel seguito.

Le tecnologie di elettrolisi dell'acqua possono essere classificate in base all'elettrolita applicato, che separa le due semireazioni all'anodo (reazione di sviluppo dell'ossigeno) e al catodo (reazione di sviluppo dell'idrogeno) dell'elettrolizzatore. Le principali tecnologie disponibili sono l'elettrolisi alcalina (AEL), l'elettrolisi a membrana polimerica (PEMEL) e l'elettrolisi a ossido solido (SOEL). Le architetture impiantistiche semplificate, le reazioni chimiche e le relative proprietà degli AEL, PEMEL e SOEL sono stae passate in rassegna qui di seguito.

Elettrolisi Alcalina (AEL)

L'elettrolisi alcalina, ad oggi, rappresenta una tecnologia maturae consolidata, che è stata applicata per la produzione di idrogeno su larga scala, con potenze installate dell'ordine del MW già all'inizio del XX secolo [21]. Lo schema di principio di un elettrolizzatore alcalino è mostrato in Fig.2.1. Gli elettrodi sono immersi in un elettrolita liquido separato da un diaframma, che solitamente è costituito da una soluzione acquosa di KOH (Idrossido di potassio) con concentrazione in peso che varia tra il 25-30%. Tale elettrolita viene poi messo in circolazione per rimuovere, da una parte, le bolle di gas prodotto all'interno della miscela bifasica, dall'altra, per smaltire il calore generato per perdite ohmiche sia mediante pompe, che per circolazione naturale dovuta a gradienti di temperatura e galleggiabilità delle bolle di gas. L'elettrolita viene stoccato in due serbatoi separati, uno per ogni gas prodotto (O_2 e H_2) che fungono anche da separatore gas-liquido. La qualità del gas prodotto dopo l'essiccamento è tipicamente nell'intervallo 99.5–99.9% vol. per H_2 e 99–99.8% vol. per O_2 [22–25] che possono essere aumentati oltre il 99.999% vol. mediante purificazione catalitica del gas (deoxo).

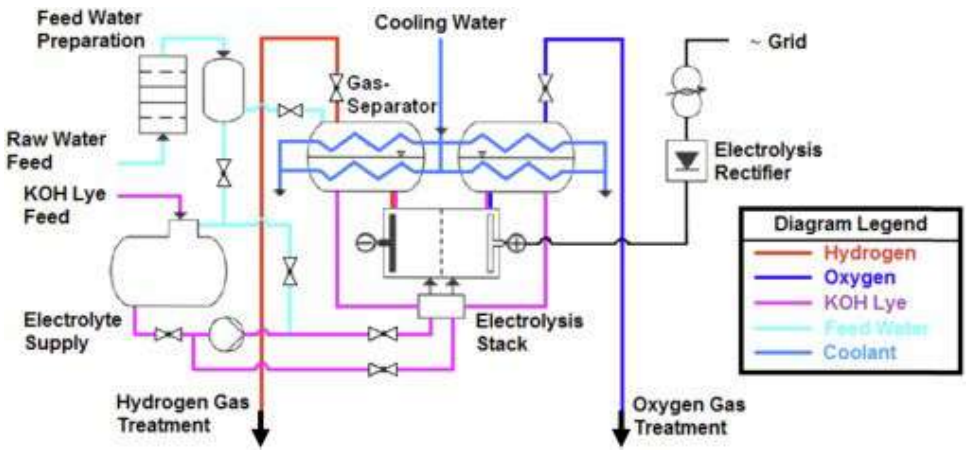


Fig. 2.1. Layout di un sistema di elettrolisi alcalina (Fonte [24]).

Le reazioni parziali agli elettrodi sono date da:

$$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^- \quad Catodo \tag{2.1}$$

$$2OH^- \rightarrow 0.5O_2 + H_2O + 2e^- \quad Anodo \tag{2.2}$$

Come si evince dalla Fig. 2.1, l'acqua viene consumata dal lato del catodo mentre viene riprodotta dal lato dell'anodo. Di conseguenza, i flussi di soluzione di entrambi i lati devono essere miscelati prima di entrare nell'elettrolizzatore per impedirne una mutua diluizione o per evitare la eccessiva concentrazione localizzata dei flussi di elettrolita. Ciò si traduce in una contaminazione dei gas prodotti a causa dei flussi di elettrolita che trasportano i gas disciolti, poiché i separatori possono rimuovere solo le bolle di gas [26,27]. La contaminazione critica (ovvero miscela infiammabile) a carico parziale deve essere evitata mediante un adeguato controllo della circolazione della soluzione, come avviene automaticamente per la circolazione naturale [26].

Elettrolisi da PEM (PEMEL)

L'elettrolisi basata su una membrana polimerica o membrana a scambio protonico (PEM), a volte indicata anche come elettrolisi di polimeri solidi (SPE), è stata introdotta da General Electrics negli anni '60 [28]. Il layout di base di un elettrolizzatore PEM è mostrato in Fig. 2.2. Una membrana a scambio protonico (membrana realizzata in Nafion® nella maggior parte dei casi) separa le due semicelle e gli elettrodi sono solitamente montati direttamente sulla membrana formando il cosiddetto MEA (gruppo elettrodo a membrana).

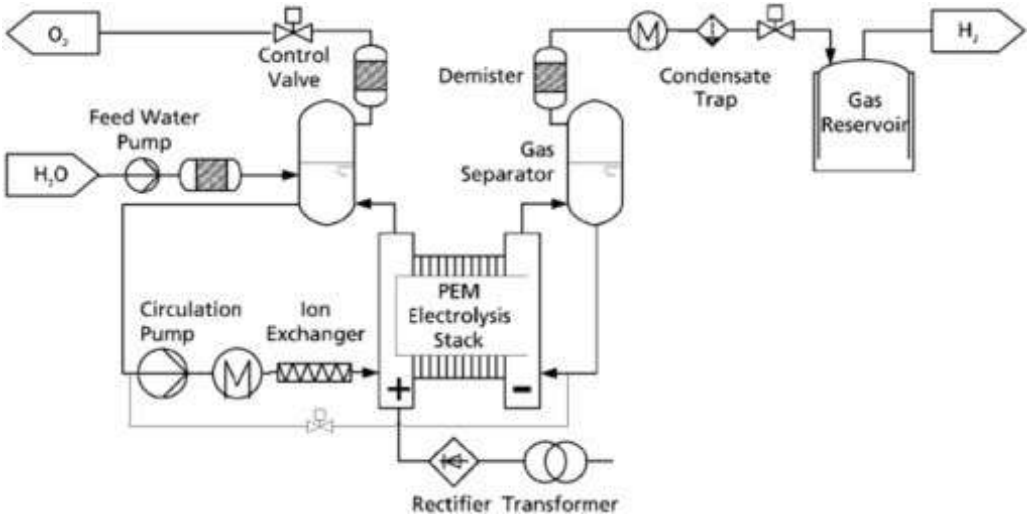


Fig. 2.2. Layout di un sistema di elettrolisi PEM [29].

L'ambiente acido corrosivo fornito dalla membrana a scambio protonico richiede l'uso di catalizzatori realizzati mediante metalli nobili come l'iridio per l'anodo e il platino per il catodo [28]. All'anodo viene fornita acqua (trasportata in parte al lato del catodo per effetto elettroosmotico) e si verificano le seguenti reazioni parziali:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \quad Catodo \tag{2.3}$$

$$H_2O \rightarrow 0.5O_2 + + 2H^+ + \quad 2e^- \quad Anodo \tag{2.4}$$

La membrana dell'elettrolita polimerico presenta una permeabilità trasversale molto bassa, essendo così in grado di produrre idrogeno con un grado di purezza superiore a quella degli AEL, di solito maggiore del 99.99% vol. di H_2 dopo l'essiccazione dell'idrogeno [30]. L'elettrolisi da PEM presenta un design del modulo molto compatto, grazie all'elettrolita solido e al funzionamento ad alta densità di corrente rispetto all'AEL, favorendo il funzionamento ad alta pressione dell'elettrolisi PEM. Le proprietà strutturali dell'elettrolita solido consentono anche un'elevata pressione differenziale tra il lato idrogeno e il lato ossigeno (attualmente, dai dati di letteratura, sono disponibili anche stack funzionanti fino a 350 bar di pressione differenziale [31].

Elettrolisi da Ossidi Solidi (SOEL)

Lo sviluppo dell'elettrolisi mediante l'applicazione degli ossidi solidi è stato avviato negli Stati Uniti negli anni '70 dalla General Electric e dal Brookhaven National Laboratory, seguite da Dornier in Germania [32]. Negli ultimi anni, i SOEL hanno suscitato un crescente interesse grazie anche ai progressi nelle celle a combustibile ad ossido solido per la produzione di energia elettrica, ed alla continua necessità di costruire di scenari energetici sempre più complessi, caratterizzati da emissioni zero o quasi nulle [33]. Un elettrolizzatore SOEL opera tipicamente a temperature dell'ordine dei 700–900 °C. Il funzionamento ad alta temperatura comporta rendimenti di conversione più elevati rispetto agli AEL o PEMEL, ma implica una notevole sfida tecnologica per risolvere questioni inerenti alla stabilità e alla durabilità del materiale. I vantaggi nel rendimento di conversione derivano da una cinetica chimica di reazione migliorata, dalla termodinamica che favorisce l'utilizzo del calore interno a temperature più elevate e dalla conversione in idrogeno dell'acqua in fase vapore, anziché in fase liquida. Un layout semplificato di processo di un sistema SOEL è mostrato in Fig. 2.3.

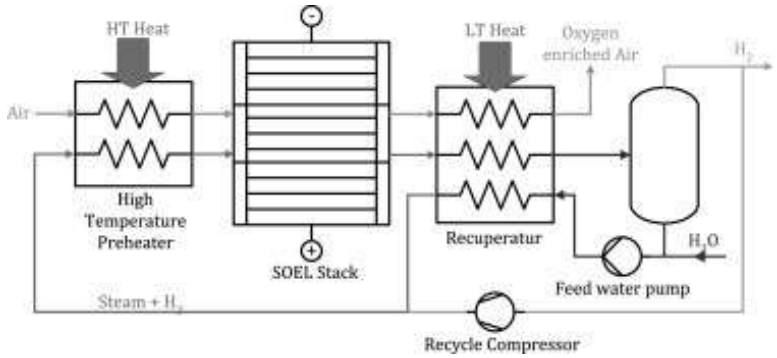


Fig. 2.3. Schema semplificato di un sistema SOEL che include la necessaria integrazione del calore ad alta temperatura (HT) e a bassa temperatura (BT) (spesso ottenuta mediante riscaldatori elettrici).

Le reazioni agli elettrodi sono:

$$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-} \quad Catodo \tag{2.5}$$

$$O^{2-} \rightarrow 0.5O_2 + 2e^- \quad Anodo \tag{2.6}$$

L'acqua di alimentazione o il vapore vengono preriscaldati in un recuperatore di calore a contro flusso sfruttando l'elevato contenuto entalpico dei prodotti caldi in uscita dal camino. Inoltre, in funzione delle architetture di funzionamento delle singole macchine, può essere necessario integrare del calore a bassa temperatura per via termica, oppure può essere previsto un sistema di riscaldamento elettrico ausiliario per tenere conto del calore latente di evaporazione durante la transizione di fase dell'acqua.

Lo stack è costituito tipicamente da celle planari collegate elettricamente in serie. Il vapore residuo non reagito, insieme con l'idrogeno prodotto vengono spesso ricircolati per mantenere le condizioni riducenti al catodo, pertanto si ha sempre una conversione parziale della materia prima. L'utilizzo del reagente aumenta con la densità di corrente (a flusso di alimentazione costante). Dal pento di vista sperimentale, l'impiego del reagente si trova tipicamente nell'intervallo 40-80% [34–37]. Facoltativamente, l'aria può essere utilizzata all'anodo come fluido di lavaggio per la rimozione dell'ossigeno prodotto nella reazione chimica di water splitting, nonostante la penalizzazione del rendimento del sistema. Questo tipo di soluzione tecnica consente di ridurre i rischi di esplosione dovuti alla manipolazione dell'ossigeno puro ad alta temperatura [38], che risulta critica per la sicurezza del sistema e degli operatori.

La miscela di vapore e idrogeno viene separata mediante raffreddamento e condensazione dell'acqua. A causa delle perdite exergetiche dello scambiatore di calore e della differenza di capacità termica del vapore di reintegro e del gas prodotto, il vapore deve essere ulteriormente surriscaldato per raggiungere la temperatura di ingresso del SOEL di 700-1000 °C. Anche qui, in funzione del layout scelto dai costruttori, il calore ad alta temperatura è fornito da una fonte di calore esterna o da un riscaldatore elettrico [39]. L'integrazione termica con successivi processi di sintesi esotermica (es. metanolo, DME, gas naturale sostitutivo o FT-Diesel) rappresenta un'interessante applicazione negli usi finali dell'idrogeno, come mostrato in [40–43].

Le attuali celle elettrolitiche sono spesso utilizzate al di sotto del potenziale termoneutrale, in modalità endotermica, a causa della limitazione della densità di corrente al di sotto di 1 A/cm^2 per motivi di degrado. Ciò richiede un ulteriore preriscaldamento del gas di alimentazione per mantenere costante la temperatura del sistema [44]. Inoltre, è possibile l'integrazione di calore ad alta temperatura con l'obiettivo di ridurre la domanda elettrica. Tuttavia, questo aumenta l'area specifica della cella, che attualmente non è economicamente ragionevole [44].

Una caratteristica interessante dei SOEL è la loro capacità di operare la co-elettrolisi di CO_2 e vapore al fine di produrre un syngas contenente H_2 e CO per la successiva sintesi di combustibili (ad esempio [45–47]). Un'altra interessante applicazione dei SOEL è rappresentata dal funzionamento reversibile, ossia ila possibilità di operare anche in modalità cella a combustibile per la generazione di corrente, aumentando di gran lunga il grado di utilizzazione del sistema, migliorando, di conseguenza, l'aspetto economico e finanziario dell'investimento. La possibilità di un funzionamento alternato e flessibile tra cella a combustibile ed elettrolizzatore è stata recentemente studiata sperimentalmente da diverse aziende europee come la Fuel Cell Energy [48], la Haldor Topsoe [48] e la Sunfire [49,50]. In buona sostanza, è possibile concludere che i SOEL offrono sicuramente diverse opportunità tecniche interessanti, caratterizzate da un alto potenziale per le applicazioni PtG

(Power to Gas) e PtL (Power to Liquid). Tuttavia, i SOEL rappresentano ancora oggi una tecnologia di frontiera, risultando essere ancora in fase di ricerca e sviluppo, basata su test a cella singola o *short-stack*, sebbene la società tedesca Sunfire offra sistemi SOEL reversibili commerciali e abbia realizzato un dimostratore integrato per la produzione di diesel sintetico FT (Fischer-Tropcsh) su piccola scala (1 bbl/giorno) [61] , [62].

2.1 Indagine di mercato sulle tecnologie elettrolitiche principali

Il mercato dell'elettrolisi è difatto molto dinamico, ed è stato caratterizzato da diverse fusioni e acquisizioni societarie negli ultimi anni (ad esempio McPhy ha acquisito Piel (IT) e Hytec Enertrag (DE) nel 2013, Areva H2Gen, derivante dalla fusione di Areva Helion e CETH2 nel 2014, Hitachi Zosen Inova (CH) ha acquisito ETOGAS (DE) nel 2016, NEL Hydrogen (NO) ha acquisito Proton OnSite (US) nel 2017, Accagen (CH) è diventata EnerBlue nel 2013). In questo contesto, altre società come la italiana H2Nitidor (che utilizzava la licenza di brevetto della tecnologia Voltiana di Casale Chemicals) e la statunitense Avalance hanno cessato la loro attività di costruzione e commercializzazione.

Tutto ciò premesso, una panoramica dei principali costruttori, europei ed extra europei, di sistemi elettrolitici di medie e grandi dimensioni è stata fornita all'interno della Tabella 2 (sono state menzionate solo le serie di stack più grandi). Al contrario, i produttori di elettrolizzatori di piccola scala o da laboratorio (ad es. Schmidlin, Claind) non sono stati inclusi in questa lista perché fuori dalle finalità del presente studio. In sintesi, è stato possibile identificare 20 produttori di elettrolizzatori alcalini (Casale Chemicals [51] è esclusa nella Tab. 2.1 poiché non sono disponibili informazioni aggiornate) e 12 produttori di elettrolisi PEM ed 1 di SOEL. Inoltre, costruttori di sistemi elettrolitici basati sul processo cloro-soda, come Thyssen Krupp (DE) [51] e Asahi Kasei (JP) [51], sono appena entrati nel mercato dell'elettrolisi dell'acqua con dei prodotti fortemente orientati all'integrazione nei processi chimici industriali.

Come detto in precedenza, lo stato di sviluppo generale della tecnologia SOEL è ancora in una fase di ricerca o al più sono disponibili solo versioni pre-commerciali sebbene la Sunfire sia ad oggi l'unica azienda che ufficialmente sia in grado di offrire un unico prodotto chiavi in mano da 150 kW elettrici, in container da 20 piedi o 40 piedi. Altre società che stanno studiando i SOEL sono Haldor Topsoe (in collaborazione con Riso DTU) [51], Ceramatec (in collaborazione con l'Idaho National Laboratory) [52], FuelCell Energy [53], Toshiba [54] e CEA France [55].

Oltre alle principali tecnologie fino qui descritte, è stato identificato un fornitore commerciale di elettrolisi a membrana a scambio anionico (AEM). Il detentore del brevetto di questa tecnologia era l'azienda italiana Acta (IT) che è stata recentemente acquisita da un gruppo tedesco (ENAPTER) che ha comunque mantenuto una sede produttiva sul territorio italiano. La ENAPTER [56] offre degli stack modulari di piccole dimensioni, con una capacità di 1 Nm^3/h a 30 bar, che possono essere assemblati fino a raggiungere una capacità complessiva di 70 Nm^3/h per soddisfare anche le richieste di clienti industriali di medie dimensioni.

Manufacturer (location)	Series	H_2 rate, Nm^3/h[a]	Nominal power, MW[a]	Max. pressure, bar	Specific energy consumption[a,b], kWh/Nm^3	η_{LHV}[a,b,c] %	Load flexibility (%)
Alkaline electrolysis (AEL)							
ELB (DE)	LURGI SE[d]	1400	6.0	30	4.3–4.65	65–70	25–100
Suzhou Jingli (CN)	DQ 1000	1000	4.7	16	4.7	64	10–110
Verde (US)	Verde – 1000	1000	4.5	30	4.2	79	n.a.
IHT (CH)	S – 556[d]	760	3.5	32	4.3–4.65	65–70	25–100
PERIC[e] (CN)	ZDQ – 600	600	2.8	15	4.6	65	n.a.
NEL Hydrogen[f] (NO)	NEL A485	485	2.1	atm.[g]	3.8–4.4	68	20–100
ELB(DE)	ELB ND4	480	2.0	atm.[g]	4.3–4.6	71	25–100
Teledyne[h] (US)	NH – 450	450	2.7	10	(5.9[i])	(51)	17–100
McPhy[j] (FR)	McLyzer	400	2.0	atm.[g]	n.a.	n.a.	n.a.
Tianjin Mainland (CN)	FDQ – 400/3.0	400	1.76	30	< 4.4	68	n.a.
Ener Blue (CH)	L-size	375	1.6	60	4.3	70	n.a.
ELB(DE)	BAMAG S300E	330	1.5	atm.[g]	4.7	64	25–100
Uralhimmasch (RU)	BEU – 250	250	n.a.	10	n.a.	n.a.	n.a.
HT-Hydrotechnik (DE)	EV 150	220	1.1	atm.[g]	(5.3)	(57)	20–100
Uralhimmasch (RU)	FV – 200	200	n.a.	atm.[g]	n.a.	n.a.	n.a.
McPhy [j] (FR)	McLyzer	100	0.5	45	n.a.	n.a.	n.a.
Idroenergy (IT)	Model 120	80	0.4	6	(5.6)	(54)	n.a.
ETOGAS (DE)		62.5[k]	0.3	15	4.8	63	10–110
Green Hydrogen (DK)	HyProvide A60	60	0.25	30	4.2	72	15–100
ErreDue[l] (IT)	G256[m]	21	0.11	30	(5.4)	(56)	20–100
Hydrogenics[n](CA)	HySTAT-100–10[o]	15	0.08	10(25)	(5.2)	(58)	40–100
Sagim (FR)	M 5000	5	0.03	7	(5)	(60)	n.a.
Linde AG (DE)	HYDROSS	n.a.[p]	n.a.	25	n.a.	n.a.	25–100
PEM electrolysis (PEMEL)			MW				
Giner Inc. (US)	Allagash[q]	400	2	40	5	60	n.a.
Hydrogenics[n](CA)	HyLYZER – 3000[r]	300	1.5	30	(5–5.4)	(56–60)	1–100
Siemens (DE)	SILYZER 200	225	1.25	35	(5.1–5.4)	(56–69)	0–160
ITM Power (GB)		127[s]	0.7	20–80	(5.5)	(54)	n.a.
Proton OnSite (US)	M400[t]	50	0.25	30	5	60	0–100
AREVA H2Gen[u] (FR)	E120[v]	30	0.13	35	4.4	68	10–150
H-TEC (DE)	ELS450	14.1	0.06	30/50	4.5	67	n.a.
Treadwell Corp. (US)		10.2	n.a.	76	n.a.	n.a.	n.a.
Angstrom Advanced (US)	HGH170000	10	0.06	4	(5.8)	(52)	n.a.
Kobelco Eco-Solutions (JP)	SH/SL60D[w]	10	0.06	4–8	(5.5–6.5)	(46–55)	0–100
Sylatech (DE)	HE 32	2	0.01	30	4.9	61	n.a.
GreenHydrogen[x] (DK)	HyProvide P1	1	0.01	50	(5.5)	(55)	n.a.
Solid oxide electrolysis (SOEL)			kW				
Sunfire (DE)	RSOC	~0.6	2.2[y]	10	(3.7)	(96)	~100 to 100[z]

Tab. 2.1. Tavola sinottica degli elettrolizzatori commerciali disponibili sul mercato

2.2 Analisi tecnica comparativa delle tecnologie

Performance a carico nominale e parziale.

Vale la pena di ricordare, senza entrare nel dettaglio tecnico ingegneristico, che generalmente gli elettrolizzatori presentano un aumento delle loro prestazioni quando vengono eserciti a carico parziale. Sostanzialmente, quando operano in queste condizioni, la corrente che viene fornita alle celle è di entità inferiore, pertanto si riducono le perdite energetiche sotto forma di calore, causate dal noto effetto Joule. Infatti, ogni elettrolita, solido o liquido che sia, è caratterizzato da una propria resistività elettrica, che di fatto comporta una certa resistenza al passaggio della corrente all'interno del materiale. Quindi, così come i cavi conduttori si scaldano all'aumentare della corrente, gli elettroliti sviluppano anch'essi calore che deve necessariamente essere dissipato durante il processo come discusso in precedenza. Pertanto, l'efficienza di un elettrolizzatore, anche nel funzionamento a carico parziale può essere caratterizzata al meglio dalla sua curva I-U (tensione della cella rispetto alla densità di corrente). Dopo aver discusso il consumo energetico specifico nominale degli elettrolizzatori commerciali, di seguito viene fornita una panoramica delle curve I-U esemplificative per AEL, PEMEL e SOEL desunte dalla analisi della letteratura specifica di settore.

L'efficienza nominale ed il consumo energetico specifico degli stack degli elettrolizzatori commerciali sono compresi tipicamente tra 63-71% su base LHV (Potere calorifico Inferiore dell'Idrogeno) e 4.2-4.8 kWh/Nm^3 per gli AEL, 60-68%, su base LHV, e 4.4-5.0 kWh/Nm^3 per PEMEL. Tuttavia, i consumi energetici specifici reali dei sistemi di elettrolisi (inclusi i convertitori statici e gli ausiliari, esclusa la compressione esterna) sono leggermente più alti, compresi generalmente tra 5.0–5.9 kWh/Nm^3 (ηLHV = 51–60%) per gli AEL e 5.0–6.5 kWh/Nm^3 (ηLHV = 46-60%) per i PEMEL. Il consumo energetico aggiuntivo, ascrivibile agli ausiliari unitamente alle perdite associate al funzionamento dell'inverter per la rettifica della corrente, si trova tipicamente nell'intervallo 0.4-0.8 kWh/Nm^3 [57–60]. Dall'analisi delle schede tecniche di diversi costruttori, è possibile osservare una riduzione significativa degli indici prestazionali in funzione della taglia delle macchine, in particolare, per tutti quei sistemi che si trovano al di sotto di un tasso di produzione di idrogeno di circa 100 Nm^3/h (ovvero 0.5 MW), principalmente a causa della riduzione di rendimento dei sistemi ausiliari. Tuttavia, il consumo specifico di energia, in condizioni nominali, deve essere valutato sempre in combinazione con i valori di densità di corrente applicati agli elettrodi. Inoltre, per ottenere delle valutazioni più realistiche, deve essere presa in considerazione la diminuzione delle prestazioni nel corso della vita tecnica del sistema.

Le curve caratteristiche densità di corrente-tensione I-U degli AEL sono riassunte in Fig. 2.4. Gli elettrolizzatori commerciali raggiungono densità di corrente fino a 0.45 A/cm^2 [61] corrispondenti a un tasso teorico di produzione specifica di idrogeno di 1.9 Nm^3 per m^2 di superficie della cella. La tensione della cella a una densità di corrente di 0.4 A/cm^2 varia tra 1.7–2.1 V, corrispondente a un consumo energetico specifico dello stack di 4-5 kWh/Nm^3 (ηLHV = 60–75%). Fanno eccezione i risultati di GHW (Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure, ora parte di NEL Hydrogen) [26] con densità di corrente fino a 1 A/cm^2, che tuttavia non vengono applicate nelle macchine commerciali. Un'altra eccezione è rappresentata dalle prestazioni della cella presentate da Wasserelektrolyse Hydrotechnik [26] con sovratensioni molto elevate e una bassa densità di corrente di soli 0.25 A/cm^2. Ciò è causato principalmente dall'impiego di un anodo non attivato, che è previsto per fare fronte al funzionamento ad elevato grado di affidabilità in condizioni operativi difficili, come ad esempio in aree remote.

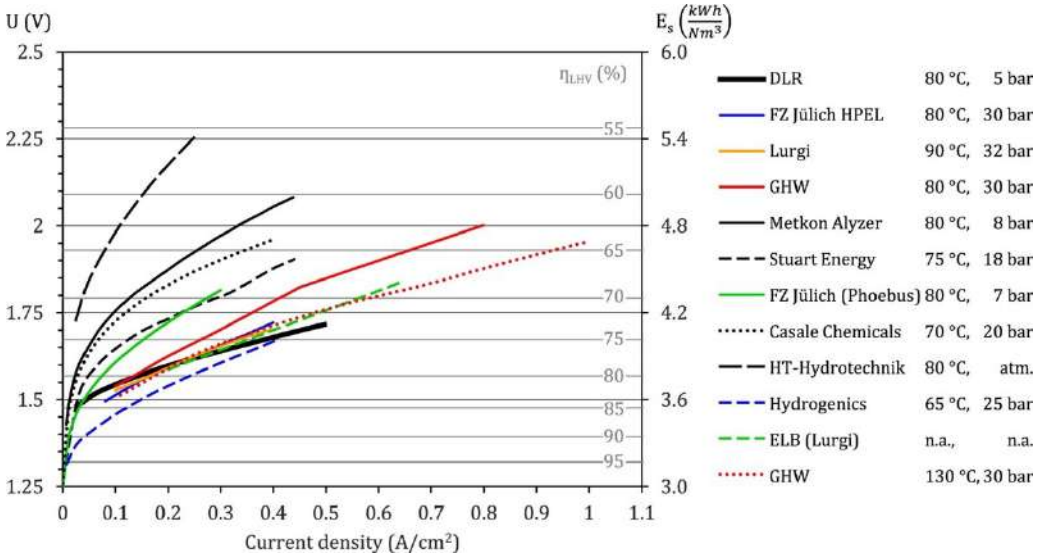


Fig. 2.4. Panoramica delle curve caratteristiche corrente – tensione I-U dell'elettrolisi alcalina. Fonti: [26,29,61–63]

Nel funzionamento a carico parziale, il rendimento dello stack, calcolato su base LHV, può aumentare fino al 73–86% (Es = 3.5–4.1 kWh/Nm^3) a 0.1 A/cm^2 (ovvero al 25%, riferendosi ad una densità di corrente nominale di 0.4 A/cm^2). Tuttavia, per le prestazioni complessive del sistema è necessario tenere conto della diminuzione del rendimento di Faraday e del consumo relativamente crescente degli ausiliari.

Il rendimento complessivo degli elettrolizzatori AEL, inclusa la sezione di compressione, è tipicamente dell'ordine del 50%, se riferito all' HHV (ηLHV = 42%), così come registrato nel progetto HARI (elettrolizzatore da 36 kW, compressione fino a 137 bar massimo) [64] e nel progetto Res2H2 (elettrolizzatore da 25 kW, compressione fino a 220 bar massimo) [65]. Ciò è anche dovuto al fatto che, nel progetto HARI è stata registrata una scarsa efficienza dell'inverter, variabile nel range 72-89%. Nell'ambito del progetto "Power-to-Gas" invece, è stato possibile raggiungere un rendimento globale del 53%, su base LHV, a pieno carico (con pressione di esercizio dell'idrogeno pari a 10 bar, inclusi tutti gli ausiliari), che aumenta leggermente al 55%, in corrispondenza di un carico parziale del 40% rispetto a quello nominale. In questo caso, l'efficienza dell'inverter aumenta dal 94.6%, relativa alla condizione pieno carico, fino ad oltre il 98%.

Una panoramica delle curve caratteristiche I-U degli elettrolizzatori PEMEL è stata riportata in Fig. 2.5. Attualmente, un PEMEL è azionato con delle densità di corrente più elevate di circa 1-2 A/cm^2 [66,67] sebbene si abbia notizia di test di laboratorio condotti fino a valori complessivi di 20 A/cm^2 [68]. Generalmente, una densità di corrente di 2 A/cm^2 corrisponde ad un tasso teorico di produzione specifica di idrogeno fino a 8.4 Nm^3 per m^2 di superficie della cella, il che risulta essere oltre quattro volte superiore a quello di un elettrolizzatore AEL.

I valori delle tensioni delle celle elettrolitiche PEM, corrispondenti ad una densità di corrente nominale paria 2 A/cm^2, si attestano nell'intervallo 1.65–2.5 V (4.0–6.0 kWh/Nm^3, ηLHV = 50–76%), risultando nella stessa gamma degli AEL, ma con maggiore densità di corrente. Ad una densità di corrente di 0.1 A/cm^2 (ovvero pari al 5% di una densità di corrente nominale di riferimento di 2 A/cm^2) il rendimento delle celle PEMEL presentate aumenta fino a valori del 76–84%, su base LHV (cioè U = 1.5–1.65 V, Es = 3.6–3.9 kWh/Nm^3).

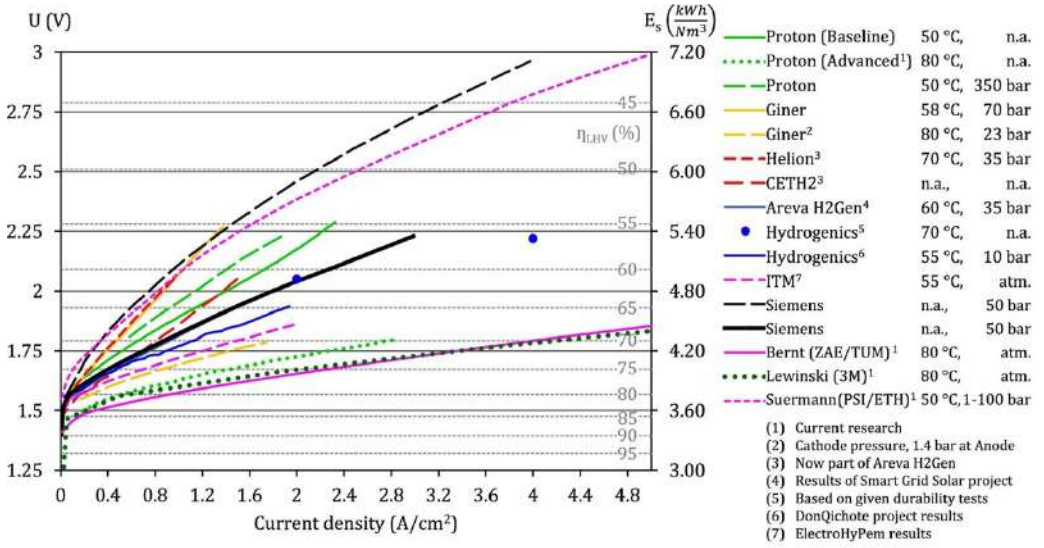


Fig. 2.5. Panoramica delle curve caratteristiche I-U dell'elettrolisi PEM. Fonti: [29,69,70]

Le prestazioni complessive di un impianto pilota dimostrativo sono state presentate in modo dettagliato dalla Hydrogenics, relativamente al progetto DonQuichote [97]. Il consumo specifico medio (in corrente DC) di quello stack è stato indicato come 4.47 kWh/Nm^3 (cioè un rendimento ηLHV = 67%), per un elettrolizzatore PEM di potenzialità pari a 30 Nm^3/h, caratterizzato da un funzionamento con molti transitori. Il consumo energetico specifico dell'impianto (inclusi ausiliari e rettifica di corrente, con un rendimento medio scarso dell'ordine di 88%) è dato pari a 5.25 kWh/Nm^3 (ηLHV = 57%) e 5.55 kWh/Nm^3 (ηLHV = 54%) quando è inclusa anche una compressione a 450 bar. La potenza assorbita dalle utenze in stand-by è di circa 1 kW, corrispondente a meno dell'uno percento della potenza nominale dell'elettrolizzatore. Nonostante l'aumento di rendimento dell'elettrolizzatore a carico parziale, quello complessivo dell'intero sistema diminuisce a causa della diminuzione delle prestazioni del compressore, che è risultato sovradimensionato.

I principali risultati del sistema di elettrolisi PEM da 6 MW di picco, costruito dalla Siemens per il progetto Energiepark Mainz, sono stati mostrati in Fig. 2.6. Il rendimento del sistema è stato calcolato sulla base dell'elettricità acquistata e del potere calorifico superiore del quantitativo di idrogeno prodotto e direttamente misurato in campo [71]. Tale valore, comprende, quindi, la rettifica a corrente continua e tutte gli altri dispositivi ausiliari, come il raffreddamento, la purificazione e la compressione, ad 80 o 225 bar. Come si può vedere, il rendimento totale aumenta dal 58%, su base HHV (Es = 6.1 kWh/Nm^3, ηLHV = 49%), alla potenza totale di picco di 6.2 MW (165% della potenza nominale), al 65% (Es = 5.4 kWh/Nm^3, ηLHV = 55%) in corrispondenza di una potenza nominale totale di 3.75 MW. La massima efficienza globale viene raggiunta nelle condizioni di funzionamento pari ad 1 MW (ovvero il 27% della potenza nominale), con un massimo del 76%, su base HHV, (Es = 4.7 kWh/Nm^3, ηLHV = 64%) mentre prima si riduce fortemente.

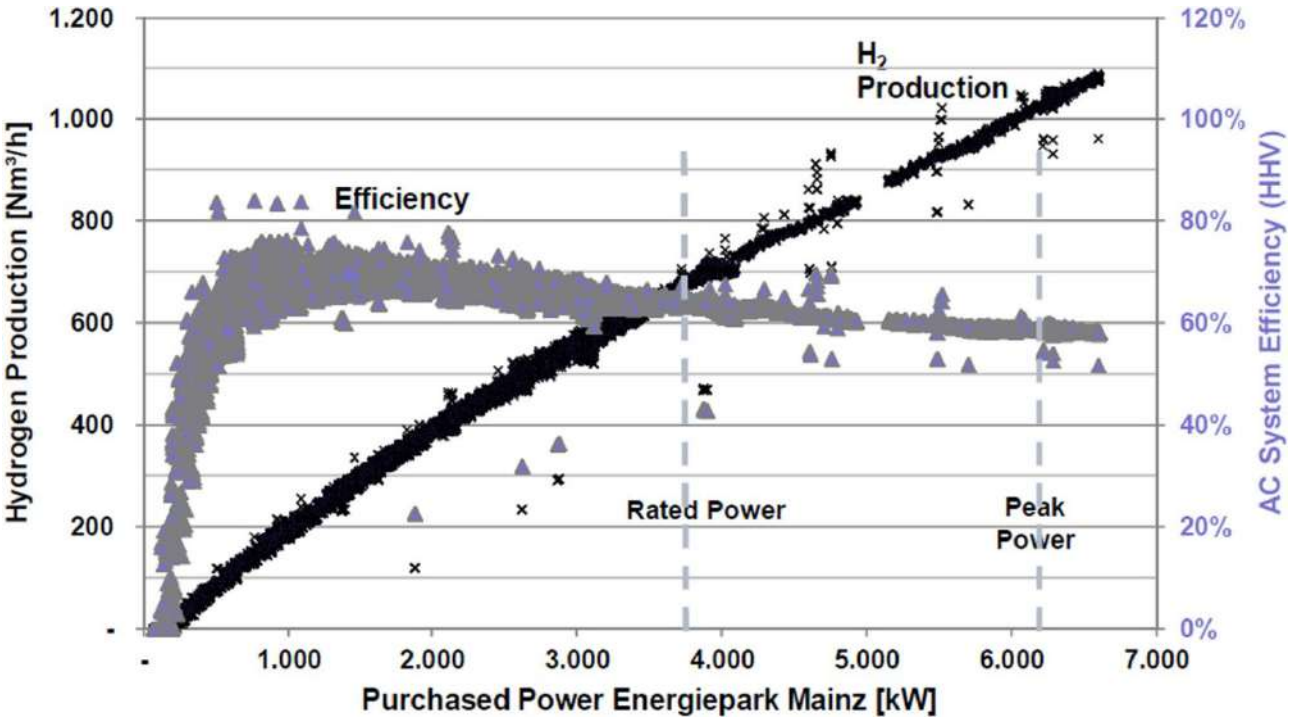


Fig. 2.6. Valutazione del rendimento che include tutti gli ausiliari (compressione, raffreddamento, purificazione, controllo) del sistema di elettrolisi Siemens PEM all'Energiepark Mainz [71].

Un metodo per aumentare il rendimento del sistema consiste nell'utilizzare, da un lato, il calore di scarto a bassa temperatura dell'elettrolizzatore, dall'altro, nell'integrare l'ossigeno in altri processi visto che, generalmente, questo è trattato come sottoprodotto e viene rilasciato in ambiente. L'integrazione del calore è stata efficacemente dimostrata, ad esempio, all'interno del progetto Stromlückenfüller (elettrolisi PEM di H-TEC) e dell'impianto power-to-gas di Ibbenbüren di RWE (elettrolisi PEM di ITM) [71], facendo registrare una resa energetica complessiva (compreso il calore) rispettivamente del 95% e dell'86% (su base HHV). In aggiunta, nel progetto BioCat, caratterizzato da una sezione elettrolitica da 2 × 500 kW di AEL, forniti dalla Hydrogencis, sono state dimostrate le potenzialità unitamente alla fattibilità economica dell'integrazione sia dell'ossigeno che del calore di scarto, all'interno di un impianto di biogas [72].

Come introdotto in precedenza, la temperatura di esercizio della soluzione/solido elettrolita ha una forte influenza sul rendimento dello stack. Un aumento della temperatura corrisponde sia ad una riduzione della tensione della cella sia del consumo specifico di energia, di circa 0.01–0.1 V/10 °C e 0.02–0.24 kWh/Nm^3/10 °C, rispettivamente per gli AEL ed i PEMEL (in base alle curve I-U determinate a diverse temperature, reperite in letteratura.

Tuttavia, tale effetto benefico correlato alla temperatura di esercizio tende ad essere più contenuto a temperature più elevate. Infine, la pressione operativa ha solo una piccola influenza sulla prestazione dello stack, che verrà discussa nella prossima sezione dedicata.

Il confronto delle curve caratteristiche I-U dei SOEL risulta essere più difficile rispetto a quelle degli AEL e dei PEMEL. Da un lato, le curve I-U dei SOEL dipendono da ulteriori parametri operativi, come il tasso di conversione del vapore (questo è crescente per densità di corrente maggiori a una data portata di alimentazione, o tende a diminuire per portate di alimentazione crescenti ad un fissato valore di densità di corrente), composizione della carica (umidità, gas) e tipologia di soluzione per il venting sul lato dell'ossigeno ad alta temperatura [73–75]. D'altra parte, in alcuni casi si osservano delle differenze significative tra test a cella singola e stack assemblato, a causa dello stato tecnologico dei SOEL [76]. Per questo motivo, le curve I-U presentate in Fig. 2.7 hanno solo lo scopo di fornire un quadro orientativo della situazione, illustrando qualitativamente la variabilità delle prestazioni. Come si può vedere, la maggior parte delle celle ad ossido solido funziona con densità di corrente fino a 1 A/cm^2, principalmente a causa di problemi legati alla degradazione degli elettrodi. Fanno eccezione i risultati misurati dalla FuelCell Energy sul loro prodotto, che è in grado di operare fino a una densità di corrente superiore a 6 A/cm^2, sebbene i test a lungo termine siano stati eseguiti anche al di sotto di 1 A/cm^2. Tuttavia, questo mostra il potenziale dei SOEL a funzionare con tensione di cella termoneutrale e densità di corrente molto più elevate una volta ridotta la degradazione [44]. Diverse celle SOEL sono state utilizzate al di sotto della tensione di cella termoneutrale a causa della limitazione sopracitata della densità di corrente. Tuttavia, una tensione di cella termoneutrale di circa. 1.28 V a 700–900 °C rappresenta il punto tipico di funzionamento nominale di un SOEL. Ciò corrisponde ad un consumo specifico di energia di 3.1 kWh/Nm^3 o ad un rendimento del 98%, su base LHV. Inoltre, deve essere presa in considerazione l'alimentazione esterna di vapore, che può essere generata dall'integrazione del calore derivante da altri processi. L'efficienza complessiva, inclusa l'energia necessaria all'evaporazione dell'acqua, di un sistema SOEL ideale (senza perdite) è limitata all'84,6% su base LHV (100% su base HHV). Mathiesen et al. [77] hanno stimato che il rendimento di un sistema SOEL sia intorno al 76.8%, su base LHV, comprese le perdite (perdite del raddrizzatore, perdite di calore superficiale e riscaldamento ausiliario).

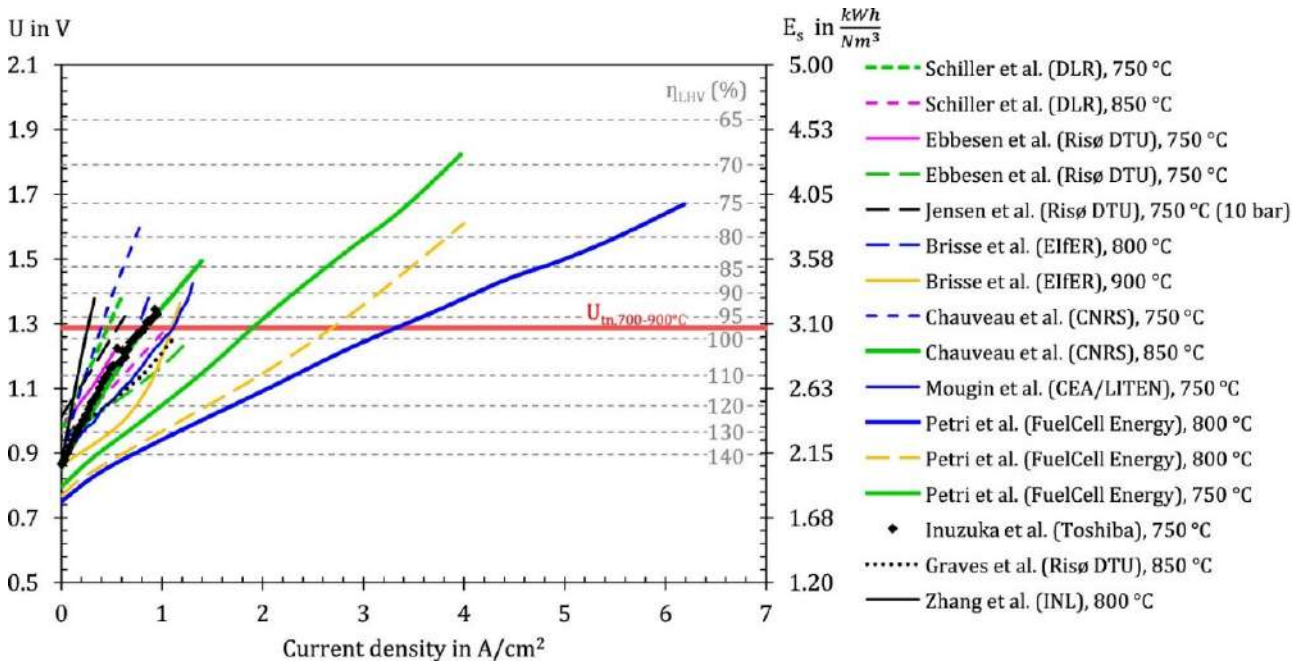


Fig. 2.7. Panoramica delle curve caratteristiche I-U dell'elettrolisi ad ossidi solidi. Fonti: [16,59–62]

Il consumo energetico specifico dell'intero sistema sviluppato dalla Sunfire, inclusa la purificazione del gas e la rettifica della corrente, è indicato in 3.7 kWh/Nm^3, che corrisponde ad un rendimento dell'81%, su base LHV [78].

La Fig. 2.8 mostra un riepilogo delle prestazioni dei diversi stack associati alle tecnologie AEL, PEMEL e SOEL sulla base delle curve caratteristiche I-U discusse in precedenza. È inoltre da sottolineare il fatto che il rendimento di ogni stack è stato calcolato riferendosi a determinate tensioni di cella, assumendo un'efficienza di Faraday pari al valore ideale del 100%. Dal confronto dei dati emerge chiaramente come le celle basate sulla tecnologia SOEL presentino il valore di rendimento più alto, mentre per le celle di tipo AEL e PEMEL tali valori risultano comparabili, sebbene la tecnologia PEMEL sia possibile raggiungere densità di corrente significativamente più elevate. Questo ultimo aspetto è da considerarsi fondamentale al fine di ottenere la riduzione dei costi di investimento, poiché a densità di corrente maggiori corrispondono maggiori produzioni di idrogeno per unità di superficie di cella; al contrario, cercando di aumentare il valore di rendimento è possibile tagliare in modo consistente i costi di esercizio delle sezioni elettrolitiche.

L'idrogeno, una volta prodotto, viene solitamente immagazzinato o utilizzato ad alta pressione in relazione all'uso finale cui è stato destinato. La opportunità di costruire macchine elettrolitiche operanti ad alta pressione, con il principale obiettivo di aumentare il rendimento e diminuire i costi di investimento e manutenzione, è stata ampiamente analizzata e discussa nella letteratura internazionale, spesso anche in modo controverso [83,84].

Da un certo punto di vista, la compressione dell'acqua in fase liquida è più semplice ed energeticamente più efficiente della compressione dei prodotti gassosi [131]; inoltre, il valore della pressione di esercizio ha solo una influenza marginale sulle prestazioni dell'elettrolizzatore nell'operare la reazione di *water splitting* [85,86].

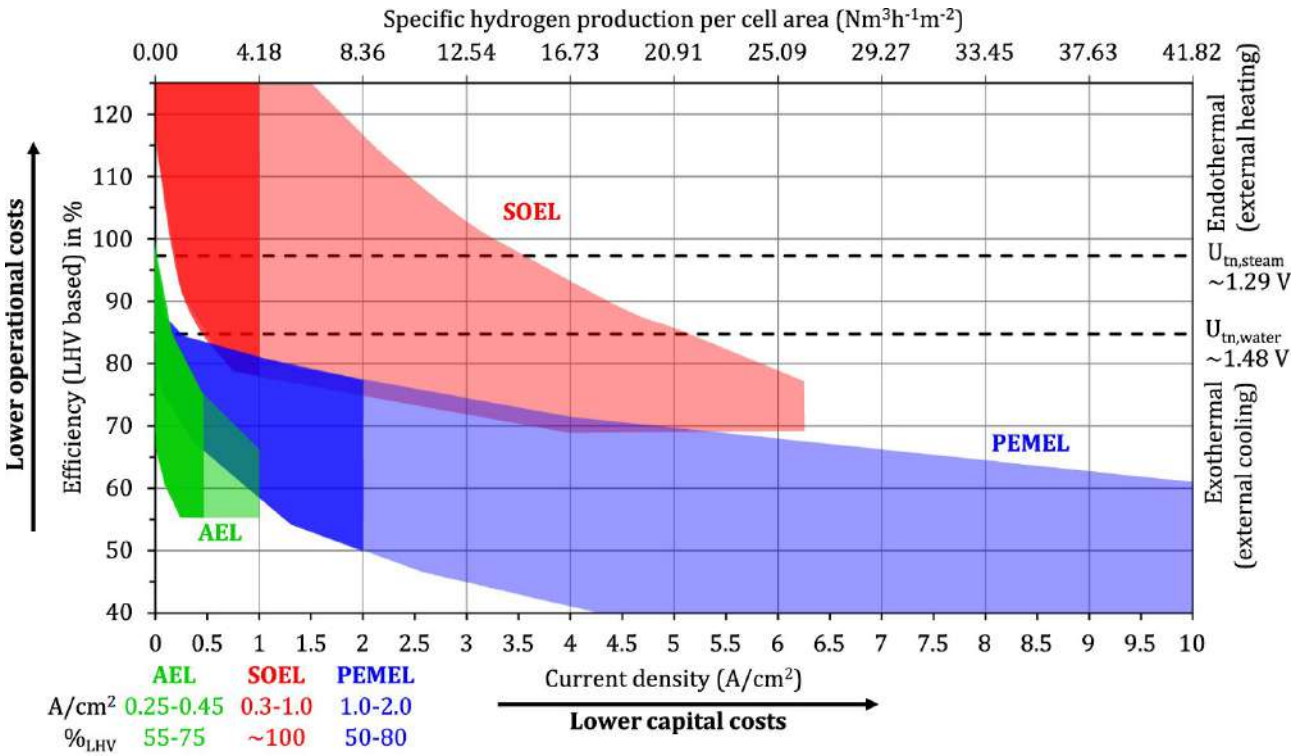


Fig. 2.8. Riepilogo del rendimento e della gamma operativa delle celle/stack di tipo AEL, PEMEL e SOEL. Fonti: [29,83].

Funzionamento in regime di alta pressurizzazione

Infatti, il funzionamento a pressione più elevata contribuisce ad aumentare leggermente il potenziale reversibile della cella (e quindi diminuisce l'integrazione di calore interno), provocando anche delle bolle di gas più piccole sulla superficie dell'elettrodo che favoriscono così la riduzione delle relative sovratensioni elettrodiche [18], [100]. A questo proposito, Ayers et al. hanno mostrato che aumentando la pressione da 14 bar a 165 bar si ottiene un incremento della tensione di cella inferiore a 50 mV (corrispondente a circa 0.1 kWh/Nm^3 in meno di consumo specifico). Sulla base di questi esperimenti, hanno calcolato che la compressione elettrochimica tramite un sistema PEMEL, progettato per funzionare fino a 70 bar, seguita da una compressione meccanica è energeticamente ottimale per una pressione di erogazione all'utilizzatore di 350 bar. Tuttavia, l'eliminazione del compressore a valle dell'elettrolizzatore aumenta l'affidabilità complessiva del sistema, limitando i costi di investimento e di manutenzione, soprattutto per i sistemi di piccola scala [87]. D'altra parte, l'aumento della pressione operativa cui avviene la reazione comporta una maggiore degradazione [88–90], una maggiore permeazione incrociata di idrogeno in ossigeno e di ossigeno in idrogeno, all'interno delle due semicelle di cui è formata la cella singola. Questa contaminazione incrociata conduce ad una riduzione del rendimento, ma cosa ancor più grave, comporta un serio problema di sicurezza (rischio di una miscela di gas infiammabile ed esplosiva) limitando, così, l'intervallo di operatività a carico minimo [91,92]. In aggiunta, possono verificarsi delle perdite di gas superiori, rispetto a condizioni operative più conservative. Per ovviare a questo ultimo inconveniente Grigoriev et al. hanno proposto di adottare membrane modificate (strato protettivo a bassa permeabilità, membrane più spesse), realizzate con una superficie posteriore platinata del collettore di distribuzione di corrente, oppure in alternativa, di integrare nel sistema un ricombinatore esterno di gas, di tipo catalitico, per evitare una contaminazione critica all'interno delle celle PEMEL. Inoltre, è utile

sottolineare che un elettrolizzatore ad alta pressione richiede dispositivi di sicurezza aggiuntivi, caratterizzati da specifiche tecniche molto più stringenti, il che comporta inevitabilmente maggiori costi di investimento e complessità nella sua architettura interna.

Di conseguenza, la pressione standard degli elettrolizzatori AEL e PEMEL di tipo commerciale è nella maggior parte dei casi inferiore a 30-50 bar (vedere Tab. 2.1). Tuttavia, è stato studiato anche il funzionamento ad altissima pressione, cioè a 5000–6500 psig (345–448 bar), per il riempimento diretto di auto ad idrogeno. Tale studio è stato condotto sia sull' elettrolisi alcalina, da parte della società Avalance LCC [87], sia sull'elettrolisi PEM dalle società Giner Inc. e Proton Onsite. Ciò rappresenta un'enorme sfida per gli elettrolizzatori AEL, in quanto il raggiungimento di un elevato grado di purezza del gas, che sia costante ed affidabile durante il funzionamento ad alta pressione, è un problema tecnico complesso, causato appunto da un elevato valore di permeazione incrociata [91]. Al contrario, Proton e Giner sono stati in grado di dimostrare un funzionamento molto affidabile degli elettrolizzatori PEMEL anche ad alti valori di pressione differenziale tra anodo e catodo, grazie ad un basso livello di permeazione attraverso la membrana di separazione. Infatti, il lato dove si produce idrogeno è stato esercito rispettivamente a 170 o 345 bar, mentre quello dell'ossigeno è stato mantenuto a pressione atmosferica.

Recentemente, è stato studiato da diversi gruppi di ricerca [93,94] anche il funzionamento pressurizzato di elettrolizzatori SOEL a pressioni fino a 15 bar. Tra questi, la Sunfire offre ad oggi un modulo commerciale in grado di operare, appunto, con vapore di acqua a 15 bar.

Gamme di capacità produttiva disponibili e realizzate

L'elettrolisi è stata spesso impiegata per la produzione di idrogeno in loco, su piccola scala in alcuni tipi di applicazioni industriali, come ad esempio per generatori raffreddati a idrogeno, semiconduttori e lavorazione nel comparto alimentare. D'altro canto, nel XX secolo sono stati costruiti alcuni impianti di fertilizzazione, basati su elettrolisi alcalina, su larga scala (100-200 MW) in aree remote, per fare fronte ad un'eccessiva fornitura di elettricità derivante da grandi impianti idroelettrici, in combinazione con una rete di distribuzione debolmente sviluppata. Esempi significativi sono gli impianti di Assuan (Egitto) nel 1960 (40.000 Nm^3/h, 288 elettrolizzatori, >200 MW_{el}), Nangal (India) nel 1961 (30.000 Nm^3/h), Glomfjord (Norvegia) nel 1949 (27.100 Nm^3/h), Rjukan (Norvegia) nel 1929 (27.900 Nm^3/h) e Kwekwe (Zimbabwe) nel 1974 (AEL pressurizzato, 21.000 Nm^3/h, 28 elettrolizzatori).

Lo stoccaggio dell'energia e l'utilizzo del carbonio catturato e sequestrato rappresentano, ad oggi, un vero e proprio mercato emergente per l'elettrolisi, che richiede capacità di installazione molto grandi (sistemi multi MW). I grandi impianti di elettrolisi nella gamma multi MW sono realizzati mediante la disposizione elettrica in parallelo di una moltitudine di sezioni elettrolitiche, generalmente alloggiate al chiuso. D'altra parte, diversi produttori di elettrolizzatori offrono unità "plug and play" in container da 20 piedi o 40 piedi che includono la purificazione dell'acqua, l'alimentazione elettrica, la purificazione dell'idrogeno ed il controllo del sistema fino a un tasso di produzione di idrogeno di 100–400 Nm^3/h (0.5– 2 MW).

Mentre gli stack per l'elettrolisi alcalina sono disponibili già da molto tempo su scala MW, negli ultimi anni la ricerca e lo sviluppo industriale si sono focalizzati sullo *scale-up* dell'elettrolisi PEM, guidato principalmente dalle applicazioni PtG e PtL. L'indagine di mercato indica che attualmente sono disponibili sistemi AEL fino a 6 MW (1400 Nm^3/h), sistemi PEM fino a 2 MW

(400 Nm^3/h) e sistemi SOEL nell'ordine delle poche centinaia di chilowatt. Inoltre, Siemens ha recentemente annunciato una nuova linea di prodotti con una capacità installabile in modalità *single-stack* di 6 MW da costruire nell'ambito del progetto H2Future [95]. Gli *stack* su scala MW sono forniti da 12 produttori di AEL e 3 produttori di PEMEL (Giner, Hydrogenics e Siemens). Inoltre, Proton Onsite e ITM offrono sistemi di elettrolisi PEM standardizzati su scala MW, costituiti da diversi stack in parallelo.

L'area attiva delle celle, la densità di corrente nominale ed il numero di celle determinano la velocità di produzione di un singolo stack. Attualmente, l'area attiva tipica della cella di un PEMEL (< 0.13 m^2 [96]) e di un SOEL (< 0.06 m^2 [97,98]) è di uno e due ordini di grandezza inferiore a quella realizzata per gli AEL (fino a 3–3.6 m^2) . Le densità di corrente nominale più elevate di PEMEL e SOEL, rispetto a quella applicata agli AEL, compensano in parte l'area inferiore delle celle.

La Figura 2.9 sintetizza i dati di una analisi condotta sulla tipologia di elettrolizzatori installati presso progetti pilota per applicazioni principalmente PtG e PtL realizzati nell'arco degli ultimi 30 anni. Dai risultati proposti nel grafico si evince chiaramente come in tempi recenti siano stati realizzati diversi impianti di potenza elettrica maggiore di 1 MW, con la tecnologia PEMEL, che raggiunge in numero quella AEL. Esempi rappresentativi di progetti basati sulla tecnologia PEMEL su larga scala sono l'Energiepark Mainz commissionato nel 2015 (DE, 6 MW, Siemens), WindGas Haßfurt nel 2016 (DE, 1.25 MW, Siemens) e WindGas Hamburg nel 2015 (DE, 1 MW, Hydrogenics); impianti pilota di tipo AEL su larga scala sono stati realizzati all'interno del progetto e-gas e power-to-gas di Audi a Werlte nel 2013 (DE, 6.3 MW, McPhy), dell'impianto commerciale George Olah Renewable Methanol a Svartsengi nel 2012, che è stato ampliato nel 2015 (IS, 6 MW, nd) ed infine, nell'impianto dimostrativo EON a Falkenhagen nel 2013 (DE, 2 MW, Hydrogenics). Il più grande impianto pilota fino ad oggi realizzato, che impiega elettrolizzatori SOEL è un sistema da 140 kW della Sunfire, consegnato al suo partner Boeing e commissionato presso un sito di test per microgrids della marina statunitense, nel 2016.

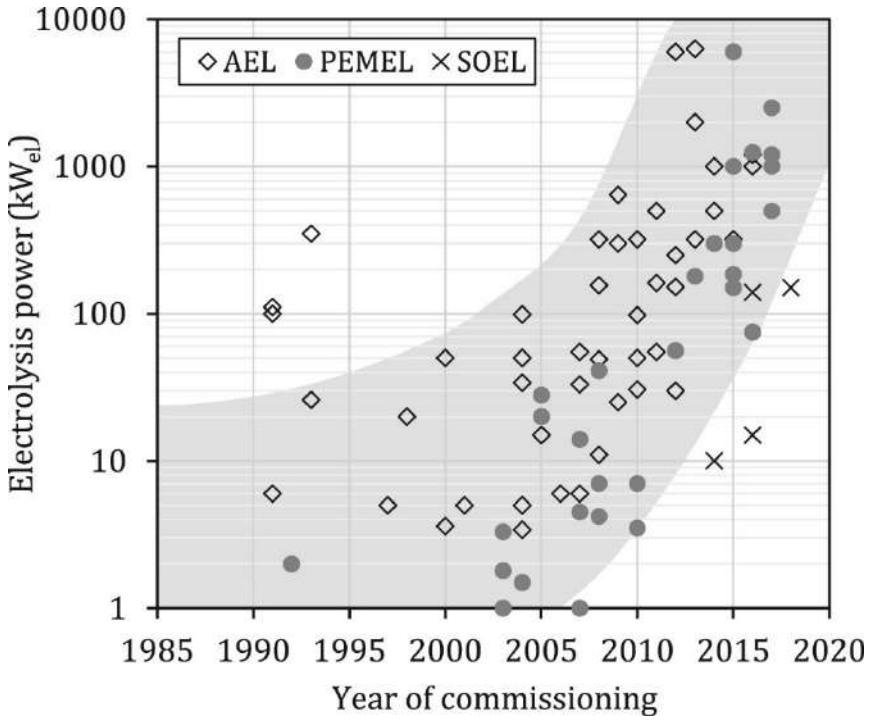


Fig. 2.9. Potenza delle sezioni di elettrolisi installate di impianti pilota PtG e PtL. Fonti: ([29,96,99,100]).

Flessibilità

Il funzionamento in regime transitorio della sezione elettrolitica, per reagire tempestivamente alle eventuali variazioni del prezzo dell'energia elettrica, è alla base delle strategie di accumulo che prevedono sia PtG che PtL. La flessibilità operativa solitamente è definita in relazione ad un intervallo di carico ricorrente (carico minimo e possibilità di sovraccarico), a rampe di discesa e salita del carico, al tempo di avviamento (caldo, freddo) ed alle perdite in *stand-by*. Tuttavia, secondo le società costruttrici di elettrolizzatori [101] è necessario fare un po' di chiarezza ed avere un comune accordo sull' uso della terminologia (*stand-by*, *idle*, *cold start*, *black start*, *warm start*). Di seguito, uno *warm-start* (avvio a caldo) è definito come l'avvio dalla modalità *stand-by* riscaldata oppure *idle* (inattiva), il che significa che il sistema viene mantenuto alla temperatura e pressione di esercizio, se necessario. Si definisce invece *cold start* l'avviamento a temperatura ambiente dopo un lungo periodo di inattività.

Modulazione del carico

In pratica, i sistemi di elettrolisi di grande taglia per applicazioni su grande scala sono costituiti da più elettrolizzatori in parallelo. Pertanto, è possibile variare il consumo energetico dell'intero sistema su un ampio intervallo, spegnendo opportunamente i singoli elettrolizzatori. Questo tipo di strategia consente di operare un frazionamento della capacità produttiva di tipo discreto, realizzando così una macro-modulazione.

Il carico minimo di un singolo elettrolizzatore AEL è limitato a valori variabili tra il 10–40% (principalmente 20–25% in base alla ultima colonna della Tab. 2.1) della produzione nominale di idrogeno, a causa della diffusione trasversale dell'idrogeno attraverso la membrana di separazione verso il lato dell'ossigeno, con conseguente formazione di miscela infiammabile a bassi tassi di produzione. In pratica, gli arresti di sicurezza avvengono con una contaminazione da idrogeno dell'1–2% vol. nel flusso di ossigeno, corrispondenti a circa il 25-50% del valore del LEL (Limite Inferiore di Infiammabilità), che è compreso tra il 4-6% vol. di H_2 in O_2, a seconda della temperatura e della pressione [91]. Inoltre, la contaminazione da gas disciolti nei flussi circolanti di elettrolita non è rilevante, a causa dell'interruzione della circolazione dell'elettrolita stesso per la rimozione del calore a carico parziale. Per quanto riguarda l'elettrolisi PEM, la maggior parte dei fornitori non indica alcun limite tecnico di carico minimo grazie alla bassa permeabilità dei gas attraverso la membrana. Tuttavia, ad alta pressione di esercizio (oppure a causa di membrane più sottili per migliorare le prestazioni) un PEMEL deve fare fronte anche ad una contaminazione critica del gas a bassi valori di densità di corrente. Diversi fornitori di PEMEL hanno pubblicizzato la possibilità di un funzionamento in sovraccarico. Tuttavia, questo dipende dalla definizione del carico nominale (quindi dalla densità di corrente nominale) e richiede che, sia l'alimentazione che la gestione termica vengano dimensionate per il carico massimo [102]. L'impatto del sovraccarico sulle prestazioni a lungo termine deve ancora essere studiato nel dettaglio dato che deve essere valutato l'aumento di degrado in corrispondenza di sovratensioni elevate.

Nel caso in cui si disponga di elettrolizzatori SOEL, è possibile implementare il funzionamento reversibile della macchina (ovvero farla operare come *Fuel Cell* per produrre corrente), consentendo un intervallo operativo compreso tra −100 e 100% [96]. Tuttavia, se la cella viene utilizzata al di sotto del valore del potenziale termoneutrale, è necessario fornire del calore

dall'esterno per impedire il raffreddamento dello stack. Infine, per il controllo della temperatura delle celle generalmente vengono integrati riscaldatori elettrici e raffreddatori ad aria [103].

2.3 Funzionamento in transitorio e capacità di bilanciamento della rete elettrica

In generale, i sistemi elettrolitici sono in grado di funzionare in modo molto dinamico, limitato principalmente dalla gestione del calore, dalla tensione massima del raddrizzatore di corrente e dai tempi di risposta dei componenti esterni [7], [37]. Il funzionamento dei sistemi PEMEL e AEL, una volta raggiunta la temperatura di esercizio nominale, è caratterizzato dalla possibilità di modulare la produzione di idrogeno rispetto alla richiesta anche in tempi molto brevi, che possono variare da meno di un secondo a pochi secondi. Ciò consente sia ai PEMEL che agli AEL di essere impiegati profittevolmente per il servizio di bilanciamento della rete elettrica.

Da quanto reperito in letteratura, gli elettrolizzatori PEMEL ed AEL si sono comportati in modo molto simile negli esperimenti di Power Quality per la regolazione della frequenza della corrente, condotti negli Stati Uniti dal NREL (National Renewable Energy Laboratory) [104].

I risultati mostrano che sia i PEM che gli elettrolizzatori alcalini sono in grado di aumentare o ridurre la potenza dello stack per fornire una risposta dinamica inferiore al secondo, che riduce la durata dei disturbi di frequenza in una microrete di prova. La Hydrogenics, che offre la tecnologia AEL e PEMEL, afferma che entrambe le tipologie di macchine possono reagire molto rapidamente (segnale di risposta di potenza < 1 s) per la stabilizzazione delle reti elettriche quando il sistema è in funzione, ma solo se alla temperatura di esercizio. Più nello specifico, la fattibilità della regolazione della frequenza è stata dimostrata operativamente dalla Hydrogenics mediante l'uso di un elettrolizzatore alcalino installato presso la Ontario Grid [105].

Invece, nell'ambito del progetto Thüga, l'elettrolizzatore PEM da 300 kW fornito dalla ITM è stato prequalificato per il bilanciamento della rete primaria in Germania, nel 2016 [106].

2.3.1 Cold e Warm start-up

Per ottenere un funzionamento che garantisca la piena flessibilità, gli elettrolizzatori PEMEL e AEL devono essere mantenuti in temperatura, in modalità *stand-by,* a causa delle loro prestazioni elettrochimiche inferiori nel ciclo a freddo e del tempo necessario per il riscaldamento. Inoltre, Reissner et al. hanno verificato che alcuni modelli alcalini di grandi dimensioni devono essere mantenuti al di sopra di una temperatura minima di soglia per garantire con continuità la tenuta stagna del blocco elettrolizzatore [154]. Per gli AEL, il tempo di avviamento a caldo, dalla modalità *stand-by* riscaldata e già pressurizzata, fino alla condizione di pieno carico è possibile entro 1–5 minuti [107], mentre sono sufficienti solo pochi secondi per i PEMEL . Riferendosi a macchine di taglia dell'ordine del MW, Siemens e Proton Onsite hanno reso noto che occorrono meno di 10 s dalla modalità inattiva o stand-by fino al pieno carico di esercizio.

La sezione di elettrolisi alcalina da 6 MW (3 × 2 MW) dell'impianto Audi e-gas Werlte viene mantenuta in temperatura, durante la fase di *stand-by,* attraverso l'integrazione di calore esterno, generato con un impianto a biogas e può essere avviata da 0 MW a 6 MW entro 4 minuti [108].

Jensen et al. riferiscono che gli elettrolizzatori costruiti dalla Lurgi, una volta pressurizzati possono essere spenti per un periodo fino a 4–6 ore senza perdere pressione, temperatura e senza ridurre la vita operativa.

Il tempo di riscaldamento dell'elettrolizzatore determina il tempo necessario per l'avviamento a freddo. Nel caso di un alcalino, è possibile, di solito, realizzare una variazione libera di potenza di esercizio al di sopra di una temperatura della soluzione di 50 °C. Il riscaldamento endogeno dell'elettrolizzatore, causato dalle perdite ohmiche interne, è limitato dalla corrente massima o dalla tensione massima erogate dal raddrizzatore, nonché dal livello di corrosione ad alte tensioni o densità di corrente. La tensione massima diventa particolarmente limitante a basse temperature di esercizio o di avviamento, poiché ciò comporta sovratensioni elevate durante l'questa fase. Pertanto, un avviamento a freddo determina tensioni di cella elevate a basse densità di corrente che limitano la potenza massima (P=U I) dell'elettrolizzatore all'inizio. Alcuni esperimenti di riscaldamento su un piccolo elettrolizzatore alcalino (Hydrogencis HySTAT-1 Nm^3/h, circa 5 kW) sono stati condotti da Dieguez et al., indicando tempi di riscaldamento di oltre 2 h, partendo da 20 °C per raggiungere 70 °C ad una densità di corrente massima di 0.4 A/cm^2. Al contrario, gli esperimenti di Zuberbühler et al. con un elettrolizzatore HySTAT-60 mostrano tempi di riscaldamento da 15 °C a 50 °C di 1.25 h, alla densità di corrente minima di 0.175 A/cm^2 e solo 24 minuti alla densità di corrente massima di 0.43 A/cm^2 (37 minuti da 15 a 70 °C).

In corrispondenza della massima densità di corrente, è stata ottenuta una rampa di riscaldamento di 1.5 K/min per uno stack con capacità di produzione uguale a 15 Nm^3/h, quindi per una macchina integrabile in sistemi di modesta grandezza.

Per gli impianti AEL industriali per applicazioni su larga scala e progettati per il funzionamento continuo, sono stati riportati tempi di riscaldamento minimi di almeno 2 ore. Secondo alcuni tecnici della Wasserelektrolyse Hydrotechnik, una riduzione del tempo di riscaldamento ad 1 h può essere conseguita attraverso l'integrazione di un sistema di riscaldamento ausiliario [37]. Per alcuni modelli alcalini commerciali, l'aumento di potenza è limitato a bassa temperatura per garantire da un lato la tenuta idraulica dello stack, dall'altro per ridurre al minimo lo stress meccanico subito dal sistema dovuto all'aumento progressivo della temperatura di esercizio.

Gli elettrolizzatori PEMEL hanno tempi di riscaldamento più brevi rispetto agli AEL a seguito del design più compatto, della capacità termica inferiore e in alcuni casi del valore della temperatura operativa di progetto inferiore [25], [97]. Nel progetto dimostrativo Don Chisciotte, ad esempio, le rampe termiche programmate sono di 0.3–1 °C/min, a seconda della corrente applicata; l'elettrolizzatore in questione è di tipo PEM con capacità produttiva di 30 Nm^3/h. Per questa macchina, i tempi di avviamento a freddo dichiarati, fino al raggiungimento del pieno carico sono nell'intervallo 5-10 minuti.

Un modulo SOEL deve essere mantenuto costantemente ad una temperatura molto elevata, nell'ordine dei 700–900 °C in modalità inattiva. Nel caso in cui ciò non fosse possibile, è purtroppo necessario un tempo di avviamento molto lungo per riscaldare il sistema ed evitare il rischio dell'insorgere di stress termico. La Sunfire afferma che è possibile un funzionamento flessibile della loro macchina, dall'1% al 100% del ca valore nominale in soli 15 minuti, ma quando il sistema si trova già alla temperatura di progetto. La Sunfire [109], così come la Haldor Topsoe [49] e la Fuel Cell Energy hanno presentato esperimenti relativi a cicli di carico di celle ad ossidi solidi reversibili (da -100 a 100%) i cui risultati hanno mostrato solo una leggero livello di degradazione (0.06%/ciclo). Altri autori come Petipas et al. [110]hanno invece mostrato che un SOEC può essere esercito anche

in modalità *on-off* senza un aumento significativo dei tassi di degradazione. Tuttavia, occorre tenere presente che gli esperimenti di funzionamento dinamico su delle celle SOEL, riportati dalla letteratura, si basano su banchi di prova da laboratorio, il cui scopo finale è stato quello di analizzare l'impatto sulla degradazione cellulare.

Per queste motivazioni, è possibile considerare il funzionamento in transitorio di un sistema SOEL decisamente più complesso da realizzare, principalmente a causa della maggiore difficoltà nella gestione termica dell'intero sistema, compreso il recupero del calore.

2.3.2 Perdite energetiche durante lo stand-by

Le perdite dovute al funzionamento dinamico delle unità di elettrolisi derivano principalmente da:

• Spurgo dei compartimenti dei gas, dopo un lungo periodo di inattività, per motivi di sicurezza (questo è particolarmente rilevante per gli elettrolizzatori alcalini pressurizzati);

• Applicazione di una corrente di protezione in *stand-by* per evitare il degrado;

• Riscaldamento opzionale, in modalità *stand-by*, per garantire un rapido tempo di reazione.

Soprattutto nel caso dei SOEL, ciò che risulta essere maggiormente dispendioso in termini energetici è il mantenimento del sistema in condizioni di alta temperatura, dato che queste macchine non necessitano di una corrente di protezione.

A seconda del potenziale di attivazione dell'elettrodo, la corrente di protezione è generalmente necessaria per gli AEL nella modalità *stand-by* [111]. In riferimento al progetto Res2H2, è stato riportato dalla Casale Chemicals come l'applicazione di una corrente di protezione, responsabile di un consumo di circa 0.35 kW, per un elettrolizzatore da 25 kW, sia fortemente raccomandata. Tuttavia, dalle misure eseguite in campo, non è stato apprezzato alcun degrado significativo dopo due anni di funzionamento in modalità intermittente, senza applicare la corrente di protezione consigliata, grazie all' uso di elettrodi particolarmente pretrattati, resistenti alla corrosione.

Zuberbühler et al. invece, hanno verificato che l'elettrolizzatore alcalino Hydrogenics HySTAT è in grado di mantenere la pressione, in modalità *stand-by*, per diversi giorni (e anche settimane) consentendo di compiere avviamenti senza dover ricorrere ad alcun precedente spurgo di gas inerte dei condotti.

Secondo quanto riportato dalla Siemens, per la loro tecnologia PEMEL non è richiesto alcun flussaggio di gas inerte, nessuna corrente di protezione e nessun preriscaldamento, mentre per le macchine della Areva H2Gen è stato possibile riscontrare una perdita di pressione di soli 2.5 bar, in più di 12 ore, per dei PEM pressurizzati a 35 bar e mantenuti in modalità stand-by riscaldato.

2.3.3 Vita Utile

Per quanto riguarda la durata nel tempo di un elettrolizzatore, è necessario fare una distinzione tra lo stack ed il resto dei componenti che costituiscono il sistema. Generalmente, la macchina, considerata nella sua totalità, ha una durata di circa 20 anni [59] nel caso delle tecnologie SOEL e PEMEL; è possibile giungere anche a valori massimi dichiarati di 30-50 anni per elettrolizzatori AEL eserciti il più possibile in regime stazionario. L'incremento progressivo delle sovratensioni, ovvero la

diminuzione nel tempo del rendimento derivante dal degrado delle celle, determina la durata dello stack, che spesso viene valutata in base ad una percentuale di soglia fissata a priori e ritenuta (ad esempio perdita di efficienza inferiore al 10% dopo 60,000 h). Pertanto, si è visto che una sostituzione o una revisione parziale dello stack è in genere necessaria dopo 8-15 anni per la tecnologia AEL. Dagli studi condotti da Felgenhauer e Hamacher [162] è emerso che è possibile registrare una durata dello stack variabile tra le 55,000-96,000 ore, con una penalizzazione del rendimento dello 0.25-1.5%/anno, sulla base dell'analisi condotta su 11 sistemi AEL commerciali. La ELB fornisce come dato di usura un degrado della tensione su base annuale di 10-15 mV (circa 1–2 μV/h corrispondente a 0.5–1%/anno di riduzione del rendimento). I produttori di PEMEL, invece, riportano un valore della vita utile compresa tra 60,000 e 100,000 ore [112]. Il tasso di degradazione della tensione è inferiore a 4–8 μV/h, in linea con quanto sostenuto da Felgenhauer e Hamacher, i quali hanno anche identificato una penalizzazione del rendimento, su base annuale, dei PEMEL che si attesta tra 0.5–2.5%/anno. In sintesi, gli AEL ed i PEMEL raggiungono una durata dello stack comparabile, sebbene questi ultimi tendano ad avere tassi di degradazione leggermente più elevati.

La degradazione della tensione si traduce effettivamente in una riduzione del valore di rendimento medio misurabile nel corso della vita tecnica di un elettrolizzatore. Supponendo di avere una tensione di cella di 1.9 V (ηLHV = 66.0%), ed una degradazione lineare della tensione pari a 2–4 μV/h, su una durata di 80,000 h, si ottiene, alla fine del periodo considerato, una tensione di cella di 2.06–2.22 V (ηLHV = 56.5–60.9%), il che corrisponde a circa 5-10% punti percentuali di rendimento in meno rispetto al valore riscontrabile nella prima installazione. Pertanto, è possibile verificare un rendimento medio del 61.2–63.5%, ovvero il 3-5% in meno rispetto ai valori di certificazione.

Contrariamente a quanto visto per gli elettrolizzatori AEL e PEMEL, nel caso dei SOEL ad oggi è solo disponibile una esperienza limitata circa il comportamento a lungo termine, basata principalmente su verifiche condotte su SRU (unità singole ripetute), singole celle o *short stack* (< 10 celle). La maggior parte dei test di durabilità riportati in letteratura sono inferiori a 5,000 h. L'esperimento più lungo di cui si ha notizia è dell'ordine delle 16,000 ore ed è stato condotto presso l'Istituto Europeo per la Ricerca Energetica (EIFER) nell'ambito del progetto SUNFIRE. La velocità di degradazione media in questi test a cella singola è risultato inferiore allo 0.6%/1,000 h (< 7.3 μV/h) con densità di corrente fino a 0.9 A/cm^2 (T = 847 °C, conversione del vapore 51%). Questo risultato rientra nell'intervallo dei valori più bassi disponibili per i SOEL e comunque molto vicino ai tassi di degradazione dei PEMEL. All'inizio della vita, la cella funziona al di sotto del potenziale termoneutrale, a 1.185 V (determinata dalla densità di corrente applicata di 0.9 A/cm^2).

In base al tasso di degradazione dichiarato, si può calcolare la tensione termoneutrale da raggiungere dopo 17,000 h di funzionamento. Ipotizzando un identico fattore di degrado all'interno dello *stack*, ciò corrisponde a circa due anni di funzionamento senza alcun aumento del consumo elettrico complessivo. Il crescente consumo dello *stack* è compensato da una ridotta richiesta di riscaldamento elettrico per mantenere la sua temperatura. Sia la Topsoe Fuel Cell, che la H2Logic e la Riso DTU sono concordi nel determinare una durata dello stack, allo stato dell'arte odierno, di 8,000 h per i SOEC, come riportato nel report del progetto planSOEC [113].

Facendo riferimento ad una review scientifica condotta da Mougin [76], avente ad oggetto i risultati di durabilità ed affidabilità delle macchine, gli attuali tassi di degradazione degli elettrolizzatori SOEC si attestano principalmente nell'intervallo 0.4–6%/1,000 h, a temperature operative di 650–850 °C e densità di corrente di 0.26–1 A /cm^2. La FuelCell Energy ha invece

riscontrato degradazioni, per celle con un'area attiva di 81 cm^2 e 550 cm^2, dello 0.7% e 3%/1,000 h (9 e 33 μV/h) ad una densità di corrente di 0.5 e 0.36 A/cm^2. Nel lavoro pubblicato da Ebbesen et al. [77], gli autori definiscono il funzionamento al di sotto di 1 A/cm^2 come condizioni abbastanza blande. Pertanto, questo valore rappresenta finora la soglia limite della densità di corrente per mantenere moderati i tassi di degradazione.

Le condizioni operative hanno un impatto molto significativo sul degrado. Generalmente, la degradazione aumenta in corrispondenza di densità di corrente più elevate, così come all'aumentare della temperatura. In aggiunta, nel caso dei SOEL, la degradazione tende ad aumentare anche con concentrazioni crescenti di vapore e quindi con maggiori tassi di conversione dello stesso.

Per quanto riguarda le applicazioni associate al PtG o PtL, è stato per molto tempo di comune opinione che, l'impatto sulla durata, del funzionamento in forte regime transitorio sia stato da considerarsi rilevante. Tuttavia, da studi più recenti, diversi produttori hanno riferito che il ciclo di carico non ha effetti così significativi sulla durata dei PEMEL. Allo stesso di tipo di conclusione si è giunti anche nel caso dei sistemi SOEL, sebbene ci si sia basati solo sui primi esperimenti condotti su celle elementari. Tuttavia, le recenti indagini di Rakousky et al. hanno confermato che la degradazione dei PEMEL può essere ridotta anche mediante un funzionamento intermittente [114]. Si è infatti scoperto che la variazione della densità di corrente ha un effetto positivo sulla durata, poiché consente il recupero del degrado delle parti coinvolte se il sistema lavora in modalità reversibile. Tuttavia, cicli di breve durata, con intervalli di 10 minuti mostrano una degradazione maggiore rispetto a quelli più lunghi caratterizzati, ad esempio da intervalli di 6 h.

Da esperimenti condotti dalla Sunfire, per il funzionamento reversibile dei SOEL, è stato osservato un tasso di degradazione per ciclo dello 0.06%/ciclo (-0.38/+0.31 A/cm^2), mentre di circa lo 0.02%/ciclo (0.03 mV/ciclo a +/- 0.3 A/cm^2) dai dati elaborati dalla FuelCell Energy.

Alla luce di quanto fino ad ora descritto, gli effetti del funzionamento in regime transitorio sulla durata dello stack e dell'intero sistema non sono stati ancora ben quantificati. Di conseguenza, risultano ancora necessari studi sistematici per individuare il reale impatto dei parametri operativi sulla durabilità e per comprendere appieno i vari meccanismi di degrado.

2.4 Costi di investimento e manutenzione

La sola sezione di elettrolisi rappresenta solitamente una parte importante dei costi di investimento per la realizzazione di un impianto PtG o PtL. In questo paragrafo vengono presentati i costi tipici associati alle tecnologie di produzione fin qui trattate, che sono stati anche alla base delle valutazioni previsionali sul futuro valore degli investimenti nel settore idrogeno, divulgate dalle maggiori agenzie internazionali, come la IEA e l'IRENA.

In accordo a quanto riportato dalla E4tech, è necessario precisare che i costi di capitale che vengono normalmente tenuti in conto, includono lo stack dell'elettrolizzatore, i separatori acqua/gas, il sistema di essiccazione del gas (purezza H_2 superiore al 99.4%), la gestione dell'acqua demineralizzata e della soluzione elettrolitica bifasica (AEL), il controllo automatico del sistema e la sua alimentazione, ma escludono l'installazione, la connessione alla rete, la compressione esterna, la purificazione e lo stoccaggio dell'idrogeno.

I valori forniti da Felgenhauer e Hamacher [112] si basano su 16 diverse quotazioni richieste ad alcuni dei produttori di elettrolizzatori ed includono tutti i componenti ausiliari necessari, come

trattamento dell'acqua di alimentazione, sistema di raffreddamento, purificazione dell'idrogeno per raggiungere un grado di purezza superiore al 99.999%, spedizione e consegna, opere civili/locali tecnici ed l'installazione "chiavi in mano". Altri autori come Smolinka et al. hanno supposto che i costi aggiuntivi per l'installazione ed il trasporto ammontino a circa il 10% dei costi di acquisto della macchina. Un riassunto dei costi di investimento per l'acquisto di elettrolizzatori AEL e PEMEL è stato elaborato per via grafica nella Fig. 2.10.

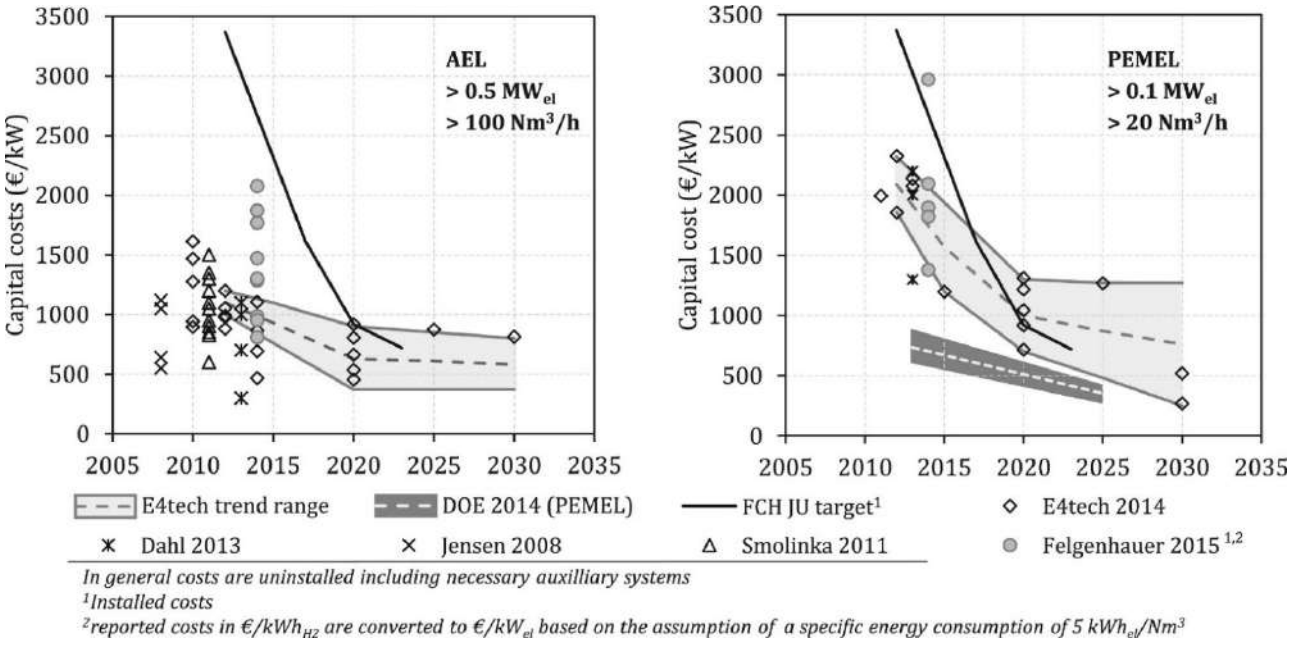


Fig. 2.10. Costi di capitale, tendenza futura prevista ed obiettivi per i sistemi AEL e PEMEL. Fonti: [29,115].

I costi dell'installato per la tecnologia AEL su larga scala, ovvero per potenze superiori a 500 kW, oscillano, attualmente, nell'intervallo 800-1,500 €/kW_{el}, mentre quelli associati al successivo *decomissioning* risultano essere leggermente inferiori, tipicamente nell'intervallo 700–1,300 €/kW_{el}. Invece, i costi di investimento dei sistemi PEMEL sono quasi il doppio dei precedenti, con dei costi di disinstallazione stimati che vanno da 1,300 a 2,200 €/kW_{el}.

L'effetto delle economie di scala è generalmente limitato per i sistemi di elettrolisi. Infatti, la producibilità oraria dell'idrogeno, e quindi la taglia della macchina, dipendono linearmente dalla superficie attiva della cella elettrolitica, mentre i costi specifici degli ausiliari tendono a pesare sempre meno sul costo finale di costruzione del dispositivo al crescere della scala. Le Indagini di mercato sugli AEL indicano che un significativo effetto di scala è riscontrabile solo per macchine di capacità inferiori ai 0.5 MW (100 Nm^3/h) e che ulteriori riduzioni dei costi, al di sopra di questa soglia, sono basse. Tuttavia, la Proton Onsite riporta che uno *scale-up* del proprio sistema PEMEL, da 0.5 a 2 MW, quasi dimezza i costi specifici per kW, sebbene la linea di tendenza della funzione dei costi si appiattisca sopra i 0.5 MW.

Nel prossimo futuro, ci si aspetta una riduzione dei costi derivante dalla costruzione di un numero di unità maggiore rispetto a quello disponibile oggi sul mercato, dallo sviluppo della *supply chain* per gli usi finali dell'idrogeno, dai miglioramenti nei processi tecnologici di produzione (aumento dell'automazione) e dalle innovazioni tecniche.

Vengono spesso citate la riduzione dei costi di capitale, grazie all'aumento dei valori della densità di corrente, e la riduzione dei costi operativi per mezzo di un maggiore rendimento a temperature di esercizio più elevate. Tuttavia, deve essere tenuto in conto anche l'impatto sulla durata e sul degrado delle prestazioni. La formazione di bolle di gas limita la densità di corrente degli AEL, poiché riduce l'area effettiva dell'elettrodo attivo. Per superare questo inconveniente sono necessari lo sviluppo di catalizzatori caratterizzati da valori di corrente di scambio più elevati, e l'applicazione di un design più avanzato delle celle, come ad esempio le configurazioni *zero-gas*.

Gli elettrolizzatori PEMEL hanno effettivamente il potenziale di ridurre sensibilmente i costi, grazie al fatto che, aumentando le superfici delle celle si riduce il materiale di scarto, è possibile limitare il contenuto di metalli nobili presenti negli elettrodi, ed utilizzare materiali alternativi sia per la membrana che per le piastre del campo di flusso.

Nello studio della E4tech [4], le linee di tendenza della riduzione dei costi sono state derivate sulla base delle consultazioni con vari *stake-holders*. A medio termine era stata prevista una riduzione dei costi degli AEL a circa 630 €/kW entro il 2020, parzialmente disattesa anche a causa della pandemia, e 580 €/kW entro il 2030 (caso centrale). Si prevede poi, che i costi dei sistemi PEMEL non ancora messi in opera scendano a 1,000 €/kW entro il 2022 e 760 €/kW entro il 2030.

A causa del persistente status pre-commerciale degli elettrolizzatori SOEL, c'è un alto livello di incertezza sui costi di investimento. E4Tech [4] aveva considerato dei costi previsti di commercializzazione di 2,000 €/kW_{el} tra il 2012 e il 2020, 1,000 €/kW_{el} tra il 2020 e il 2030 e 300 €/kW_{el} a lungo termine. Un precedente rapporto del DOE (US Depertment of Energy) [116] aveva ipotizzato anche i costi di *decomissioning* nell'ordine di 640 €/kW_{el} nel 2014 ed inferiori a 340 €/kW_{el} entro il 2025, nel caso di un impianto centralizzato di grandi dimensioni (50,000 kg/giorno).

Il costo operativo annuo, inclusivo della manutenzione programmata e straordinaria, nonché delle revisioni periodiche (esclusa l'elettricità) sono spesso forniti, in base ad una percentuale della spesa in conto capitale iniziale (CAPEX). Lo studio E4tech riporta valori annuali di OPEX (spese operative) pari al 2-5% del valore del CAPEX, senza distinzione tra le diverse tecnologie [4].

Sulla base dei dati forniti da Felgenhauer e Hamacher il valore degli OPEX per gli elettrolizzatori alcalini varia in una banda abbastanza ampia, pari al 2-6% del CAPEX in funzione del costruttore e della tipologia di servizio manutentivo offerto. Nel caso dei sistemi PEMEL si ha una banda di variazione leggermente più stretta, cioè 3-5% del CAPEX all'anno. Tuttavia, ciò si traduce comunque in dei costi O&M più elevati per gli elettrolizzatori PEMEL, rispetto agli AEL, a causa del loro maggior costo iniziale. Inoltre, i valori di OPEX specifici, ovvero normalizzati per la capacità installata, mostrano un andamento simile a quello del CAPEX, che tende a diminuire con le dimensioni del sistema elettrolitico.

	AEL	PEMEL	SOEL
Operation parameters			
Cell temperature (°C)	60–90	50–80	700–900
Typical pressure (bar)	10–30	20–50	1–15
Current density (A/cm^2)	0.25–0.45	1.0–2.0	0.3–1.0
Flexibility			
Load flexibility (% of nominal load)	20–100	0–100	−100/+100
Cold start-up time	1–2 h	5–10 min	hours
Warm start-up time	1–5 min	< 10 s	15 min
Efficiency			
Nominal stack efficiency (LHV)	63–71%	60–68%	100%[a]
...specific energy consumption (kWh/Nm^3)	4.2–4.8	4.4–5.0	3
Nominal system[b] efficiency (LHV)	51–60%	46–60%	76–81%
...specific energy consumption (kWh/Nm^3)	5.0–5.9	5.0–6.5	3.7–3.9
Available capacity			
Max. nominal power per stack (MW)	6	2	< 0.01
H_2 production per stack (Nm^3/h)	1400	400	< 10
Cell area (m^2)	< 3.6	< 0.13	< 0.06
Durability			
Life time (kh)	55–120	60–100	(8–20)[c]
Efficiency degradation (%/a)	0.25–1.5	0.5–2.5	3–50
Economic parameter			
Investment costs (€/kW)	800–1500	1400–2100	(> 2000)[c]
Maintenance costs (% of investment costs per year)	2–3	3–5	n.a.

[a] Operating at thermoneutral voltage.
[b] Including auxiliaries and heat supply (SOEL).
[c] High uncertainty due to pre-commercial status of SOEL.

Tab. 2.2. Sommario dei parametri dello stato dell'arte sulle tecnologie di elettrolisi

2.5 Tecnologia e problemi di costo associati all'elettrolisi convenzionale

Durante il processo di *water splitting*, l'ossigeno prodotto all'anodo è frequentemente a contatto con l'aria. L'elettrolita liquido alcalino maggiormente usato è l'idrossido di potassio (KOH) ed è altamente sensibile alla CO_2 nell'aria ambiente [117–119]; gli ioni ossidrile reagiscono con la CO_2 per formare il carbonato di potassio K_2CO_3 [120]:

La formazione di K_2CO_3 riduce le prestazioni dell'elettrolisi alcalina e ciò è dovuto a diversi fattori che possono essere riassunti brevemente come segue:

1. Questa reazione riduce il numero di ioni ossidrile presenti nell'anolita che sono necessari per il verificarsi della reazione anodica [121].

2. Riduce anche la conduttività ionica dell'elettrolita a causa della modifica della composizione dell'elettrolita.

3. Il K_2CO_3 precipita nei pori dello strato di diffusione del gas (GDL), bloccando il trasferimento ionico [122,123].

Pertanto, le prestazioni complessive dell'elettrolisi sono ridotte quando si utilizza una soluzione liquida di KOH come elettrolita. Inoltre, l'idrogeno è immagazzinato ad alta pressione nel compartimento del catodo, cosa non possibile con KOH liquido [124–126].

D'altra parte, sebbene l'elettrolisi PEM sia molto efficiente, la membrana di Nafion, utilizzata in questo tipo di elettrolisi, è altamente acida (equivalente al 10-20% di acido solforico H_2SO4) [127], limitando, quindi, la scelta del materiale catalizzatore adatto ai metalli nobili [127–129].

Le membrane a base di Nafion comunemente utilizzate nell'elettrolisi PEM sono molto costose. Inoltre, la conduttività della membrana viene influenzata negativamente dal rilascio di impurità dall'acqua di alimentazione nel vano catodico. Le impurità poi si legano ai siti attivi della membrana che è impaccata insieme agli elettrodi nel cosiddetto gruppo MEA [130–132]. Inoltre, i materiali costitutivi gli stack sono più costosi di quelli impiegati nell'elettrolisi alcalina.

Negli ultimi anni sono state sviluppate le cosiddette membrane polimeriche a scambio anionico (AEM) per applicazioni di sistemi elettrochimici, offrendo numerosi vantaggi sia per la tecnologia PEMEL che per quella alcalina, nonché per le celle a combustibile [133].

Fino ad oggi le AEM sono state utilizzate quasi esclusivamente per la costruzione di celle a combustibile di tipo alcalino ma non per gli elettrolizzatori [134,135]. La principale differenza tra l'elettrolisi alcalina e quella AEM consiste nella sostituzione del diaframma convenzionale con una nuova membrana anionica, per realizzare comunque un processo elettrolitico di natura basica, e quindi non acida come nei PEM. Questa nuova tipologia di elettrolisi presenta i seguenti punti di forza:

1. Come catalizzatore viene utilizzato un catalizzatore costituito da un metallo di transizione al posto di un metallo nobile (metallo del gruppo del platino; PGM).

2. Solo dell'acqua distillata oppure una soluzione basica a bassa concentrazione possono essere utilizzate come elettrolita, al posto del tradizionale KOH concentrato.

3. La nuova membrana, contenente i gruppi di scambio ionico di ammonio quaternario, è decisamente meno costosa delle membrane costruite a base di Nafion.

4. L'interazione tra la CO_2 e le AEM è bassa a causa dell'assenza di ioni metallici in questa nuova tipologia di membrane.

5. Inoltre, l'assenza di un elettrolita liquido corrosivo, si traduce sostanzialmente nell'assenza di perdite, nel miglioramento della stabilità volumetrica, in una facilità di manipolazione per le operazioni di messa a punto e manutenzione, nonché nella riduzione delle dimensioni e del peso dell'elettrolizzatore.

Nel complesso, è possibile sostenere che la tecnologia AEM possiede tutti i requisiti per essere considerata più a basso costo delle altre ed altamente stabile per la produzione di idrogeno [136], e quindi molto promettente per una riconversione industriale legata all'economia dell'idrogeno, con particolare riferimento al settore produttivo. Settore che potenzialmente potrebbe fornire grandi opportunità di lavoro e formazione di mano d'opera

altamente specializzate (vedi seguito). Naturalmente questi aspetti devono essere affrontati con tempi certi per essere coerenti con il processo di decarbonizzazione.

Nelle Tab. 2.3 e 2.4 sono stati riportati in modo sinottico specifiche, vantaggi e svantaggi delle principali tecniche di produzione, comparate con l'elettrolisi AEM.

	Alkaline [49,50]	**PEM** [49,50]	**AEM** [49,74]
Electrolyte	20–30% KOH	PFSA	QAPS
Charge carrier	OH^-	H^+	OH^-
Temperature range (°C)	65–100	70–90	50–70
Typical Discharge H_2 pressure (bar)	25–30	30 – 80	~ 30
Separator	Asbestos, PAM[a], ZrO_2–PPS[b], NiO, Sb_2O_5–PS[c]	PFSA(e.g., Nafion)	QAPS(e.g., A–201)
OER catalyst	Ni_2CoO_4, La–Sr–CoO_3, Co_3O_4	Ir/Ru oxide	Co_3O_4
HER catalyst	Ni	Platinum	CeO_2-La_2O_3
Typical current collector	Ni	Titanium	Ni
Cell sealant	Metallic	Synthetic rubber or fluoroeleastomer	Synthetic rubber or fluoroeleastomer
Anodic reaction	$2OH^- \rightarrow H_2O + ½O_2 + 2e^-$	$2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$	$2\,OH^- \rightarrow H_2O + ½O_2 + 2e^-$
Cathodic reaction	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$
Conventional current density (mA cm^{-2})	200 – 500	800 – 2500	200 – 500
Demonstrated durability (h)	100 000	100 000–50 000	NA
Hydrogen purity (vol%)	99.3–9.99	99.9999	99.99
Typical current efficiency	50–70.8	48.5–65.5	39.7
Demonstrated rated production(N $m^3 h^{-1}$)	1–760	0.265 – 30	0.25–1
Specific energy consumption (kW h N m^{-3})	4.5–7.5	5.8–7.3	5.2–4.8
Demonstrated rated power (kW)	2.8–3534	1.8–174	1.3–4.8
System cost (€ kg^{-1})	1300–800	2000–1200	NA
Technology status	Mature	Mature for small scale	R & D

Abbreviations:
a Polysulphone-bonded polyantimonic acid.
b ZrO_2 on polyphenylsulphone (PPS).
c Polysulphone impregnated with Sb_2O_5 polyoxide.
PFSA – perflurosulfonated acid.
QAPS – quaternary ammonia polysulfone.
OER – Oxygen evolution reaction.
HER – Hydrogen evolution reaction.
NA- Not available.

Tab. 2.3. Confronto delle principali tecnologie di elettrolizzatori con quelli AEM

Alkaline	**PEM**	**AEM**
	Advantages	
Mature technology	Higher performance	Non-noble metal catalyst
Non-PGM catalyst	Higher voltage efficiencies	Noncorrosive electrolyte
Long term stability	Good partial load	Compact cell design
Low cost	Rapid system response	Low cost
Megawatt range	Compact cell design	Absence of leaking
Cost effective	Dynamic operation	High operating pressure
	Disadvantages	
Low current densities	High cost of components	Laboratory stage
Crossover of gas	Acidic corrosive components	Low current densities
Low dynamic	Possible low durability	Durability
Low operating pressure	Noble metal catalyst	Membrane degradation
Corrosive liquid electrolyte	Stack below Megawatt range	Excessive catalyst loading

Tab. 2.4. Vantaggi e svantaggi degli elettrolizzatori AEL, PEM e AEM

Tutto ciò premesso, sfortunatamente l'elettrolisi AEM è una tecnologia ancora in via di sviluppo nel senso che non sono ancora disponibili sul mercato sistemi consolidati di grande taglia per applicazioni massive di produzione di idrogeno. Vale la pena sottolineare che molti organismi di ricerca ed università sono attivamente coinvolte in questa opera di sviluppo, sospinte principalmente

dalla possibilità effettiva di contenere i costi e di ottenere elevate prestazioni. Tuttavia, essendo di fatto una tecnologia di frontiera, le informazioni a disposizione sono ancora limitate, tanto che la letteratura scientifica in materia si riduce a poco meno di due decine di pubblicazioni.

L'elettrolisi AEM richiede ancora ulteriori indagini nei seguenti ambiti: efficienza energetica, stabilità della membrana e del catalizzatore, parametri operativi di funzionamento, semplicità di gestione e riduzione del costo delle celle.

2.6 Principio di funzionamento di base dell'elettrolisi con membrana a scambio anionico

La Fig. 2.11 illustra il processo elettrolitico AEM e le sue componenti. Un alimentatore esterno è collegato all'anodo e al catodo per fornire un'alimentazione in corrente continua. La reazione complessiva consiste in due reazioni contemporanee che avvengono nelle due semicelle: la reazione di evoluzione dell'idrogeno (HER) e la reazione di evoluzione dell'ossigeno (OER). L'acqua viene fatta circolare attraverso il lato dell'anodo, dove viene ridotta per formare ioni idrogeno ed ossidrile mediante l'aggiunta di due elettroni. Gli ioni ossidrile diffondono attraverso l'AEM verso la sezione anodica grazie alla forza di attrazione positiva dell'anodo, mentre gli elettroni vengono trasportati all'anodo attraverso il circuito esterno. Nella camera dell'anodo, gli ioni ossidrile si ricombinano, formando acqua ed ossigeno e perdendo elettroni. L'ossigeno si forma sotto forma di bolle e viene rilasciato dalla superficie dell'anodo. Entrambe le reazioni nelle semicelle richiedono attività catalitica per formare e rilasciare i rispettivi gas dalle superfici degli elettrodi. Si applicano pertanto le seguenti semi reazioni [127]:

$$4H_2O + 4e^- \rightarrow 2H_2 + 4OH^- \quad Catodo \tag{2.7}$$

$$4OH^- \rightarrow O_2 + 2H_2O + 4e^- \quad Anodo \tag{2.8}$$

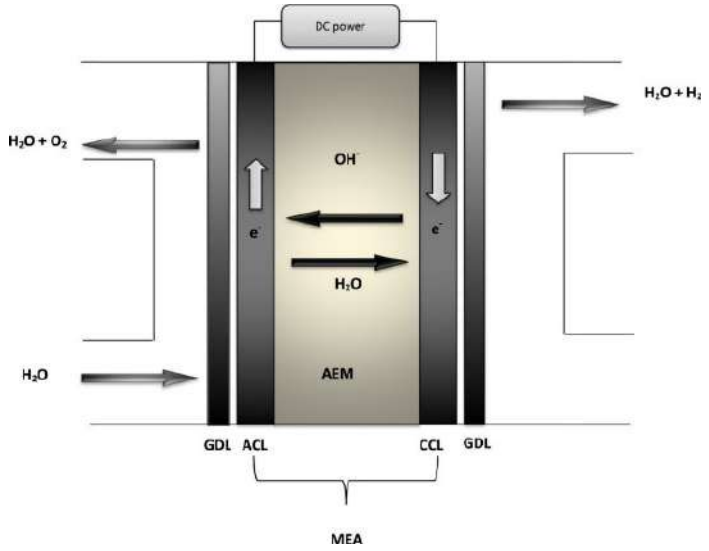


Fig. 2.11. Schema semplificato dell'elettrolisi dell'acqua con membrana a scambio anionico (AEM). GDL: strato di diffusione del gas, ACL: strato di catalizzatore anodico, CCL: strato di catalizzatore catodico, MEA: gruppo di elettrodi a membrana.

La reazione complessiva richiede una tensione termodinamica teorica della cella di 1.23 V per dividere l'acqua in idrogeno e ossigeno a 25 ° C. Tuttavia, in pratica, il requisito della tensione della cella per una produzione efficiente di idrogeno è >1.23 V. La tensione aggiuntiva è necessaria per superare sia la resistenza cinetica che ohmica dell'elettrolita e dei componenti dell'elettrolizzatore. I tipici voltaggi operativi delle celle per l'elettrolisi alcalina e PEM sono 1.85–2.05 V e 1.75 V a 70–90 °C [137].

2.7 Componenti degli elettrolizzatori AEM

In questo paragrafo vengono presentati ed esaminati gli sviluppi relativi ai principali componenti dell'elettrolizzatore, come la membrana, lo ionomero, l'elettrocatalizzatore ed il MEA, unitamente ai loro effetti sulle prestazioni del processo.

La membrana AEM è sostanzialmente il componente principale che determina le prestazioni di un elettrolizzatore. La sua funzione è quella di trasportare gli ioni ossidrile dal catodo all'anodo e di agire come barriera sia per gli elettroni sia per i gas prodotti dalla reazione elettrochimica [85]. La AEM è composta da uno scheletro polimerico accoppiato con un gruppo funzionale di scambio anionico. Generalmente, lo scheletro polimerico è polisulfone (PSF) o polistirene reticolato con divinilbenzene (DVB), mentre i gruppi a scambio ionico sono $–NH_3+$, $–RNH_2+$, $–RN+$, $=R_2N+$, $–R_3P+$, $–R_2S+$, o sali di ammonio quaternario [85]. Le proprietà richieste ad una membrana AEM efficiente includono un'elevata stabilità meccanica, termica e chimica, conduttività ionica ed interdizione alla migrazione di elettroni e gas. La struttura polimerica è invece responsabile della stabilità meccanica e termica, mentre il gruppo funzionale conferisce la capacità di scambio ionico, la conduttività ionica ed il numero di trasporto. Sia la matrice polimerica che i gruppi funzionali determinano insieme la stabilità chimica [138].

La sintesi di una membrana AEM, caratterizzata da elevata stabilità meccanica ed elevata conduttività ionica è un processo complesso ed impegnativo. L'aggiunta di gruppi di scambio ionico in eccesso può aumentare la conduttività ionica, ma porta alla perdita di resistenza meccanica a causa dell'eccessivo assorbimento di acqua. La AEM diventa quindi chimicamente instabile a causa dell'attacco, da parte dell'idrossido, allo ione fisso, che porta a una scarsa conduttività ionica.

Un'altra importante limitazione di una AEM è la degradazione dei gruppi di ammonio quaternario per sostituzione nucleofila e la reazione di eliminazione di Hoffmann (spostamento di CH_3 da parte di OH–), che può ridurre la conduttività della membrana [136].

Una membrana elettrolitica polimerica alcalina è generalmente composta da un polimero che conduce ioni ossidrile. I gruppi funzionali cationici sono innestati sullo scheletro polimerico. Uno degli elettroliti polimerici disponibili in commercio, che viene comunemente usato nell'elettrolisi AEM è l'A-201 (Tokuyama Corporation, Giappone). La spina dorsale dell'A-201 è costituita da un idrocarburo lineare mentre i gruppi funzionali sono gruppi di ammonio quaternario.

La conduttività ionica di una AEM svolge un ruolo significativo nella determinazione delle prestazioni dell'elettrolizzatore. Livelli elevati di conduttività degli ioni ossidrile consentono di raggiungere densità di corrente molto più elevate. A tale scopo, la conduttività ionica dell'A-201 nella forma HCO_3^- è 12 mS cm^{-1} a 25 °C [139].

Parrondo et al. [140] hanno sviluppato delle membrane con uno scheletro di PSF clorometilato con vari gruppi funzionali cationici: benziltrimetilammonio quaternario (PSF-TMA+ OH^-), benzil chinuclidio quaternario 1-azaoniumbiciclo-[2.2.2]-ottano (PSF-ABCO+OH^-), e benzil-1-

metilimidazolo quaternario (PSF-1M+OH^-). Questi gruppi di scambio ionico cationico sono funzionalizzati sulla posizione benzilica della matrice polimerica PSF sotto forma di ioni cloruro. Nel lavoro degli autori citati in precedenza, sono state calcolate le conducibilità ioniche e sono stati confrontati i risultati per i tre diversi gruppi di scambio.

Le conduttività ioniche del PSF-ABCO+ OH^-, del PSF-TMA+ OH^- e del PSF-1M+ OH^- a 60 e 80 °C sono state, rispettivamente, di 12, 15 e 16 e 5, 14 e 20 mS cm^{-1}. La conduttività ionica del PSF-TMA+ OH^- e PSF-1M+ OH^- tendeva ad aumentare con l'aumentare della temperatura, ma quella di PSF-ABCO+ OH^- diminuiva. Invece le membrane contenenti un *backbone* in PSF con TMA+ OH^- hanno mostrato la massima conduttività.

Cao et al. [141] hanno sintetizzato una membrana in poli (vinilbenzilcloruro) (mm-qPVBz/Cl^-) innestata con melamina metilata. La melamina è stata utilizzata come reagente di amminazione.

Quando la temperatura è stata aumentata da 25 a 60 °C, la conduttività ionica della membrana è aumentata da 16 a 27 mS cm^{-1}, mentre la resistenza della membrana è diminuita da 0.62 a 0.37 Ω cm^2.

Infine, Faraj et al. [142] hanno preparato un AEM a base di LDPE mediante un metodo di innesto indotto dai raggi UV. I siti di ammonio quaternario con 1,4-diazobiciclo-(2.2.2)-ottano (Dabco) sono stati innestati sullo scheletro di LDPE. La conduttività ionica registrata a 30, 45 e 60 °C era di 14, 19 e 25 mS cm^{-1} (sotto forma di HCO_3^-/CO_3^-).

La stabilità della membrana è uno dei fattori cruciali che determinano se questa sia adatta o meno all'elettrolisi AEM. La stabilità viene comunemente esaminata mantenendo costante la densità di corrente per un determinato periodo, mentre viene monitorata la tensione. La variazione della tensione riflette se la membrana è quindi stabile o instabile; una tensione crescente è indicatore instabilità. Una delle possibili motivazioni dell'insorgenza di fenomeni di instabilità risiede nella degradazione della struttura polimerica o dei gruppi a scambio ionico. Si dice che la membrana Tokuyama A-201 disponibile in commercio sia stabile per 600 h ad un valore di 100 mA cm^{-2} a 50 °C [142].

Sebbene le conducibilità degli ioni ossidrile raggiunte in alcuni polimeri siano adeguatamente elevate, la stabilità dell'AEM è risultata ancora inferiore al livello richiesto per la commercializzazione dell'elettrolisi AEM per applicazione di grande taglia. Ne consegue che ulteriori ricerche sono essenziali per lo sviluppo di nuovi polimeri con gruppi funzionali più stabili e con elevate proprietà di scambio ionico.

Elettrocatalizzatori

Il potenziale termodinamico teorico per l'elettrolisi dell'acqua è 1.23 V [143]. Tuttavia, sia l'OER che l'HER richiedono un elettrocatalizzatore per superare la cinetica chimica della semi-reazione. La scelta di un elettrocatalizzatore appropriato è necessaria per ridurre quanto più possibile il fabbisogno di sovratensione dell'elettrolisi. La PEM convenzionale e l'elettrolisi alcalina richiedono metalli nobili (Ir, Ru e Pt nero) come catalizzatori, il che aumenta il costo finale delle macchine. Pertanto, lo sviluppo di un catalizzatore metallico non nobile risulta di fondamentale importanza nell'ottica di perseguire la riduzione del costo dell'elettrolisi AEM.

Sono stati fatti vari tentativi per trovare catalizzatori a base di metalli di transizione che fossero meno costosi. Attualmente, come catalizzatori OER vengono utilizzate leghe IrO_2, Ni, Ni-Fe, grafene, $Pb_2Ru_2O_{6.5}$ e $Cu_{0.7}CO_{2.3}$ O_4, mentre Pt black, $CuCoO_x$, Ni-Mo, Ni/CeO_2-La_2O_3/C, Ni e grafene

vengono usato come catalizzatori HER. In ogni modo, ci si aspetta che un elettrocatalizzatore sia stabile sia in ambienti ossidanti che riducenti.

Recentemente, Pavel et al. [136] hanno sviluppato e valutato l'elettrolisi AEM utilizzando catalizzatori di metalli di transizione a basso costo. Come catalizzatori HER e OER sono stati utilizzati i catalizzatori commerciali Acta 4030 (Ni/CeO_2-$La2O_3/C$) ed Acta 3030 ($CuCoO_x$) (Acta SpA, Italia). La quantità specifica dei catalizzatori per la HER e la OER sono state rispettivamente di 7.4 e 36 mg cm^{-2}. Questi catalizzatori sono stati progettati per resistere a condizioni alcaline relativamente blande (pH 10 – 11). Gli autori hanno poi spiegato l'effetto del carico relativo alla HER sul contributo cinetico e sulle prestazioni dell'elettrolisi AEM.

I risultati ottenuti per diversi carichi di catalizzatore sono stati presentati nella Fig. 2.12 [85]. La resistenza registrata per l'intervallo del catalizzatore 0.6–7.4 mg cm^{-2} è stata di 0.218–0.136 Ω cm^2, rivelando che la quantità di caricamento del catalizzatore lato HER influisce fortemente sul potenziale di cella.

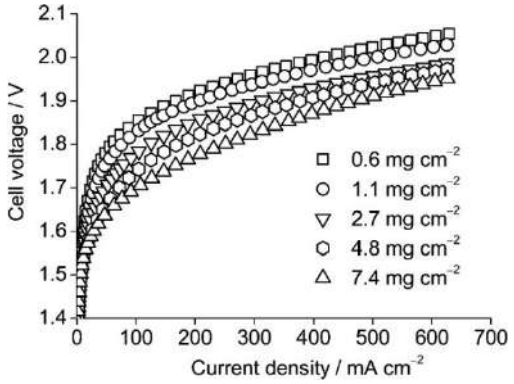


Fig. 2.12. Curve di polarizzazione registrate dopo un test di 24 ore per una cella di elettrolisi dell'acqua AEM contenente MEA con diversi carichi di catalizzatore HER. Fonti: [136,144].

Ayers et al. [145] hanno invece studiato i catalizzatori ternari 30% Ni-Fe/C, 30% Ni-Fe-Co/C e 30% Ni-Fe-Mo/C. I loro risultati sono stati presentati in Fig. 2.13 , da cui si evince come il catalizzatore Ni-Fe/C al 30% ha mostrato i migliori risultati. Ciononostante, hanno comparato questi dati con quelli relativi all'impiego di un catalizzatore convenzionale IrO_2 ed hanno scoperto che la tensione della cella era molto più alta rispetto a quella ottenuta con IrO_2. Se ne è potuto concludere che le prestazioni dell'elettrolisi con catalizzatori costituiti da metalli non nobili erano significativamente inferiori rispetto a catalizzatori di metalli nobili.

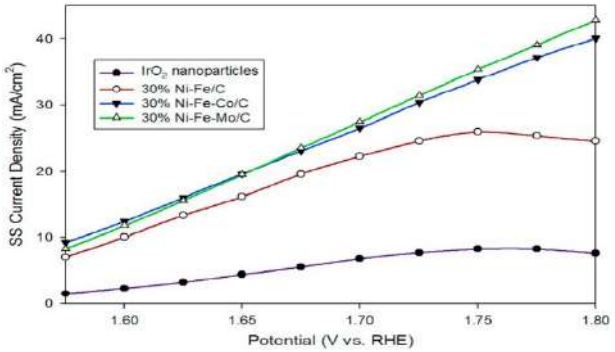


Fig. 2.13. Caratterizzazione cronoamperometrica di catalizzatori avanzati per l'evoluzione dell'ossigeno, di tipo non PGM per l'uso in celle di elettrolisi AEM. Fonte [145].

Recentemente, il grafene ha attirato molta attenzione proprio al fine di soddisfare l'esigenza di eliminare i metalli nobili nei catalizzatori convenzionali. L'adozione del grafene favorisce l'ottenimento di un'elevata area superficiale specifica, stabilità chimica ed elettrochimica, alta conduttività e basso costo [146]. Il drogaggio dell'atomo di azoto del grafene induce i cambiamenti nella densità di spin dell'asimmetria del reticolo di carbonio e nella densità di carica locale [147]. Recentemente è stata realizzata una particolare struttura elettrodica, costituita da una rete di *nano-ribbons* drogata con azoto, da un sandwich di nanofogli di grafene-carbonio a doppio drogaggio, dalla combinazione di un ossido di grafene (GO) e di una struttura metallica organica centrata sul rame, che è risultata particolarmente attiva sia per la OER che per la HER [148].

Yang et al. [149], hanno invece sviluppato una rete di *nano-ribbons* di grafene tridimensionale drogata con azoto. Il trasporto rapido di elettroni tra i siti di reazione è stato attribuito a reti di grafene interconnesse.

Gruppo elettrodi-membrana e prestazioni dell'elettrolizzatore (MEA)

Il MEA è il cuore del processo elettrolitico di tipo AEM, in quanto comprende gli strati di catalizzatori, lo ionomero (ovvro la mambrana), l'anodo ed il catodo. Il suo processo di fabbricazione generalmente viene eseguito con il metodo della membrana rivestita con catalizzatore (CCM) oppure con il metodo CCS [150,151]. Nel metodo CCM, l'impasto omogeneo è costituito da una miscela formata da un elettrocatalizzatore e da un legante, che può essere realizzato mediante una soluzione di PTFE e alcol isopropilico (IPA). L'impasto viene poi applicato su entrambi i lati dell'AEM (ad esempio mediante deposizione a spruzzo) e successivamente asciugato. Viene quindi posto tra i GDL (strati di diffusione dei gas) e sottoposto a pressatura meccanica oppure a caldo. Nel metodo CCS, invece, l'impasto dell'elettrocatalizzatore viene depositato direttamente sui GDL e poi sinterizzato per formare l'elettrodo (GDE). L'AEM è pertanto alloggiata tra entrambi i GDL o i GDE e poi pressato a caldo per formare il MEA.

Pavel et al. hanno fabbricato il MEA con il metodo CCS. L'A-201 è stato utilizzato come materiale per la membrana., mentre l'Acta 4030 e l'Acta 3030 sono stati utilizzati come catalizzatori per il lato HER e OER, rispettivamente, con un quantitativo di deposizione di 36 e 7.4 mg cm^{-2}. La membrana è stata poi posta tra i GDL rivestiti di catalizzatore e pressata meccanicamente con una filtropressa per la realizzazione dell'assemblato. Infine, gli esperimenti di elettrolisi sono stati condotti ad una temperatura di 43°C e pressione pari a 0.1 MPa. Tuttavia, la prestazione massima raggiunta dalla cella è stata di 470 mA cm^{-2} quando esercita a 40 °C, con una tensione compresa tra 1.9 e 2.01 V.

Parrondo et al. hanno preparato un MEA utilizzando materiali molto più economici sia per la membrana in PSF che per l'elettrocatalizzatore lato OER. Come catalizzatori lato HER e OER sono stati utilizzati catalizzatori PGM, come il Pt black e il perclorato di Ru. La membrana è stata inserita tra i due elettrodi, non è stata applicata alcuna pressatura meccanica e termica. Gli esperimenti di elettrolisi sono stati condotti a 50 °C. L'assenza di CO_2 è stata mantenuta facendo gorgogliare N_2 e dell'acqua ultrapura è stata fornita non solo come materia prima ma anche come elettrolita.

Recentemente, Zeng e Zhao [151] hanno svolto un vero e proprio lavoro pionieristico nell'elettrolisi AEM. Hanno introdotto un nuovo metodo di costruzione, denominato I2MEA (assemblaggio di elettrodi a membrana inorganica integrato). Hanno scelto di utilizzare un materiale inorganico contenente un doppio idrossido a strati di Mg-Al (LDH), che conteneva una combinazione

di ioni inorganici e cationi fissi. Il metodo I2MEA è stato scelto principalmente per due motivi: il primo era evitare di utilizzare il processo chimico di preparazione della membrana convenzionale. Tale sintesi include solitamente clorometilazione, bromometilazione, quaternizzazione e alcalinizzazione, ma questi processi richiedono molto tempo, oltre al fatto che le sostanze chimiche sono altamente tossiche e sono necessarie condizioni criogeniche. In secondo luogo, nel processo convenzionale, il gruppo funzionale cationico nella matrice polimerica viene degradato dalla sostituzione nucleofila e dall'eliminazione di Hoffmann. Il nuovo materiale inorganico LDH, invece, offre una maggiore conduttività e stabilità degli ioni ossidrile in condizioni alcaline.

I catalizzatori Acta 4030 e Acta 3030 sono stati utilizzati rispettivamente come catalizzatori HER e OER con un carico di di deposizione di 40 mg cm^{-2}. La sospensione di catalizzatore è stata deposta sull'LDH, quindi inserita tra schiuma di Ni e CP. Questa è stata seguita da pressatura a caldo a 120 kg cm^{-2} per 15 min a 70 °C.

Utilizzando il nuovo metodo I2MEA, la densità di corrente massima raggiunta è stata di 205 mA cm^{-2} a 2.2 V e 70 °C, mentre la stabilità è stata monitorata a 80 mA cm^{-2} per 600 h. In ogni modo, è stato riscontrato un lento tasso di decadimento di circa 100 μV h^{-1}, il che sta a significare che gli ioni ossidrile si muovevano mediante un meccanismo di diffusione strutturale, assistito dagli ioni carbonato nella regione interstrato.

Gli elettrolizzatori realizzati secondo il metodo I2MEA sono stati studiati in varie condizioni operative; nello specifico, sono stati sottoposti a diverse temperature, utilizzando diversi elettroliti ed impiegando membrane di diverso spessore. Per spessori di membrana di 300, 500 e 700 μm, le corrispondenti resistenze interne erano rispettivamente di 3.27, 5.11 e 7.39 Ω cm^2. L'aumento dello spessore riduceva le prestazioni dell'elettrolizzatore ma aumentava la resistenza meccanica. La Fig. 2.14 [152] mostra le curve di polarizzazione di una cella AEM basata sulla tecnologia costruttiva I2MEA per membrane di vario spessore.

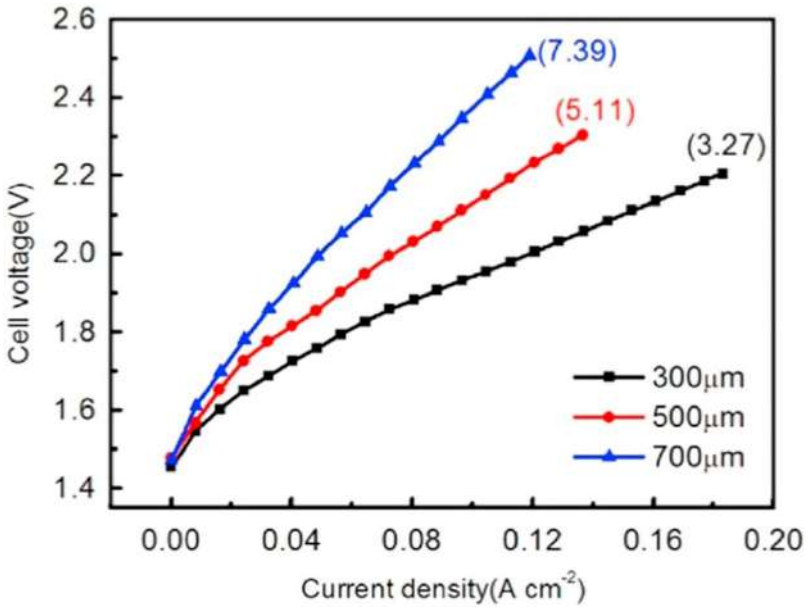


Fig. 2.14. Curve di polarizzazione di una cella di elettrolisi dell'acqua AEM basata su I2MEA con vari spessori di membrana. Fonte: [152].

2.8 Condizioni operative

Le prestazioni di un elettrolizzatore AEM dipendono fortemente dalle condizioni operative. Per l'elettrolisi AEM, i parametri operativi principali sono la tensione della cella, la densità di corrente, la temperatura, la pressione e la scelta della tipologia di elettrolita.

Nell'elettrolisi, la tensione della cella e la densità di corrente sono parametri molto critici. Infatti, la tensione di cella determina il fabbisogno energetico e di conseguenza l'efficienza della stessa, mentre la densità di corrente è direttamente collegata alla produzione di idrogeno, e quindi, in corrispondenza di valori più elevati si ottiene una reazione elettrochimica più rapida. Un elettrolizzatore AEM opera tipicamente nell'intervallo di densità di corrente 100–500 mA cm^{-2}.

La temperatura di esercizio è un altro importante parametro operativo. Gli elettrolizzatori AEM sono generalmente progettati per funzionare a temperature comprese tra 50 e 80 °C, sebbene un aumento della temperatura incrementi la velocità della reazione elettrochimica e riducendo complessivamente il potenziale di cella. A dimostrazione di quanto detto, la Fig. 2.15 riporta gli andamenti di alcune curve di polarizzazione registrate alle diverse temperature. Come previsto, il potenziale della cella è diminuito con l'aumento della temperatura.

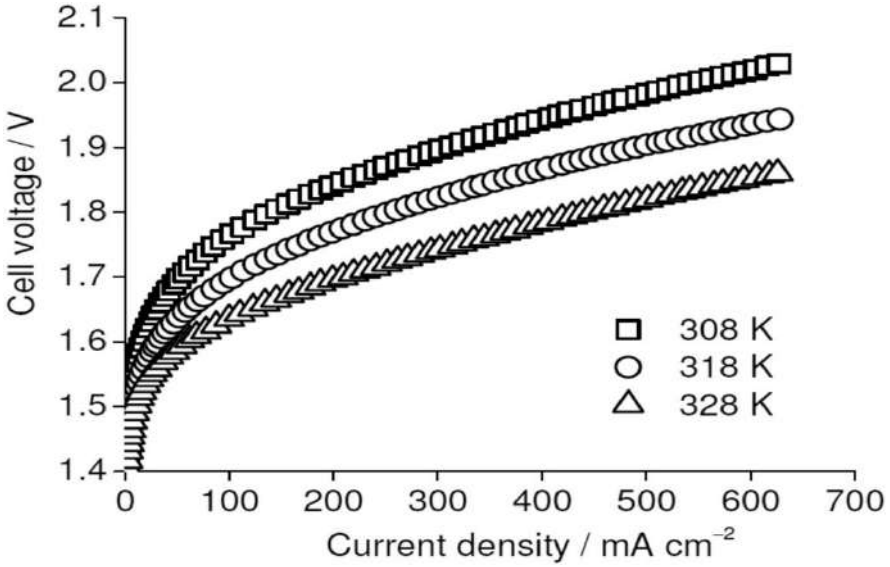


Fig. 2.15. Curve di polarizzazione in funzione della temperatura, alla densità di corrente di 400 mA cm^{-2}. I test sono stati eseguiti utilizzando una soluzione elettrolitica K_2CO_3 (1% in peso) su una cella di elettrolisi AEM, contenente un elettrodo catodico HER con 7,4 mg_{cat} cm^{-2} e pressione atmosferica. Fonte [136].

Zeng e Zhao [152] hanno anche studiato l'effetto della temperatura sulle prestazioni dell'elettrolisi a 50, 60 e 70 °C, con celle realizzate secondo la tecnologia l'I2MEA.

La Fig. 2.16 riporta gli andamenti delle curve di polarizzazione al variare delle temperature di prova. Anche in questo caso, le prestazioni sono aumentate significativamente in corrispondenza di temperature crescenti, grazie all'aumento della conduttività dello ione ossidrile e dell'attività del catalizzatore.

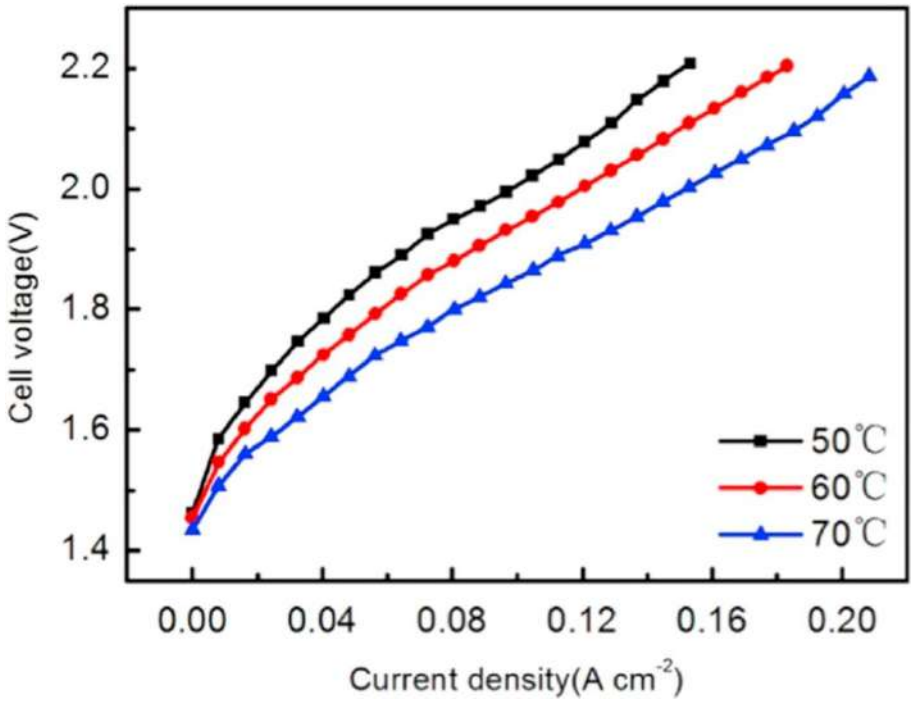


Fig. 2.16. Curve di polarizzazione della cella di elettrolisi dell'acqua AEM basate su I2MEA per diverse temperature fonte [152].

Un elettrolizzatore AEM funziona generalmente a pressioni fino a 3 MPa. A pressioni più elevate, il potenziale ohmico si riduce a causa delle bolle di gas generate durante la reazione elettrochimica. Tuttavia, la pressione non influisce in modo così significativo sulle prestazioni della cella elettrolitica.

A tale proposito, Ahn et al. [153] hanno investigato sul tipo di correlazione esistente tra pressione e tensione di cella, testando i loro campioni a 3.5, 4.1, 4.8 e 5.5 MPa. Sono stati eseguiti degli esperimenti cronoamperometrici registrando i dati di corrente-tensione dopo 1 minuto dalla applicazione della pressione, mantenendo la densità di corrente ad un valore costante di 20 mA cm^{-2}. Dai risultati è emerso che la tensione di cella è inizialmente diminuita a causa della riduzione della resistenza di contatto, per poi è aumentare drasticamente. Gli autori suggeriscono che ciò potrebbe essere dovuto allo scarso trasporto dell'idrogeno e dell'ossigeno nella reazione elettrochimica. Inoltre, il CP altamente compresso potrebbe non agevolare la fuga dell'idrogeno e dell'ossigeno.

Sia l'idrogeno che l'ossigeno potrebbero essere intrappolati all'interno del MEA ed ostruire i siti attivi del catalizzatore. Questo comportamento è stato registrato anche altrove in letteratura. D'altra parte, alla bassa pressione di 3.5 MPa, la cella ha mostrato scarse prestazioni a causa di questo cattivo fenomeno di trasporto. Per il sistema Ni/CP, gli autori hanno quindi identificato il valore della pressione ottimale che ha condotto alle le prestazioni massime della cell ovvero pari a 4.1 MPa.

2.9 Considerazioni conclusive

Le valutazioni che seguono permettono di individuare su quali tecnologie puntare in un Hydrogen Park per sfruttare al massimo l'opportunità di creare lavoro ed innovazione nella economia dell'idrogeno. In particolare, se oggi la scelta obbligata è ancora legata agli

elettrolizzatori alcalini di larga taglia, il futuro deve prevedere, anche in una ottica di generazione distribuita, la polverizzazione su medio-piccole macchine a scambio ionico.

L'elettrolisi alcalina (AEL) rappresenta la tecnologia più matura e consolidata, essendo disponibile in commercio da oltre un secolo. Ha i costi di investimento e manutenzione specifici più bassi. Si possono identificare all'incirca venti produttori di AEL che offrono delle capacità di produzione in single stack fino a 6 MW. Storicamente, gli elettrolizzatori AEL sono stati progettati per applicazioni fisse e devono essere adattati ai nuovi requisiti di flessibilità. Al contrario, negli ultimi anni lo sviluppo dei PEMEL è stato fortemente guidato dalla crescente applicabilità dell'accumulo di energia. I PEMEL sono entrati nella classe MW e recentemente sono stati realizzati diversi impianti pilota con capacità installate fino a 6 MW. Questa tecnologia offre numerosi vantaggi rispetto a quella AEL, soprattutto in termini di compattezza del design (elevata densità di corrente), di funzionamento in pressione di flessibilità e di tempi di avviamento.

In futuro, la modalità di funzionamento dovrà essere ulteriormente ottimizzata al fine di affrontare al meglio le problematiche connesse alla operatività in regime dinamico. L'integrazione di sistemi elettrolitici in altri processi, come in impianti di biogas, di sintesi di combustibili o processi industriali (ad esempio produzione di acciaio) è auspicabile nel medio periodo. Tuttavia, è necessaria la realizzazione di nuovi sistemi al fine di individuare dei *business case* interessanti e studiare le opportunità di generare diversi effetti sinergici integrando il calore di scarto o l'ossigeno come sottoprodotto.

A differenza degli elettrolizzatori AEL e PEMEL, i SOEL sono ancora in fase pre-commerciale, sebbene la società Sunfire sia la prima ad offrire sul mercato impianti pilota. In ogni modo, i SOEL hanno siscuramente il potenziale per aumentare l'efficienza della produzione di idrogeno, mostrando caratteristiche interessanti come il funzionamento reversibile e la produzione di syngas tramite co-elettrolisi della CO_2. Lo sviluppo tecnologico dei sistemi SOEL deve essere sicuramente proseguito per superare le barriere imposte dalla affidabilità, dalla durata, dal funzionamento pressurizzato e dalla stabilità dei cicli.

La tecnologia dell'elettrolisi AEM è ancora in una fase iniziale di sviluppo ma offre interessanti prospettive per raggiungere l'obiettivo di produrre idrogeno in modo più economico ed affidabile.

Dall' analisi condotta sullo stato dell'arte della tecnologia si desume che, ad oggi, le migliori prestazioni raggiunte dalle celle AEM sono state ottenute operando con delle densità di corrente di 500 mA cm^{-2} e con una tensione di cella di 1.8 V, per un sistema così costituito: membrana polimerica A-201 ed elettrocatalizzatori lato OER e HER del tipo Acta 3030 e Acta 4030. Le condizioni operative ottimali di queste celle elettrolitiche prevedono come elettrolita l'impiego di una soluzione acquosa di carbonato di potassio K_2CO_3 in concentrazione 0.1 M a 45 ° C, con una pressione di 4.1 MPa.

Tuttavia, la tecnologia AEM deve ancora affrontare alcune sfide importanti per superare le criticità ed i punti deboli che ancora ne impediscono l'applicazione industriale su vasta scala e possono essere riassunti come segue:

• Degradazione dell'AEM causata dall' attacco nucleofilo e dalla eliminazione di Hoffmann sui gruppi cationici fissati sulla matrice polimerica

• Deformazione della membrana e dell'elettrodo dovuta alla degradazione dei gruppi funzionali dell'ammonio quaternario

• Conducibilità inferiore dello ione ossidrile rispetto alla conduttività del protone

• Degradazione dello ionomero nel MEA

• La caduta di potenziale, dovuta all'eccessivo carico di deposizione di catalizzatore costituito da un metallo non nobile all'anodo

• Prestazioni inferiori dei catalizzatori realizzati con metalli di transizione rispetto ai catalizzatori di metalli nobili e minore utilizzo del catalizzatore

• Rallentamento della reazione lato OER quando il numero di ioni ossidrile è ridotto nell'elettrolita

• Blocco dei siti attivi del catalizzatore ad alte pressioni operative dovuto all'intrappolamento dei gas idrogeno e ossigeno

• Le prestazioni ottenute con l'elettrolisi AEM sono ancora inferiori rispetto all'elettrolisi PEM a causa della maggiore resistenza interna del MEA

• Le prestazioni di elettroliti come acqua distillata, acqua ultrapura e soluzioni acquose allo 0.1% di K_2CO_3 sono inferiori alle prestazioni delle soluzioni di idrossido di potassio in concentrazione 1 M.

• Industrializzazione e commercializzazione di una intera gamma di prodotti, dalla taglia di laboratorio a quella di produzione massiva per gli usi energetici volti alla decarbonizzazione dei vari settori di cui sono costituiti i sistemi nazionali.

3. Produzione rinnovabile e domanda energetica nella provincia di Taranto

La provincia di Taranto è una delle sei provincie della regione Puglia. Si estende per una superficie totale di 2,467.33 km² e, con una popolazione di circa 560,000 abitanti, risulta la quarta provincia pugliese per dimensioni e popolazione.

La provincia è composta da 29 comuni totali, il cui il capoluogo è, appunto, Taranto, che da sola conta un'estensione di circa 250 km² e una popolazione di circa 189,300 abitanti.

Affacciata a sud sul mar Ionio, confina a nord con la città metropolitana di Bari, a ovest con la provincia di Matera (regione Basilicata), a est con la provincia di Brindisi e a sud-est con la provincia di Lecce.

In questa sezione si vogliono analizzare gli aspetti energetici che riguardano la provincia e nel dettaglio comprendere, attraverso l'analisi dei dati a disposizione, la presenza di un eventuale eccesso di energia prodotta da FER (Fonti Rinnovabili di Energia) da poter destinare ad altri utilizzi. Per raggiungere tale obiettivo, il punto di partenza è lo studio dei dati riguardanti il consumo attuale registrato, sia elettrico, sia termico, della provincia di Taranto. Successivamente, questo consumo è stato confrontato con i risultati derivati dall'analisi della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili già operative nella suddetta provincia.

3.1. Domanda energetica nella provincia di Taranto

Tra tutte le province della regione, Taranto risulta essere quella più energivora, con consumi sia elettrici sia termici dovuti soprattutto alla presenza di numerosi impianti industriali all'interno del proprio territorio. Le analisi che seguono sono state effettuate con lo scopo di ricostruire una curva di carico elettrico e termico annuale, ora per ora, sia globale, sia relativa al solo settore industriale, dal momento che risulta avere un impatto preponderante rispetto agli altri settori.

3.1.1. Domanda elettrica aggregata

Il consumo annuale di energia elettrica a Taranto provincia, risulta essere - dai dati Terna del 2018 - pari a 5,180.1 GWh. La ripartizione dei consumi nei vari settori è riportata nella Tab. 3.1.

	Agricoltura	Terziario	Domestico	NON-Industria	Industria	TOTALE
GWh	70.5	703.7	606.5	1,380.7	3,799.4	5,180.1
%	1%	14%	12%	27%	73%	100%

Tab. 3.1 Consumi di energia elettrica per settore [GWh] - provincia di Taranto 2018

Dalla Tab. 3.1 si evince che, come anticipato in apertura, **il settore di consumo maggiore è quello industriale, che ricopre quasi il 75% dei consumi totali. Dalla Tabella 3.2 risulta che tale ultima percentuale è significativamente maggiore rispetto alla media nazionale (42%).**

	Agricoltura	Terziario	Domestico	NON-Industria	Industria	TOTALE
GWh	5,843.3	106,029.8	65,137.8	177,010.9	126,432.0	303,442.9
%	2%	35%	21%	58%	42%	100%

Tab. 3.2 Consumi di energia elettrica per settore [GWh] - Italia 2018

Successivamente, verificare la presenza o meno di un eccesso di energia si è proceduto a costruire il profilo di carico orario globale sotto forma di serie temporale su una annualità.

Per realizzare tale curva, ci si è basati sul profilo orario della curva di carico nazionale, di cui si conosceva l'andamento attraverso i dati dei coefficienti orari di potenza forniti da Terna. Questi coefficienti, moltiplicati per il valore del consumo totale di energia elettrica in Italia, hanno fornito l'andamento orario dei consumi globali annui in Italia.

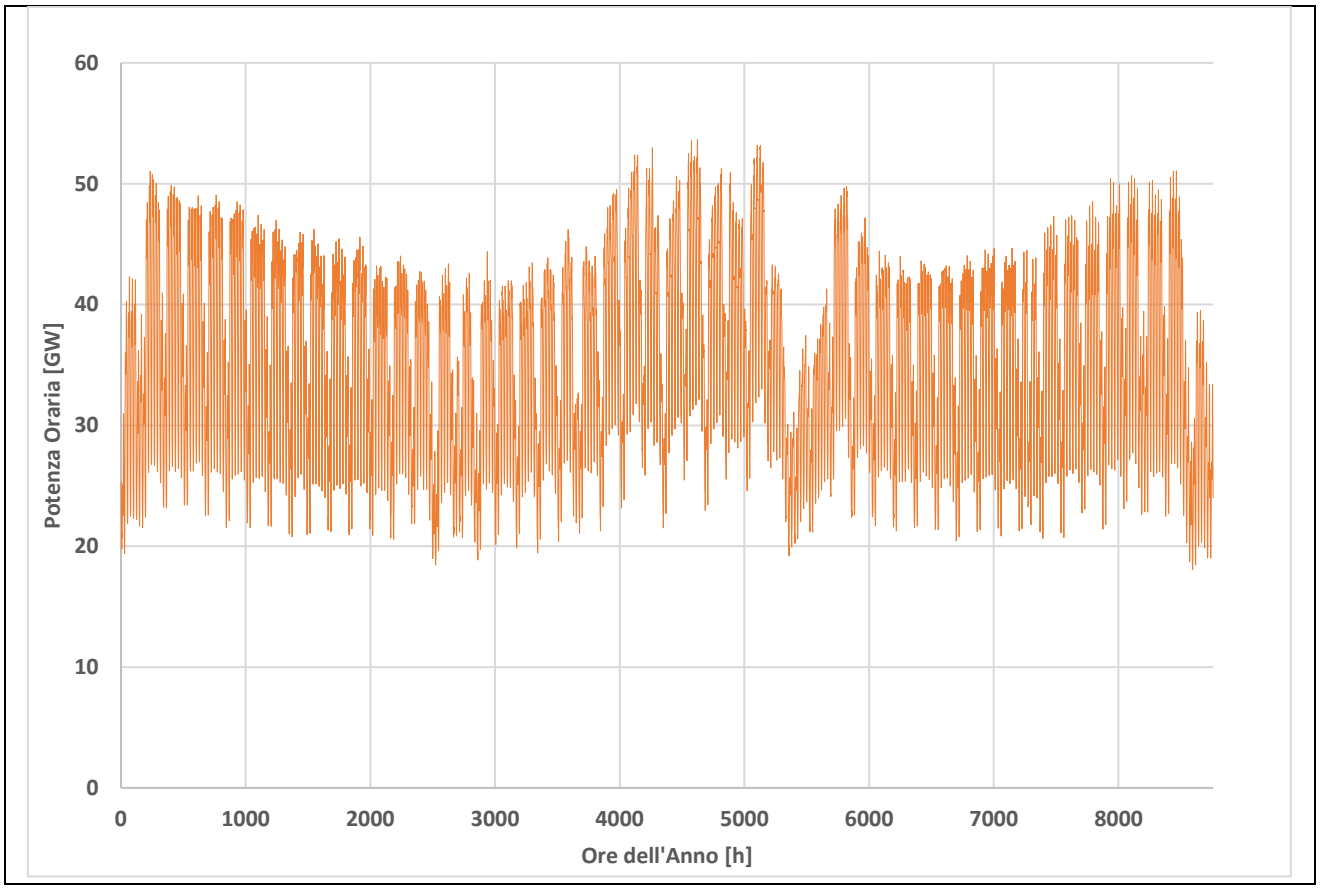


Fig. 3.1 Curva di carico elettrico – Italia 2018

La curva di carico oraria per l'Italia risulta essere quella rappresentata in Fig. 3.1. Tale curvanon permette di arrivare direttamente a tracciare il profilo di carico globale per Taranto provincia, in quanto non sarebbe corretto scalare tale curva semplicemente sui consumi elettrici. Questo perché, come si può evincere dalle due tabelle sopra riportate (Tab. 3.1 e 3.2), la quota di consumo elettrico dei vari settori differisce tra Italia e provincia di Taranto. Nel dettaglio, a livello nazionale si ha una percentuale di consumo relativa al settore industriale pari al 42%, mentre per Taranto del 73%. Questa differenza va tenuta in considerazione dal momento che influisce sull'andamento della curva di carico che si vuole ricavare.

È stato pertanto necessario definire anche una curva di carico elettrico per il solo settore industriale in Italia. Ciò è stato possibile sfruttando i coefficienti della curva di carico per il settore dell'industria siderurgica in Italia, forniti dalla piattaforma HotMaps. Questi coefficienti, normalizzati, e successivamente moltiplicati per il valore di consumo annuale del settore industriale in Italia, permettono la costruzione del profilo di carico riportato in Fig. 3.2.

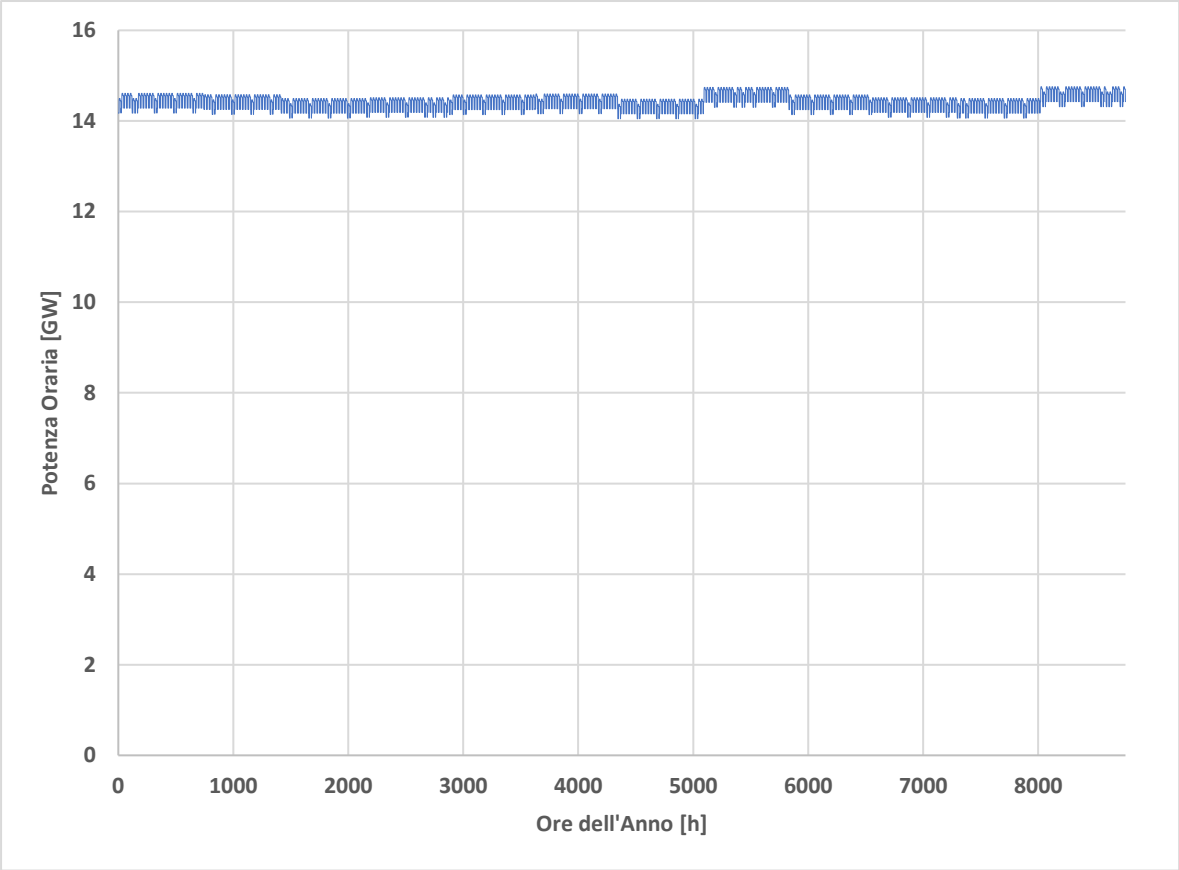


Fig. 3.2 Curva di carico elettrico settore industriale – Italia 2018

Sfruttando le curve trovate, è stato elaborato il profilo di carico elettrico complessivo per la provincia di Taranto. Infatti, utilizzando i coefficienti normalizzati trovati per l'Italia, relativi al solo comparto industriale e alla cumulativa di tutti i settori, attraverso il rapporto delle frazioni di consumo di energia elettrica della sola provincia di Taranto e dell'intero sistema Italia, si è riusciti a combinare in maniera adeguata le due curve scalando, successivamente, i valori sui consumi globali per la provincia di Taranto. Dalle tabelle precedenti si evince che il 27% del consumo non industriale lo si può coprire totalmente con la curva di carico globale nazionale, però, del 58% di consumo non industriale per l'Italia se ne considera solo una quantità pari al rapporto $\frac{27\%}{58\%} = 47\%$. Quindi il 47% del profilo di consumo nazionale copre tutto il consumo non industriale della provincia di Taranto. La restante parte, da aggiungere, è interamente di tipo industriale.

La formula impiegata per trovare ora per ora il profilo di carico elettrico globale per la provincia Taranto è la seguente:

$$TA_{gl-or}(t) = \left(A(t) \cdot \left(\frac{27\%}{58\%}\right) + B(t) \cdot \left(1 - \frac{27\%}{58\%}\right)\right) \cdot TA_{gl} \tag{3.1}$$

dove:

- $TA_{gl-or}(t)$ è il valore orario della curva di carico globale;
- $A(t)$ è il coefficiente normalizzato della curva di carico globale nazionale;
- $B(t)$ è il coefficiente normalizzato della curva di carico del settore industriale nazionale;

- $\frac{27\%}{58\%}$ è il rapporto tra le percentuali di consumo di energia elettrica di tutto ciò che non riguarda il settore industriale per la provincia di Taranto (27%) e per l'Italia (58%);
- TA_{gl} è il valore di consumo elettrico globale in un anno nella provincia di Taranto, pari a 5,180.1 GWh.

Dall'applicazione di tale procedura di calcolo si è ricavata la serie temporale riportata in Fig. 3.3 relativa alla richiesta totale di energia elettrica attualmente riferita alla Provincia di Taranto (tra 0.47 e 0,74 GW di potenza).

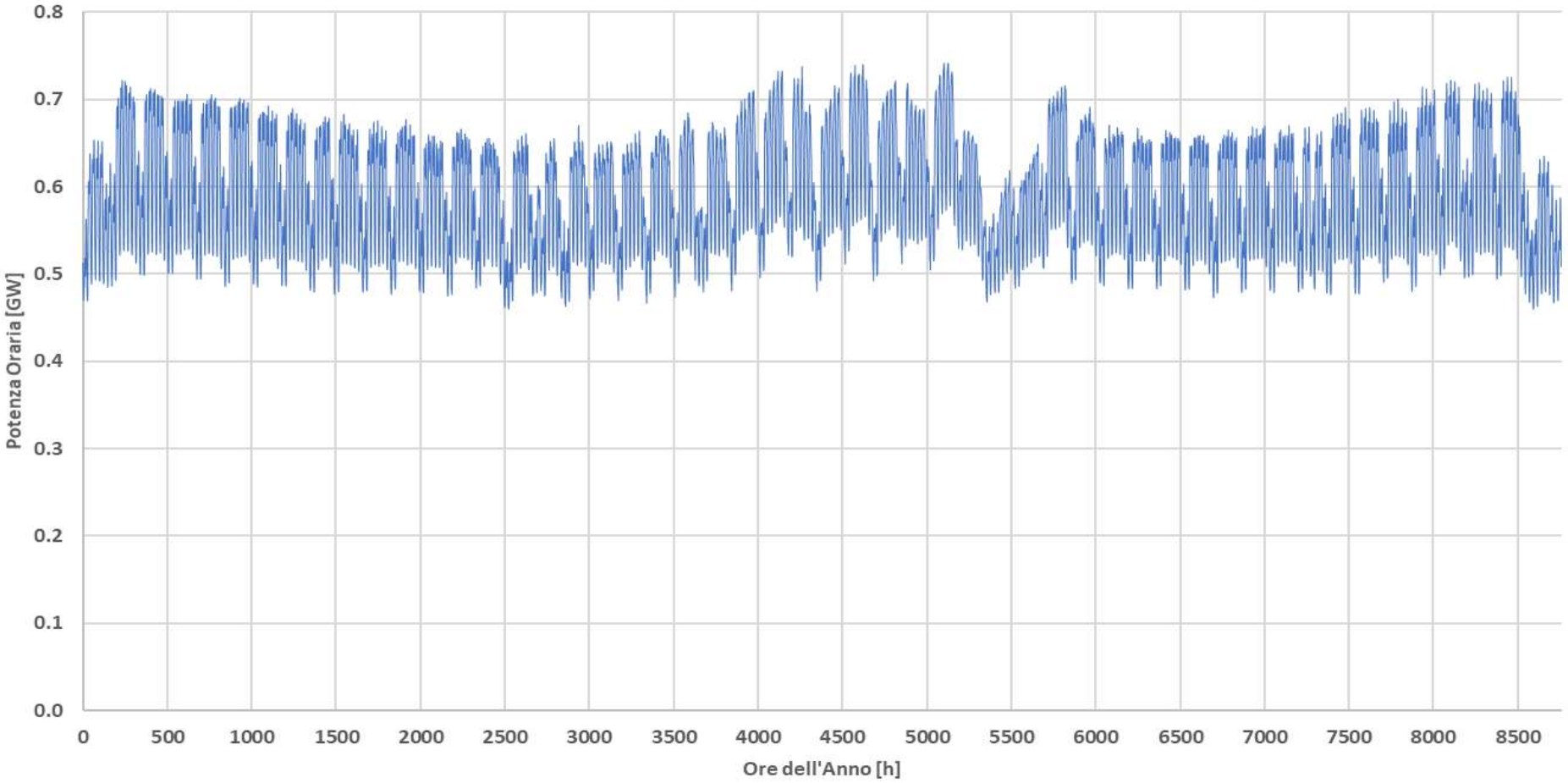


Fig. 3.3 Carico elettrico globale – provincia Taranto 2018

3.1.2. Domanda termica aggregata nel settore residenziale e terziario

Una ulteriore ed importante analisi è stata svolta per valutare i consumi di energia termica. In particolare, in questo paragrafo è esposta la metodologia di calcolo adottata per ricavare la domanda termica per il settore residenziale e per quello terziario, sotto forma di serie temporale annuale. **Questa assunzione è motivata dal fatto che tra gli usi finali dell'idrogeno possono essere considerati significativi quelli relativi al riscaldamento, come suggerito tra l'altro dal recente PNRR (Piano Nazionale di Resistenza e Resilienza).**

Per ricavare tale curva, sono stati utilizzati i dati forniti dalla piattaforma euuropea HotMaps, la quale, in questo caso, fornisce dei coefficienti del profilo di carico termico per il generico riscaldamento del settore residenziale. Tali dati forniti su scala regionale, sono stati considerati, quindi, quelli riferiti alla Puglia. È stato ritenuto accettabile prendere in considerazione tali dati e considerarli validi anche per il contesto provinciale che è stato preso in esame.

I valori sono forniti in funzione di tre parametri: tipo di giorno (feriale, prefestivo, festivo), l'orario e la temperatura dell'aria esterna. Sono state realizzate quindi tre tabelle a due ingressi, riportate in Appendice, dalla quale è stato poi possibile estrapolare i dati corretti per tutte le ore dell'anno.

Per poter sfruttare queste tabelle è stato necessario trovare i dati relativi alle temperature dell'aria esterna per la provincia di Taranto, per tutte le ore dell'anno. Sono stati utilizzati i dati forniti dalla piattaforma europea PVGIS, la quale fornisce i valori medi delle temperature di ogni ora dell'anno su un periodo di dieci anni per una determinata area geografica. Per quanto riguarda la località, questa va individuata attraverso coordinate geografiche che nel caso di Taranto sono N40.464, E17.247.

Attraverso i dati delle temperature dell'aria esterna, è stato possibile estrapolare i dati dalle tabelle fornite da HotMaps. Questi dati, una volta normalizzati, sono utilizzati per ricostruire la forma della curva oraria di carico termico durante tutto l'anno. Quest'ultima curva normalizzata trovata, moltiplicata per il valore di richiesta totale annua di energia termica per il settore residenziale nella provincia di Taranto (dato anch'esso fornito dalla piattaforma HotMaps), pari a 2,712.57 GWh/anno, ci fornisce la curva di carico termico orario annuale per Taranto provincia, per il settore residenziale e terziario, che è riportata in Fig. 3.4.

Se si considera che, a livello regionale, il consumo di energia termica per i settori sopra menzionati ammonta a 22,678 GWh, la sola provincia di Taranto incide per 11.96%.

Poiché tra gli usi finali dell'idrogeno si può considerare il *blending* con il gas naturale, il settore residenziale e terziario presenta tutti i requisiti per essere oggetto di interventi decarbonizzazione nel breve e medio periodo.

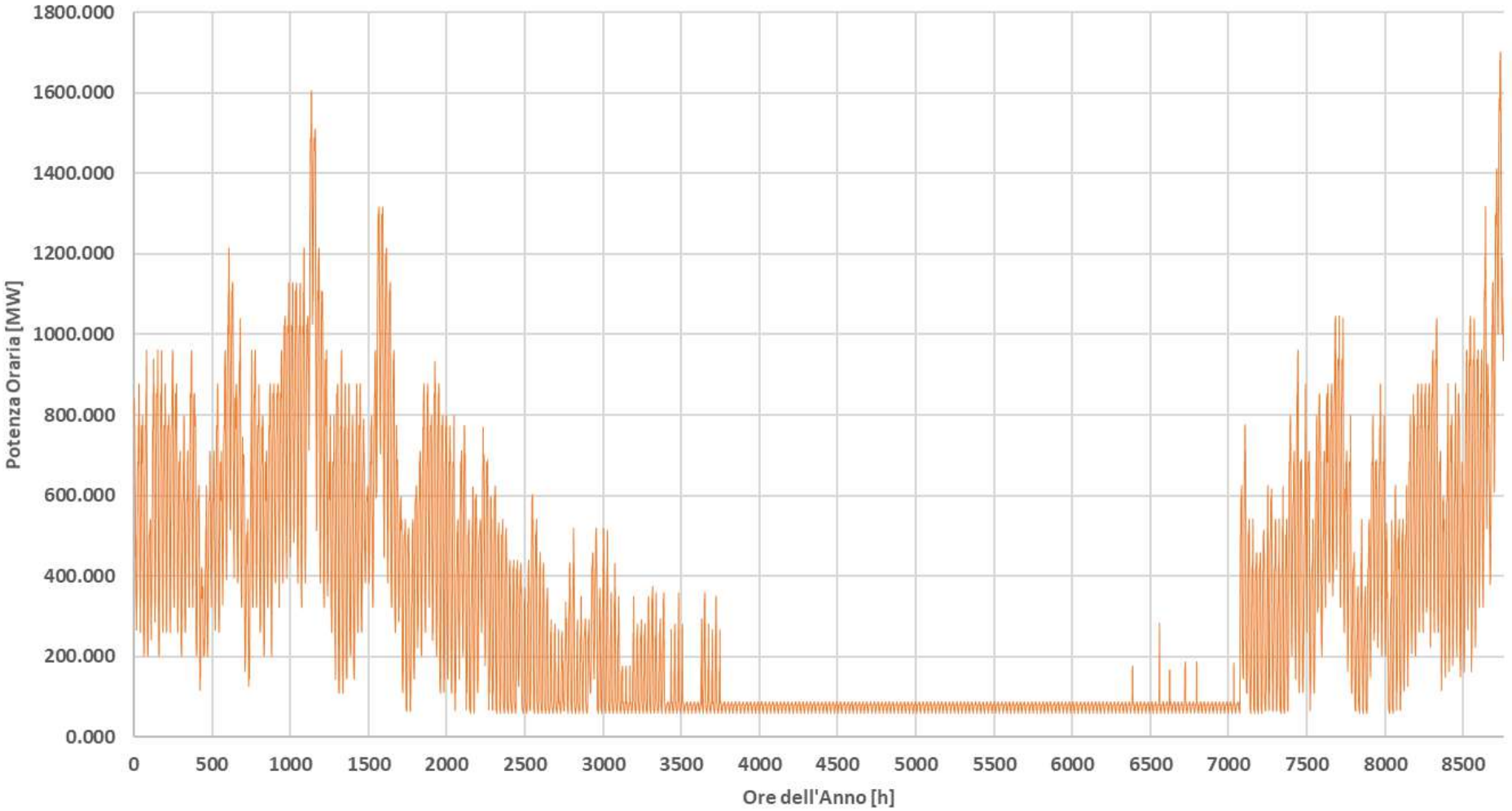


Fig. 3.4 Carico termico per riscaldamento nel settore residenziale e terziario- provincia Taranto

3.2. Produzione di energia elettrica da FER nella provincia di Taranto

Il passaggio successivo dell'analisi è stato quello di analizzare lo stato di fatto degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, già installati e operativi nella provincia. Sono state prima individuate tutte le varie tipologie di impianti operanti nel territorio, e per ciascuna, è stato osservato il numero di unità installate con le rispettive taglie.

In seguito, è stata simulata la producibilità annuale di energia elettrica relative alle varie categorie di impianti, andando a costruire, per ognuna di queste, un profilo orario. I profili ricavati sono stati infine accorpati per ricavare la cumulata della produzione di energia elettrica da FER di tutta la provincia di Taranto.

3.2.1 Produzione aggregata rinnovabile nel territorio provinciale

Lo studio dello stato di fatto degli impianti di produzione di energia elettrica da FER è stato svolto sfruttando le informazioni fornite dal sito AtlaImpianti, gestito dal GSE.

Attraverso tale applicativo è stato possibile distinguere come nel territorio provinciale ci siano solamente impianti di tipo eolico, fotovoltaico e a bioenergie. **Per ognuna di queste tipologie - come riportato di seguito nel dettaglio - è stato quantificato il numero di impianti e la potenza installata di ognuno di essi. Inoltre, è stata condotta un'analisi quantitativa della producibilità di questi impianti per costruire anche qui una serie temporale annuale, sulla base di una ricostruzione simulata delle autoproduzioni.**

Eolico

Dal database del GSE emerge che sono presenti 94 impianti eolici, con una potenza installata complessiva di 127.6 MW. È stato anche possibile rintracciare la posizione di tali impianti - distribuiti lungo tutto il territorio provinciale - tramite geolocalizzazione. In Fig. 3.5 è riportata la loro distribuzione spaziale.

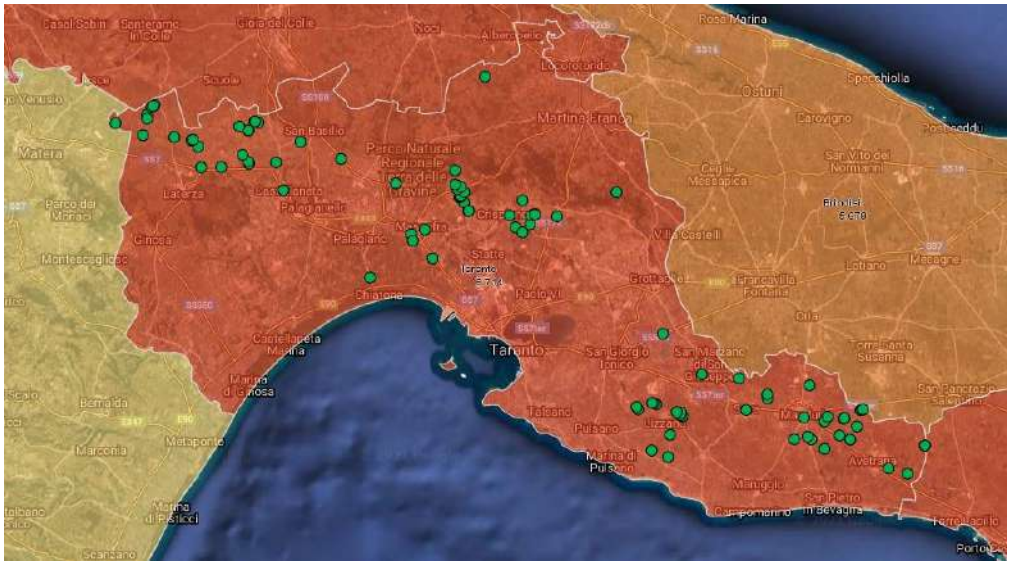


Fig. 3.5 Distribuzione geolocalizzata degli impianti eolici

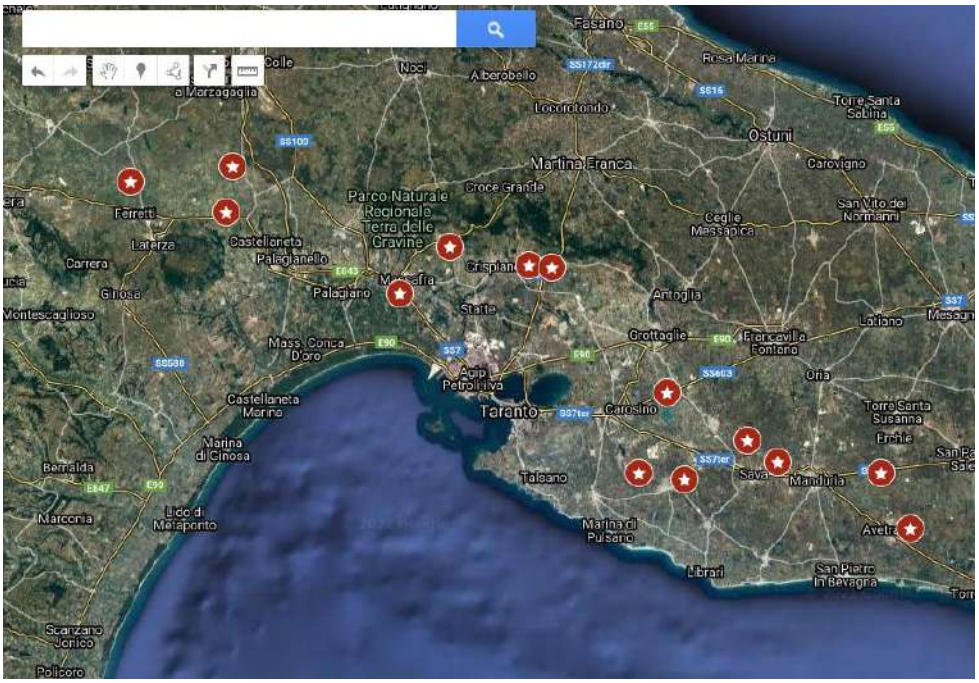


Fig. 3.6 Località scelte per la valutazione degli indici di producibilità media

Per effettuare una analisi di producibilità di questi impianti nel loro complesso, sono stati utilizzati i dati della velocità del vento forniti dalla piattaforma PVGIS. Attraverso questo sito, inserendo le coordinate geografiche del luogo di interesse, è possibile ricavare i dati TMY (anno meteorologico tipico), all'interno dei quali sono presenti i dati orari riguardanti la velocità del vento. Questi scaturiscono da una analisi decennale, e i valori risultano essere un valore medio calcolato per periodo di tempo (2007-2016).

Per una analisi più puntuale, non si è presa come riferimento una sola coordinata geografica per svolgere l'analisi su tutti gli impianti, ma sono state considerate 14 coordinate diverse, che possano essere rappresentative ognuna per un determinato cluster di impianti.

Per ognuno di questi siti, come detto, è stato ricavato il valore della velocità del vento in tutte le ore dell'anno, ma essendo questo valore misurato ad una altezza di 10 m, è stato necessario trasformare i valori in questione in modo da riferirsi ad una altezza consona alle turbine eoliche che si vogliono prendere in considerazione. A tal fine è stata utilizzata la formula del Modello Logaritmico di Prandtl:

$$v_z = v_0 \cdot \frac{ln\left(\frac{z}{m}\right)}{ln\left(\frac{z_0}{m}\right)} \tag{3.2}$$

dove:

z_0 è la quota alla quale è stata misurata la velocità del vento (10 m);

z è la quota alla quale si vuole ricavare la velocità del vento;

v_0 è la velocità del vento alla quota di 10 m;

v_z è la velocità del vento alla quota *z;*

m è un coefficiente di scabrezza che dipende dalle caratteristiche del terreno.

Nello schema proposto di seguito, sono riportati i vari valori che vanno assegnati al coefficiente *m* in base al tipo di terreno.

Classe	m	Caratteristiche del terreno
0	0.0002	superficie d'acqua ferma
0.5	0.0024	terreni completamente aperti con superficie liscia (piste di aeroporto, prati falciati, ecc.)
1	0.03	aree agricole aperte senza recinzioni e siepi e con edifici molto radi; colline a declivio dolce
1.5	0.055	terreni agricoli con qualche casa e filari di recinzione alti 8 m a distanza di circa 1250 m
2	0.1	terreni agricoli con qualche casa e filari di recinzione alti 8 m a distanza di circa 500 m
2.5	0.2	terreni agricoli con molte case, arbusti e piante, o filari di recinzione di 8 m a circa 250 m
3	0.4	villaggi, piccoli paesi, terreni agricoli con molte o alte siepi, foreste e terreni molto scabri ed irregolari
3.5	0.8	grandi città con edifici alti
4	1.6	metropoli con edifici alti e grattacieli

Tab. 3.1 Coefficienti di scabrezza del terreno assunti

Analizzando la posizione degli impianti installati, si è ritenuto ottimale utilizzare come valore $m = 0.03$.

Per l'analisi della producibilità degli impianti in questi 14 siti, sono state considerate 4 turbine di riferimento di 4 taglie diverse:

- Aeolia Windtech D2CF, taglia da 200 kW
- Hummer H21.0-60KW, taglia da 60 kW
- Hummer H17.0-50KW, taglia da 50 kW
- Hummer H13.2-20KW, taglia da 20 kW

Per ognuna di queste turbine è stato possibile ottenere l'andamento della curva di potenza al variare della velocità del vento.

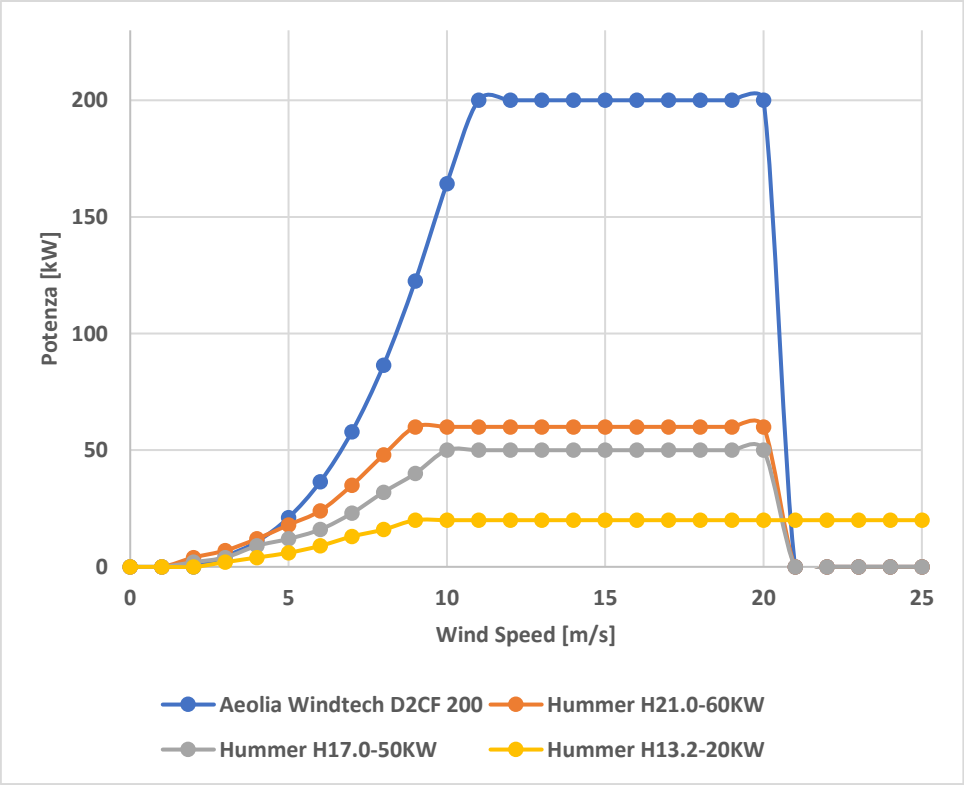


Fig. 3.7 Curve di potenza caratteristiche delle turbine eoliche scelte

Le velocità del vento sono state calcolate, quindi, per le diverse altezze caratteristiche delle rispettive pale. Nello specifico per quella da 200 kW si è utilizzato il valore della velocità del vento calcolato ad una quota di 40 m, mentre per tutte le altre si è calcolato per una quota di 25 m.

Le quote considerate dipendono dalle altezze dei tralicci che variano in base ai modelli delle turbine considerate.

È stata svolta, quindi, un'analisi delle frequenze assolute e relative delle varie velocità del vento che vengono a presentarsi nel corso dell'anno, per le due diverse quote che stiamo considerando.

Andando a moltiplicare rispettivamente la curva di potenza con la frequenza assoluta, tenendo conto delle diverse velocità del vento, per le 4 diverse turbine considerate, otteniamo la producibilità della specifica turbina sia al variare della velocità del vento, sia quella annuale.

Si riporta di seguito la tabella di calcolo di questa analisi per uno dei 14 siti considerati.

	TURBINA DA	**200**	**kW**		
	Modello Turbina:		**Aeolia Windtech D2CF 200**		
WS	Frequenza assoluta	Frequenza relativa	Curva di Potenza Turbina	Producibilià Turbina	Producibilità per ogni kW installato
m/s	WS40m	WS40m	kW	kWh	kWh/kW
0	35	0%	0	0.00	0.00
1	469	5%	0	0.00	0.00
2	1236	14%	0	0.00	0.00
3	1540	18%	4.56	7022.40	35.11
4	1336	15%	10.81	14442.16	72.21
5	1137	13%	21.11	24002.07	120.01
6	907	10%	36.49	33096.43	165.48
7	637	7%	57.94	36907.78	184.54
8	464	5%	86.48	40126.72	200.63
9	344	4%	122.52	42146.88	210.73
10	273	3%	164.26	44842.98	224.21
11	166	2%	200	33200.00	166.00
12	114	1%	200	22800.00	114.00
13	66	1%	200	13200.00	66.00
14	26	0%	200	5200.00	26.00
15	3	0%	200	600.00	3.00
16	4	0%	200	800.00	4.00
17	3	0%	200	600.00	3.00
18	0	0%	200	0.00	0.00
19	0	0%	200	0.00	0.00
20	0	0%	200	0.00	0.00
21	0	0%	0	0.00	0.00
22	0	0%	0	0.00	0.00
23	0	0%	0	0.00	0.00
24	0	0%	0	0.00	0.00
25	0	0%	0	0.00	0.00
	8760	**100%**		**318987.42**	**1594.94**

Tab. 3.2 Tabella producibilità della turbina eolica Aeolia Windtech D2CF 200

	TURBINA DA	60	kW		
	Modello Turbina:		Hummer H21.0-60KW		
WS	Frequenza assoluta	Frequenza relativa	Curva di Potenza Turbina	Producibilità Turbina	Producibilità per ogni kW installato
m/s	WS25m	WS25m	kW	kWh	kWh/kW
0	39	0%	0	0.00	0.00
1	541	6%	0	0.00	0.00
2	1427	16%	4	5708.00	95.13
3	1625	19%	7	11375.00	189.58
4	1341	15%	12	16092.00	268.20
5	1151	13%	18	20718.00	345.30
6	855	10%	24	20520.00	342.00
7	568	6%	35	19880.00	331.33
8	418	5%	48	20064.00	334.40
9	330	4%	60	19800.00	330.00
10	214	2%	60	12840.00	214.00
11	136	2%	60	8160.00	136.00
12	71	1%	60	4260.00	71.00
13	34	0%	60	2040.00	34.00
14	3	0%	60	180.00	3.00
15	4	0%	60	240.00	4.00
16	3	0%	60	180.00	3.00
17	0	0%	60	0.00	0.00
18	0	0%	60	0.00	0.00
19	0	0%	60	0.00	0.00
20	0	0%	60	0.00	0.00
21	0	0%	0	0.00	0.00
22	0	0%	0	0.00	0.00
23	0	0%	0	0.00	0.00
24	0	0%	0	0.00	0.00
25	0	0%	0	0.00	0.00
	8760.00	1.00		162057.00	2700.95

Tab. 3.3 Tabella producibilità della turbina eolica Hummer H21.0-60KW

	TURBINA DA	50	kW		
	Modello Turbina:		Hummer H17.0-50KW		
WS	Frequenza assoluta	Frequenza relativa	Curva di Potenza Turbina	Producibilià Turbina	Producibilità per ogni kW installato
m/s	WS25m	WS25m	kW	kWh	kWh/kW
0	39	0%	0	0.00	0.00
1	541	6%	0	0.00	0.00
2	1427	16%	2	2854.00	57.08
3	1625	19%	4	6500.00	130.00
4	1341	15%	9	12069.00	241.38
5	1151	13%	12	13812.00	276.24
6	855	10%	16	13680.00	273.60
7	568	6%	23	13064.00	261.28
8	418	5%	32	13376.00	267.52
9	330	4%	40	13200.00	264.00
10	214	2%	50	10700.00	214.00
11	136	2%	50	6800.00	136.00
12	71	1%	50	3550.00	71.00
13	34	0%	50	1700.00	34.00
14	3	0%	50	150.00	3.00
15	4	0%	50	200.00	4.00
16	3	0%	50	150.00	3.00
17	0	0%	50	0.00	0.00
18	0	0%	50	0.00	0.00

19	0	0%	50	0.00	0.00
20	0	0%	50	0.00	0.00
21	0	0%	0	0.00	0.00
22	0	0%	0	0.00	0.00
23	0	0%	0	0.00	0.00
24	0	0%	0	0.00	0.00
25	0	0%	0	0.00	0.00
	8760	**1.00**		**111805.00**	**2236.10**

Tab. 3.4 Tabella producibilità della turbina eolica Hummer H17.0-50KW

	TURBINA DA	**20**	**kW**		
	Modello Turbina:		**Hummer H13.2-20KW**		
WS	Frequenza assoluta	Frequenza relativa	Curva di Potenza Turbina	Producibilià Turbina	Producibilità per ogni kW installato
m/s	WS25m	WS25m	kW	kWh	kWh/kW
0	39	0%	0	0.00	0.00
1	541	6%	0	0.00	0.00
2	1427	16%	0	0.00	0.00
3	1625	19%	2	3250.00	162.50
4	1341	15%	4	5364.00	268.20
5	1151	13%	6	6906.00	345.30
6	855	10%	9	7695.00	384.75
7	568	6%	13	7384.00	369.20
8	418	5%	16	6688.00	334.40
9	330	4%	20	6600.00	330.00
10	214	2%	20	4280.00	214.00
11	136	2%	20	2720.00	136.00
12	71	1%	20	1420.00	71.00
13	34	0%	20	680.00	34.00
14	3	0%	20	60.00	3.00
15	4	0%	20	80.00	4.00
16	3	0%	20	60.00	3.00
17	0	0%	20	0.00	0.00
18	0	0%	20	0.00	0.00
19	0	0%	20	0.00	0.00
20	0	0%	20	0.00	0.00
21	0	0%	20	0.00	0.00
22	0	0%	20	0.00	0.00
23	0	0%	20	0.00	0.00
24	0	0%	20	0.00	0.00
25	0	0%	20	0.00	0.00
	8760.00	**1.00**		**53187.00**	**2659.35**

Tab. 3.5 Tabella producibilità della turbina eolica Hummer H13.2-20KW

Come si può notare dalle tabelle sopra riportate, un altro parametro che è stato calcolato è la producibilità normalizzata per 1 kW di potenza installata. Questo parametro è importante perché permette di stimare le ore equivalenti di utilizzo di questi vari modelli di turbina, essendo questi equivalente al valore di producibilità annuale normalizzato.

È stato possibile, quindi, confrontare questo valore per le 4 possibilità, in quanto normalizzato.

Per comprendere quale potesse essere il modello di turbina eolica più adatta a rappresentare gli impianti installati nel sito analizzato, si è utilizzato questo parametro. In particolare, è stato scelto un range di accettabilità per la producibilità annuale di un modello di turbina. Come si può vedere dalle tabelle sopra riportate, se questo range era rispettato, il valore in questione veniva contrassegnato in verde, altrimenti in rosso.

Per trovare questo range di accettabilità sono stati presi come riferimento i dati a consuntivo forniti da Terna, riguardanti gli impianti di generazione presenti al 31 dicembre del 2018 e la produzione di questi impianti nel 2019, per la regione Puglia.

Sulla base di questi dati, è stato possibile ricavare un valore di ore equivalenti di funzionamento per gli impianti installati in Puglia. È stato supposto che questo valore, valido per la regione Puglia, possa essere attendibile e rappresentativo anche per la provincia di Taranto e che, pertanto, potesse essere preso come riferimento. La autoproduzione totale da eolico della regione Puglia risulta pertanto pari a 5236 GWh/anno:

PRODUZIONE LORDA IMPIANTI PUGLIA 2019		**POTENZA EFFICIENTE LORDA IMPIANTI PUGLIA 2018**		**ORE EQUIVALENTI**
MWh	GWh	kW	MW	kWh/kW
5,235,800	5,235.8	2,525,300	2,525.3	2,073

Tab. 3.6 Produzione elettrica – regione Puglia

Una delle quattro turbine - che avesse un valore di producibilità annua normalizzata compreso in un range tra 1,900 kWh/kW e 2,600 kWh/kW - è stata ritenuta rappresentativa del sito analizzato.

A questo punto, una volta scelta la turbina rappresentativa di quel determinato sito, si va a valutare, attraverso il profilo di potenza della turbina scelta, il profilo orario di produzione e, successivamente, dividendo questo profilo appena trovato per la taglia della turbina, si riesce a ricavare il profilo orario unitario.

Quest'ultimo lo si va a moltiplicare per la potenza nominale di tutti gli impianti installati considerati per quel sito.

Si riporta di seguito, a titolo di esempio, la distribuzione degli impianti per uno dei 14 siti considerati.

Quelli evidenziati in figura sono parte degli impianti presenti nella provincia di Taranto, clusterizzati in un unico sito di riferimento.

Quindi, ad esempio, nel caso di questo sito (Fig. 3.8), sono presenti 12 impianti eolici, con una potenza nominale complessiva installata pari a 615 kW.

La potenza complessiva del sito è stata moltiplicata per il profilo unitario orario di producibilità caratteristico del sito, trovando così la producibilità totale oraria del sito in questione, che, sommando i valori per tutte le ore dell'anno, ci fornisce anche il valore di producibilità totale annua. Questo calcolo è stato svolto per tutti i 14 siti considerati.

È stato quindi possibile sommare ora per ora tutti i valori, calcolati per tutti i siti, di questa producibilità oraria totale, andando a trovare un'unica curva di produzione oraria annua valida per l'intera provincia di Taranto che si riporta di seguito, in Fig. 3.9.

Attraverso l'analisi dei risultati dei 14 siti considerati, è stato possibile ricavare i risultati complessivi riferiti a tutta la provincia di Taranto. Di seguito una tabella riepilogativa dei risultati ottenuti. La autoproduzione totale da eolico della provincia di Taranto risulta pertanto pari a 276 GWh/anno:

Impianti

oggetti filtrati: 12

Regione	Provincia	Comune	Pot. nom. (kW)
PUGLIA	Taranto	CRISPIANO	20
PUGLIA	Taranto	CRISPIANO	20
PUGLIA	Taranto	CRISPIANO	20
PUGLIA	Taranto	CRISPIANO	50
PUGLIA	Taranto	CRISPIANO	50
PUGLIA	Taranto	CRISPIANO	145
PUGLIA	Taranto	MASSAFRA	20
PUGLIA	Taranto	MASSAFRA	50
PUGLIA	Taranto	MASSAFRA	60
PUGLIA	Taranto	MASSAFRA	60
PUGLIA	Taranto	MASSAFRA	60
PUGLIA	Taranto	MASSAFRA	60

Fig. 3.8 Distribuzione territoriale degli impianti eolici per comuni

PRODUCIBILITA' ANNUA		**POTENZA INSTALLATA NEI SITI**		**ORE EQUIVALENTI**
MWh	GWh	kW	MW	kWh/kW
276,173.505	276.174	127,578.600	127.579	2,164.732

Tab. 3.7 Producibilità annua da eolico – provincia di Taranto

che rapportata all'intera autoproduzione regionale risulta pari al 5,3%, in ragione del fatto che sono pochi impianti eolici e di piccola taglia (massimo 145 kW).

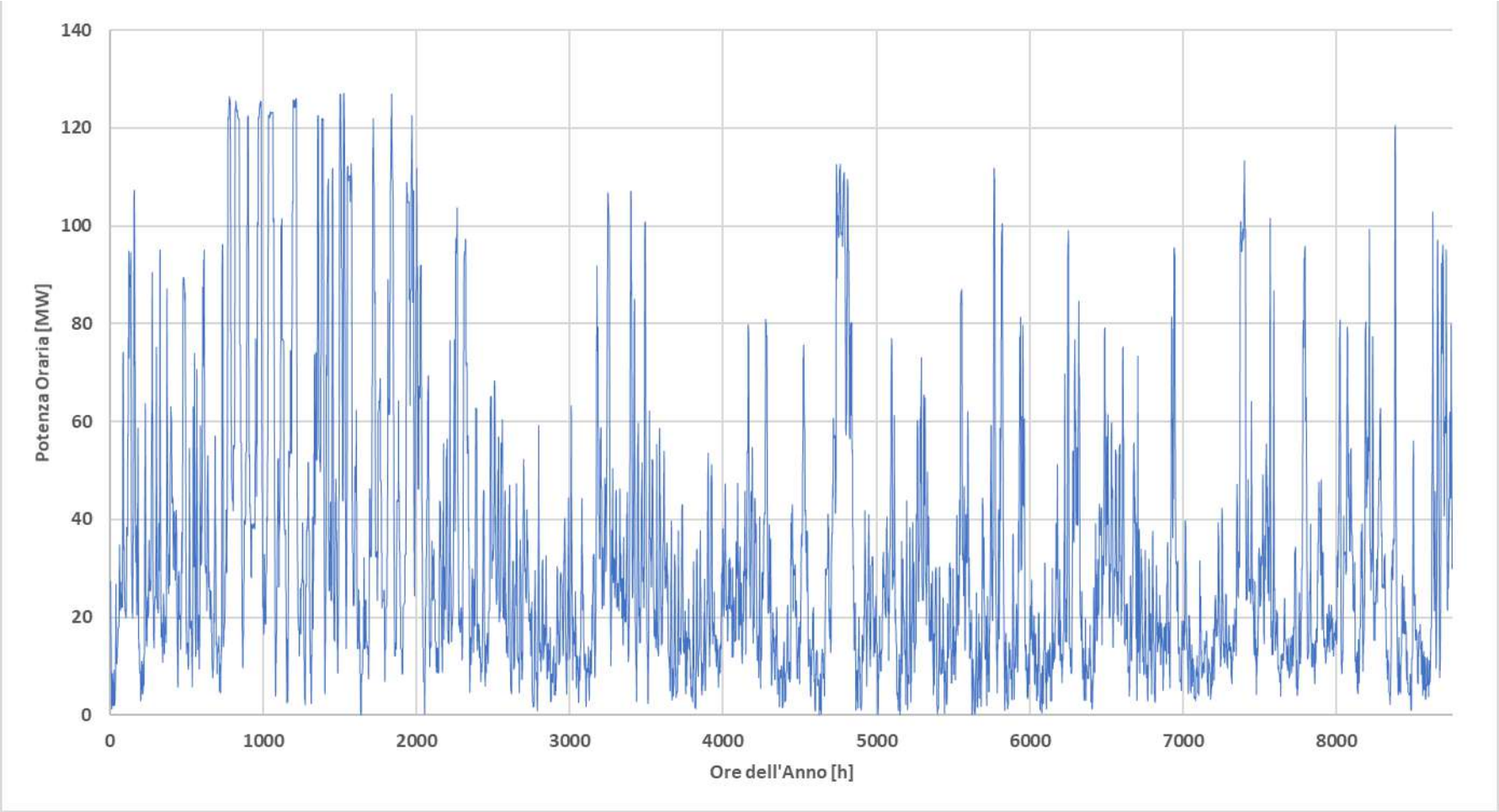


Fig. 3.9 Andamento della potenza degli impianti eolici – provincia di Taranto

Fotovoltaico

Dal sito AtlaImpianti del GSE si evince che nella provincia di Taranto sono presenti 6,484 impianti fotovoltaici, con una potenza installata complessiva di 344.9 MW. È stato possibile ricavare anche la geolocalizzazione di tali impianti distribuiti lungo tutto il territorio provinciale.

Fig. 3.01 Geolocalizzazione degli impianti fotovoltaici – provincia di Taranto

Il calcolo sulla producibilità di tutti questi impianti è stato effettuato tramite la piattaforma PVGIS. Questa, una volta settati gli input opportuni, è in grado di restituire direttamente il profilo di produzione ricercato.

Le coordinate di riferimento, su cui si basa il calcolo per l'intera provincia, sono quelle della città di Taranto (N40.465, E17.250, altitudine 28 m).

In Fig. 3.11 vengono riportati gli input inseriti nella piattaforma PVGIS in fase preliminare, necessari a ottenere poi la curva di producibilità oraria annuale.

Attraverso questi settaggi è stato possibile ottenere il profilo orario unitario di producibilità del fotovoltaico per 5 diversi anni, dal 2012 al 2016. A ciascuno dei cinque profili ottenuti è stato però necessario apportare una modifica.

Dal momento che il fotovoltaico, nel mercato dell'energia, ha la priorità di dispacciamento della sua produzione elettrica, è certo che tutto quello che viene prodotto tramite fotovoltaico viene impiegato e consumato. Per i dati sulla producibilità annua, quindi, è stato possibile basarsi sui dati a consuntivo forniti da Terna.

In particolare, sono stati presi in considerazione i valori di produzione lorda degli impianti fotovoltaici registrati in Puglia nel 2019, pari a 3,621.5 GWh, e il valore della potenza efficiente lorda degli impianti fotovoltaici in Puglia al 31 dicembre 2018, pari a 2,652.1 MW. Rapportando opportunamente questi valori si riesce a ottenere il valore delle ore equivalenti di funzionamento degli impianti fotovoltaici installati in Puglia, pari a 1,365.5 h_{eq}. Si assume, pertanto, che questo valore - appena ottenuto per la regione Puglia - sia rappresentativo anche degli impianti presenti nella sola provincia di Taranto.

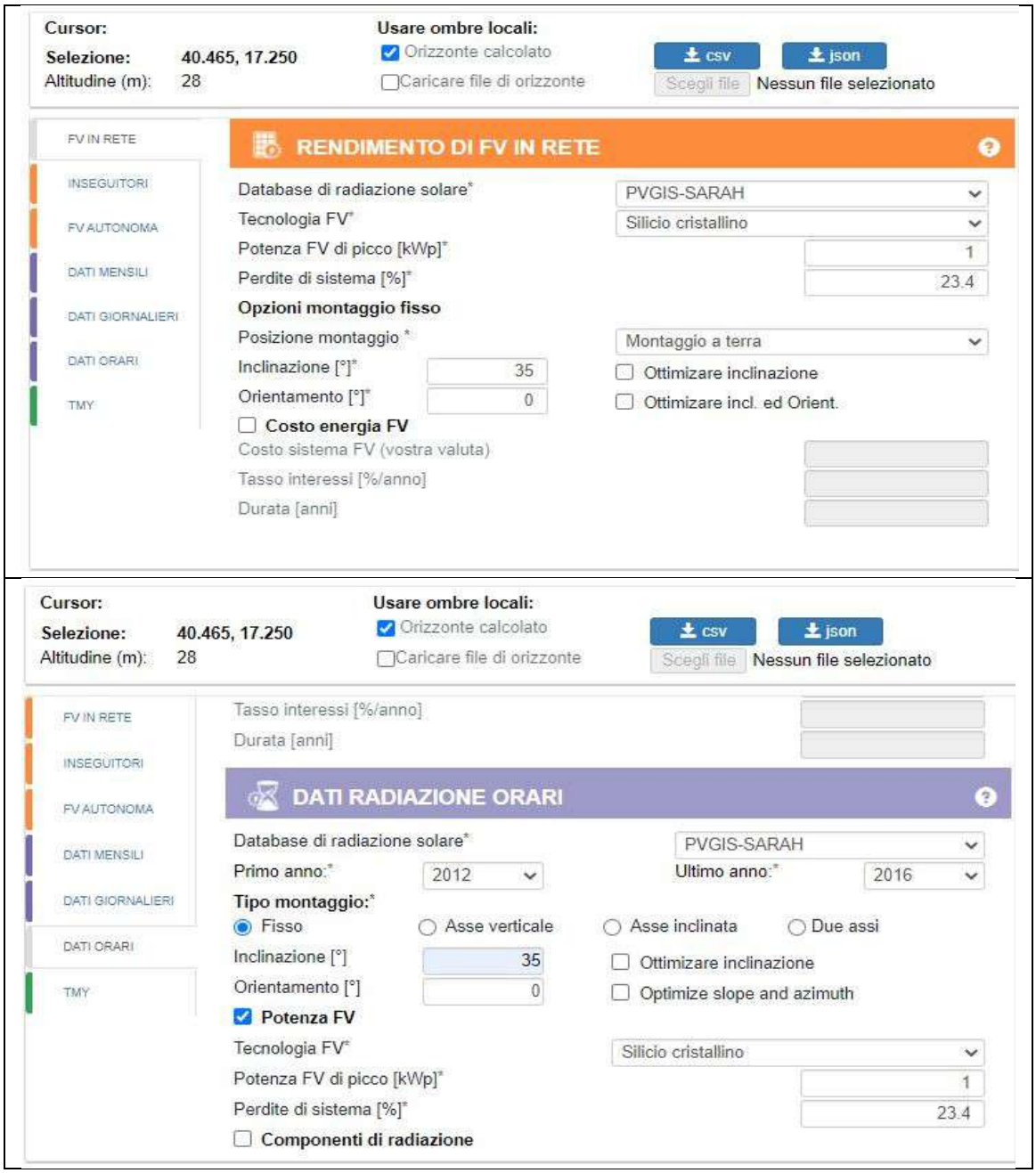


Fig. 3.11 Input di configurazione PVGIS

I profili unitari trovati per i vari anni, forniscono anch'essi un valore di ore equivalenti di funzionamento. Questo valore si ottiene sommando tutti i valori orari dei profili per l'intero anno. Per riportare le ore equivalenti risultanti al valore ricavato tramite i dati Terna, è stato necessario moltiplicare tutti i valori del profilo unitario per un fattore di correzione.

		2016	2015	2014	2013	2012
Ore equivalenti Terna	h	1365.5				
Somma potenze orarie PV 2016	kWh/kW	1263.1	1373.9	1333.7	1361.5	1403.5
Fattore di correzione	-	1.08	0.99	1.02	1.00	0.97
Potenza installata PV Prov. Taranto	MW	344.92				

Tab. 3.8 Dati di producibilità degli impianti PV sulla base dei dati relativi agli anni di riferimento

Trovati i nuovi profili unitari corretti, questi vengono mediati al fine di costruire il profilo unitario medio, che sarà preso come profilo unitario di riferimento per la produzione fotovoltaica. Successivamente, tale serie storica verrà scalata secondo il valore di potenza nominale degli impianti fotovoltaici installati nella provincia di Taranto.

Si ricava così, il profilo di produzione oraria annuale degli impianti fotovoltaici installati nella provincia di Taranto riportato in Fig. 3.12.

Riepilogando: la produzione fotovoltaica della regione Puglia è pari a 3621 GWh/anno; quella relativa alla provincia di Taranto 471 GWh/anno (13%), in ragione di una significativa distribuzione territoriale degli impianti coerente con le altre province.

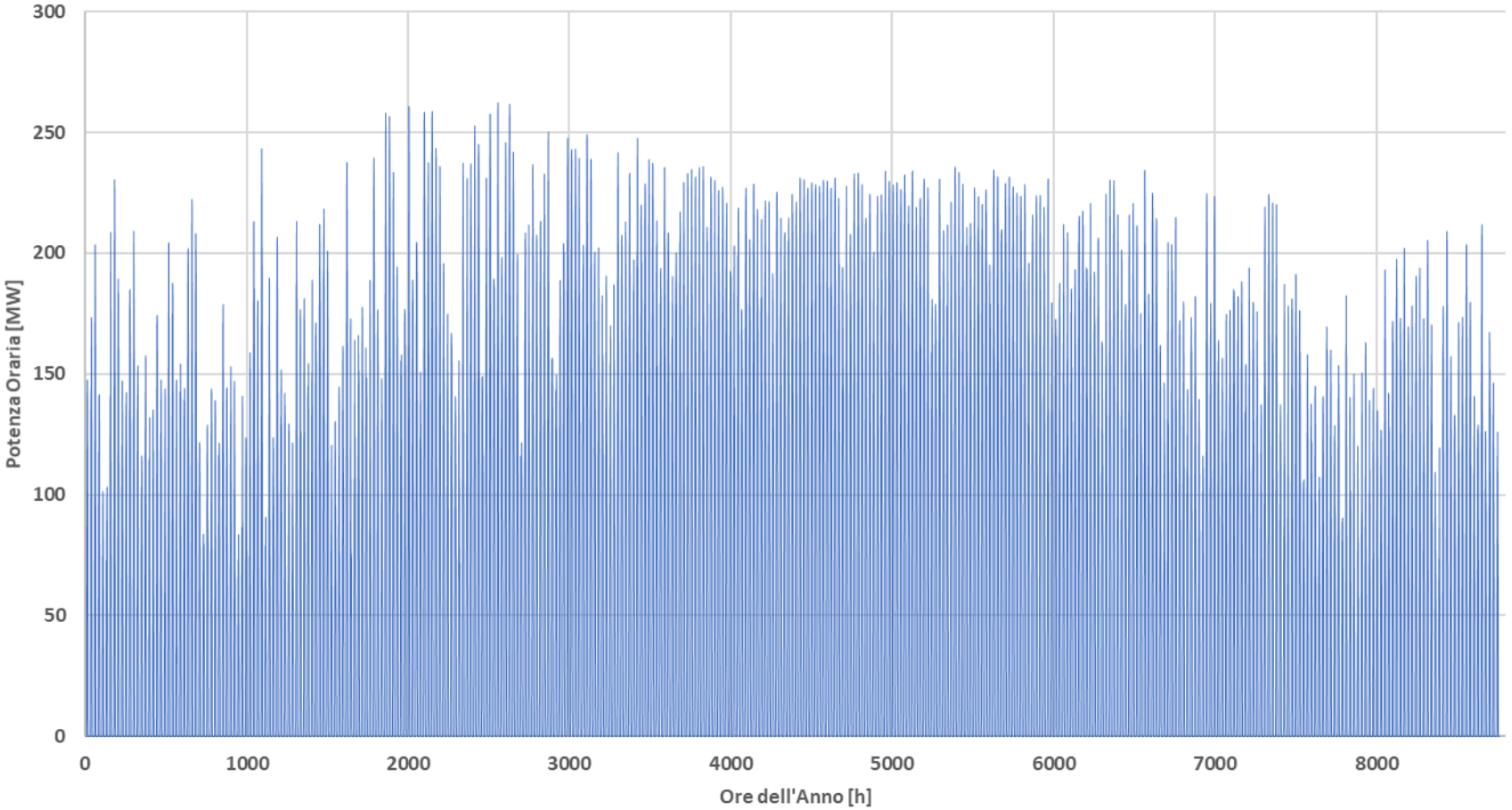


Fig. 3.12 Profilo di produzione annuo degli impianti fotovoltaici – provincia di Taranto

Bioenergie

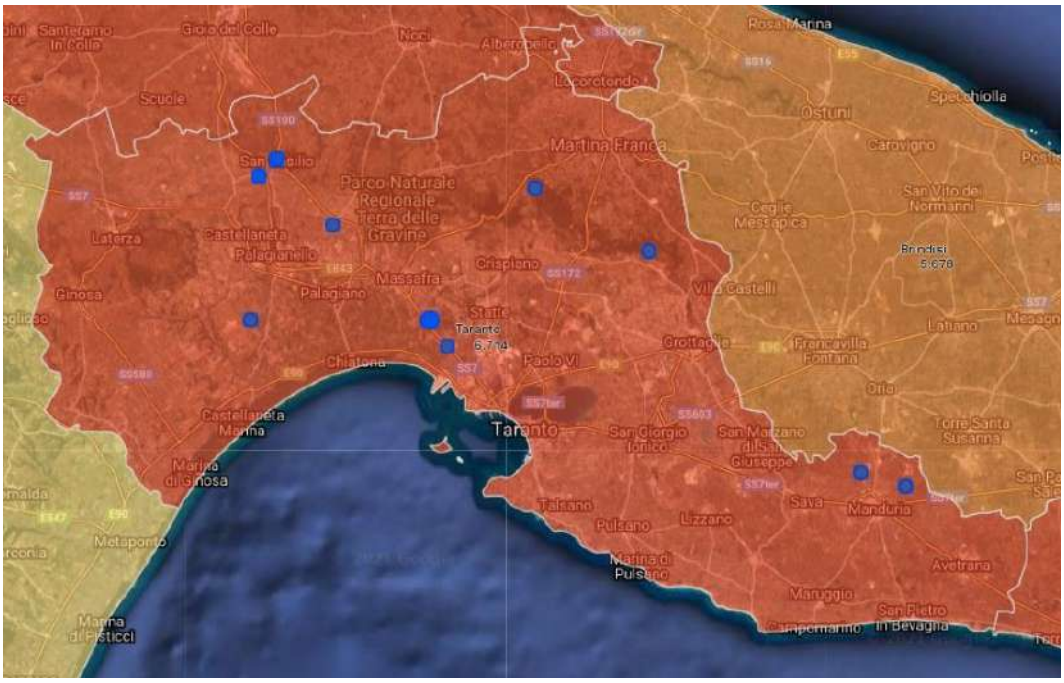


Fig. 3.13 Geolocalizzazione degli impianti a bioenergia – provincia di Taranto

Dal sito AtlaImpianti del GSE si evince come nella provincia di Taranto siano presenti 14 impianti a bioenergie, in particolare 11 impianti a biogas, 2 impianti a biomassa liquida e 1 impianto a rifiuti, con una potenza installata complessiva di 12.24 MW. È stato inoltre possibile geolocalizzare tutti i siti interessati dall'impiego di materiale di origine biologica.

Con la medesima procedura adottata per i casi precedenti, sono stati presi come riferimento di producibilità i dati forniti da Terna. In particolare, sono stati considerati i valori di produzione lorda degli impianti a bioenergie registrati in Puglia nel 2019, pari a 1,413.5 GWh, e il valore della potenza efficace lorda degli impianti a bioenergie in Puglia al 31 dicembre 2018, pari a 346.7 MW. Rapportando opportunamente questi valori si riesce ad ottenere il valore delle ore equivalenti di funzionamento degli impianti a bioenergie installati in Puglia, pari a 4,077 h_{eq}. Si assume pertanto che questo valore ottenuto per la regione Puglia, sia rappresentativo anche degli impianti presenti nella sola provincia di Taranto.

Si è supposto, inoltre, che la curva di funzionamento di tali impianti sia di tipo "a gradino" (ON-OFF) e che gli impianti lavorino sempre tutti nello stesso periodo di tempo e per le stesse ore. Ne consegue, quindi, che il valore della potenza oraria prodotta sia pari alla somma delle potenze nominali di tutti gli impianti presenti nel territorio.

Per ottenere un valore di ore equivalenti di funzionamento degli impianti presenti, che sia confrontabile con quello calcolato tramite i dati Terna, è stato necessario supporre che tutti questi impianti, lavorino per 13 ore al giorno nei giorni feriali e prefestivi, e che non lavorino affatto nei giorni festivi. Nello specifico, per i giorni feriali e prefestivi, è stato considerato come orario di lavoro degli impianti dalle ore 07:00 alle 20:00.

Si riesce, sulla base di tali approssimazioni, a costruire un modello di curva oraria annuale di produzione di energia degli impianti a bioenergie presenti nella provincia di Taranto che si riporta di seguito, in Fig. 3.14.

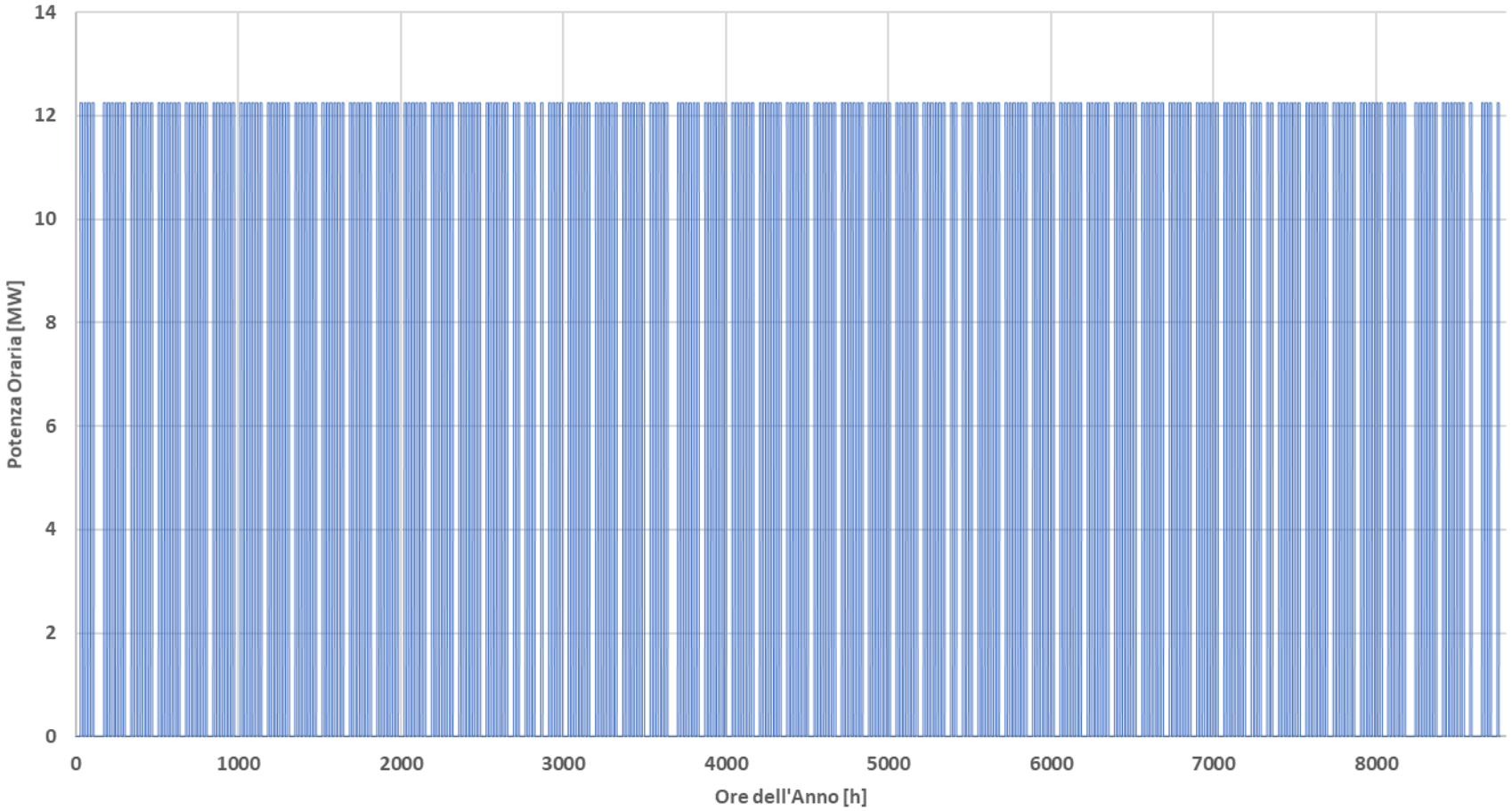


Fig. 3.14 Andamento della potenza degli impianti a bioenergia – provincia di Taranto

In base alle ricostruzioni fatte, è importante sottolineare che **la provincia di Taranto, allo stato attuale, presenta una penetrazione di FER sui consumi finali elettrici globali del 15.4%. Tale valore si discosta da quello medio della regione pari a 50.7% così come da quello nazionale del 40.8%. Questo scostamento dai valori regionali e nazionali è dovuto da un lato ad una ridotta autoproduzione eolica e dall'altro al fatto che la provincia di Taranto presenta un'elevata concentrazione di stabilimenti industriali che impiegano principalmente il vettore elettrico.**

3.3 Analisi dell'attuale eccesso rinnovabile nella provincia di Taranto

Dalle analisi effettuate fino a questo momento, è possibile confrontare la curva oraria annuale di consumo di energia elettrica nella provincia di Taranto con la curva oraria annuale cumulativa di tutta la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico e bioenergie) da parte degli impianti già presenti e operativi presenti sempre in questa provincia. Da tale confronto è possibile valutare la presenza o meno di un eccesso, rispetto alla domanda, di energia prodotta, e, in tal caso, quantificarlo per valutarne possibili impieghi alternativi.

La curva cumulata di produzione oraria di energia elettrica da fonti rinnovabili per la provincia di Taranto, si ricava sommando, ora per ora, per tutto l'anno, le potenze orarie generate dai vari impianti rinnovabili che sono già state ricavate e discusse in precedenza.

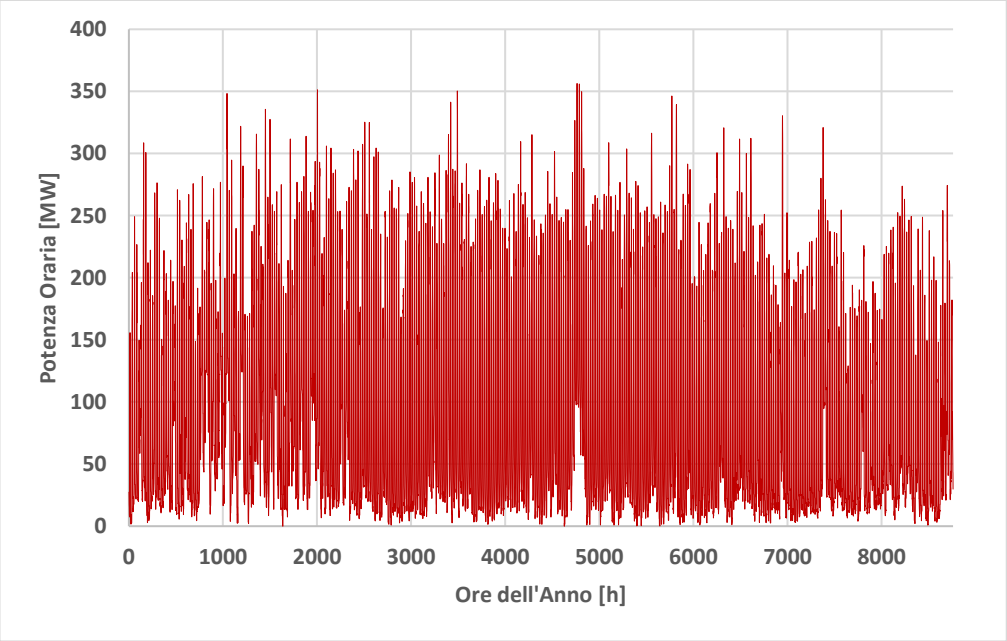


Fig. 3.15 Cumulata della produzione orario da rinnovabili – provincia di Taranto

Ricavata tale curva, sovrapponendola alla curva di carico elettrico globale, è possibile ricavare l'eccesso di rinnovabile per la provincia di Taranto.

Analizzando il grafico riportato, in Fig 3.16 è possibile concludere che nel corso dell'anno non vi è un eccesso di rinnovabile da poter essere impiegato per l'implementazione di strategie di *storage*. Ne consegue che per gli scopi previsti associati alla creazione di un parco di produzione di idrogeno bisognerà necessariamente ricorrere a nuove installazioni dedicate e non all'*overgeneration*

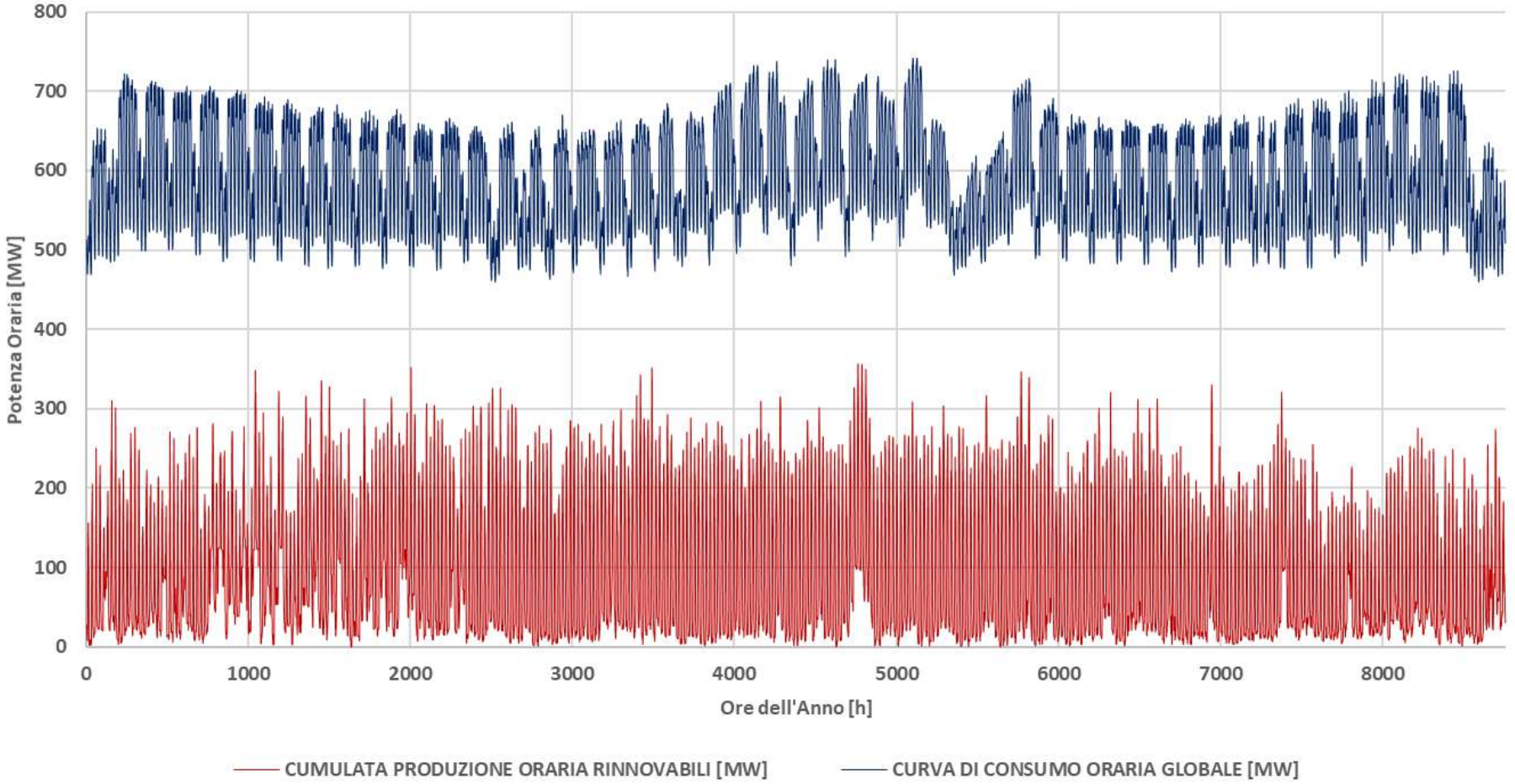


Fig. 3.16 Confronto tra la curva di produzione cumulata da fonti rinnovabili e curva di carico orario – provincia di Taranto

4. Definizione degli obiettivi idrogeno al 2024 e al 2030

Il presente capitolo rappresenta un'introduzione al capitolo 5, in cui sono riportati nel dettaglio obiettivi, metodologia e risultati e allo stesso tempo costituisce una sintesi del presente documento, finalizzata a inquadrare in maniera olistica i diversi obiettivi fissati dalla strategia.

Nel quadro della strategia europea e nel rispetto degli obiettivi fissati dalla strategia italiana, nel presente documento sono stati definiti i target della strategia di breve-medio termine per lo sviluppo dell'idrogeno nella provincia di Taranto

La strategia europea pone l'obiettivo di installare una capacità di elettrolisi pari a 6 GW al 2024 e pari a 40 GW al 2030. L'obiettivo italiano è quello di contribuire per un ottavo dei target indicati, fissando un target pari a 0.75 GW al 2024 e 5 GW entro il 2030. Applicando un criterio di scala basato sulla popolazione di Taranto provincia in rapporto alla popolazione italiana, sono stati definiti gli obiettivi minimi del presente documento.

L'obiettivo per la provincia di Taranto di capacità elettrolitica da installare è pari a 7.5 MW al 2024 e pari a 50 MW al 2030 per la produzione di idrogeno verde. Questo corrisponde ad un quantitativo annuale pari a 855 tonH2/anno al 2024 e pari a 5,700 tonh2/anno al 2030.

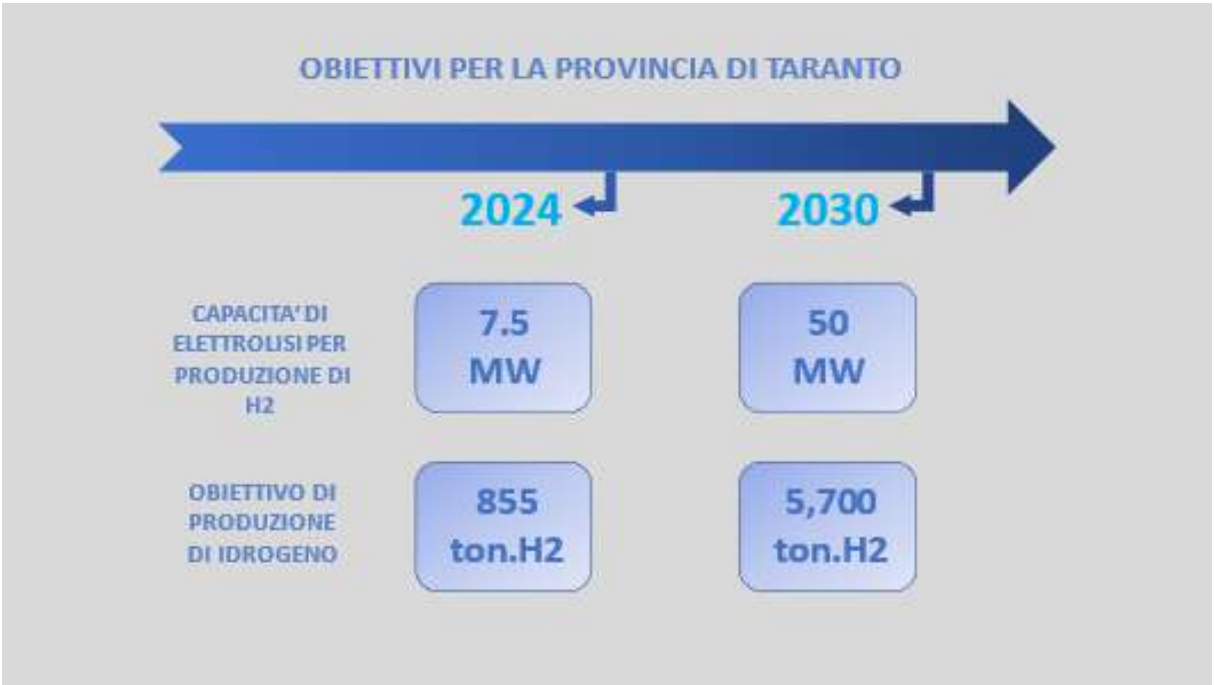


Figura 4.1 Obiettivi di installazione di elettrolizzatori e di produzione di idrogeno al 2024 e al 2030

Per l'alimentazione degli elettrolizzatori risulta necessaria l'installazione di 9 MW di impianti eolici e 7.5 MW di impianti fotovoltaici dedicati al 2024. Al 2030 i targets di installazioni di rinnovabili dedicate alla produzione di idrogeno sono pari a 60 MW per gli impianti eolici e 50 MW per gli impianti fotovoltaici.

Gli obiettivi di installazione di rinnovabili sono stati definiti con il fine di massimizzare le ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori e di minimizzare l'eccesso di rinnovabile elettrica del sistema. Tutto questo per rendere il costo di produzione dell'idrogeno verde comparabile con quello grigio generato da *steam reforming* e quindi da fossile.

Figura 4.2 Obiettivi di installazione di rinnovabili dedicate al 2024 e al 2030

L'utilizzo finale dell'idrogeno a Taranto è stato definito in accordo con la Strategia Nazionale e le caratteristiche della domanda energetica della provincia di Taranto.

Il principale uso finale considerato nella strategia è l'immissione dell'idrogeno nella rete di distribuzione del gas naturale. Infatti, la mancanza di una infrastruttura dedicata per lo stoccaggio e il trasporto può rappresentare un ostacolo per l'affermazione della filiera dell'idrogeno.

L'immissione dell'idrogeno in rete permette di sfruttare l'infrastruttura esistente del gas naturale per trasportare l'idrogeno fino ai diversi utilizzatori residenziali, commerciali e industriali. Inoltre, l'immissione di idrogeno non comporta una sostanziale variazione delle caratteristiche della miscela, tanto da compromettere i parametri operativi della rete. Allo stesso tempo, il greening del gas naturale può contribuire a raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni dovute al riscaldamento domestico e terziario per il 2030.

Altra applicazione dell'idrogeno è nel **processo di sintesi per la produzione di electro-diesel, attraverso la reazione di Fischer-Tropsch**. Lo sviluppo di elettro-diesel è stato pensato principalmente per la sostituzione del diesel nel trasporto navale di piccola taglia. Parte della mobilità navale di Taranto potrebbe essere quindi alimentata da un electro-fuel elaborato dalla sintesi dell'idrogeno verde. In questo modo si può contribuire alla decarbonizzazione di un settore hard-to-abate e di difficile elettrificazione come il trasporto leggero navale.

Altra soluzione prevista è la sostituzione parziale del parco veicolare dedicato al trasporto pubblico nella Provincia di Taranto con autobus a idrogeno. L'attuale parco veicolare composto da 157 veicoli è oggetto di un piano di profonda sostituzione con mezzi ibridi e diesel EURO6. La proposta ha l'obiettivo di completare il processo di ammodernamento della flotta con la sostituzione di circa 40 veicoli non attualmente compresi nel piano con nuovi modelli di autobus a *Fuel Cell* alimentati a idrogeno.

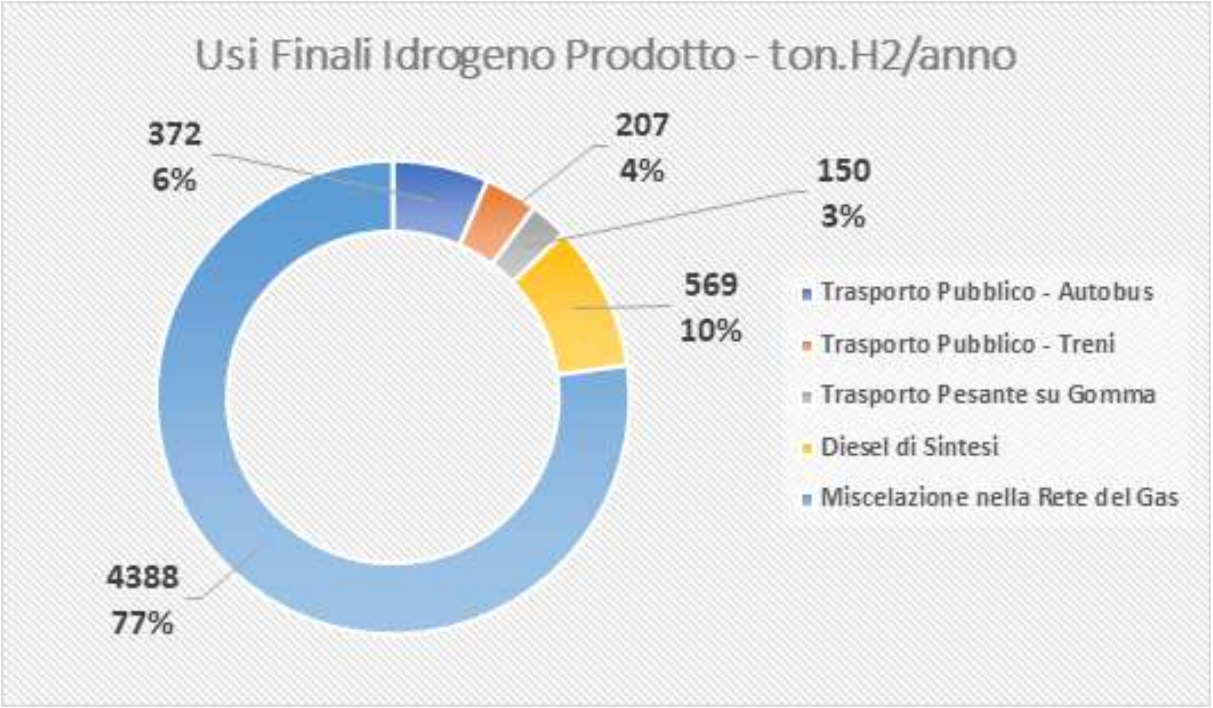


Figura 4.3 Scenari di utilizzo finale dell'idrogeno nella provincia di Taranto al 2030

Un ulteriore utilizzo finale è la sostituzione di treni diesel su una tratta ferroviaria non elettrificata con treni ad idrogeno. La tratta ferroviaria non elettrificata identificata sul territorio è quella che collega la città di Taranto con quella di Reggio Calabria. La tratta è di competenza della società RFI, ha una lunghezza di 472 km totali e prevede due corse giornaliere da Taranto a Reggio Calabria e due in direzione opposta. La proposta riguarda la sostituzione dei 4 treni diesel su questa tratta con 4 treni a *Fuel Cell* alimentati a idrogeno.

Ultima soluzione analizzata è la creazione di stazioni di ricarica per l'alimentazione del trasporto pesante privato. Infatti, secondo la Strategia Nazionale per l'idrogeno, al 2030 è prevista la sostituzione di almeno il 2% dei camion a lungo raggio con veicoli alimentati a idrogeno. Infatti, l'elettrificazione del trasporto pesante è meno conveniente dell'applicazione al trasporto leggero. Quindi risulta interessante l'applicazione di veicoli a idrogeno per la decarbonizzazione di questo settore. Una parte dell'idrogeno prodotto quindi servirà dunque a soddisfare tale domanda. Secondo lo stesso criterio utilizzato per la definizione degli obiettivi di installazione di elettrolizzatori, è stata definita la domanda che dovrebbe competere alla provincia di Taranto.

Uno schema riassuntivo dell'utilizzo di idrogeno al 2030 è rappresentato dai grafici in Fig. 4.3 e Fig. 4.4.

Per quanto riguarda la strategia di breve periodo al 2024 è importante sottolineare che l'applicazione del *blending* rappresenta l'11.55% dell'obiettivo finale al 2030. Questo implica che in soli 6 anni saranno necessari grandi sforzi per saturare in breve tempo la domanda di idrogeno prevista.

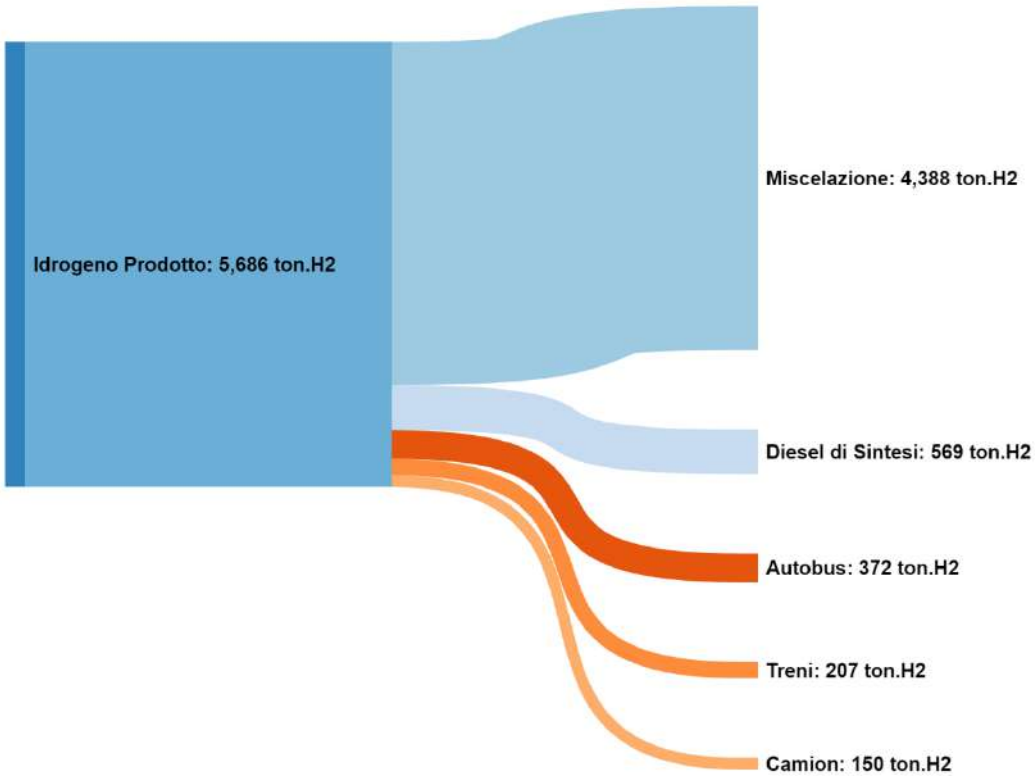


Figura 4.4 Diagramma dei flussi di produzione dell'idrogeno a Taranto al 2030

Allo stesso modo in Figura 4.5 sono rappresentati i flussi energetici in percentuale dell'idrogeno a Taranto nel 2030, nell'ipotesi della piena applicazione della presente strategia.

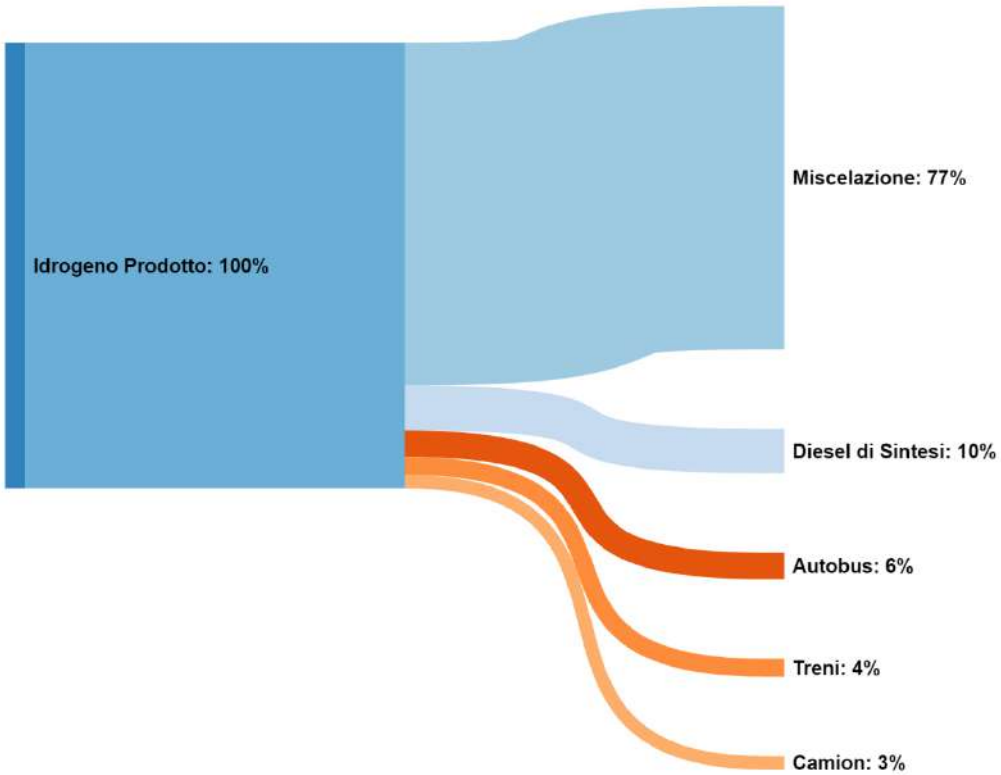


Figura 4.5 Diagramma dei flussi di produzione di idrogeno in termini percentuali a Taranto

Per l'installazione degli impianti rinnovabili e degli elettrolizzatori previsti per il 2030, per la produzione di idrogeno verde, saranno necessari investimenti fino a 152.5 M€, come di seguito indicato. Di questi, 37.5 M€ sono destinati all'installazione di elettrolizzatori, 41.5 M€ all'installazione di impianti fotovoltaici e 73.5 M€ all'installazione di impianti eolici.

Figura 4.6 Investimenti necessari per l'installazione delle tecnologie per la produzione di idrogeno verde e per le sue applicazioni negli usi finali

Per la completa attuazione della presente strategia e al fine di avviare un'economia dell'idrogeno verde nella provincia di Taranto saranno necessari investimenti fino a 209.1 M€. Nel dettaglio circa 50 M€ sono necessari per intervenire sull'infrastruttura del trasporto pubblico inteso come autobus urbani e treni pendolari interregionali.

Si prevede un impatto ambientale concreto della presente strategia ed un contributo importante per la decarbonizzazione del sistema energetico della provincia di Taranto. **La strategia può portare fino ad una riduzione annua pari a 75,562 ton di CO_{2eq} al 2030.**

Considerando che l'attuale valore complessivo delle emissioni annuali di CO_{2eq} stimate per la provincia di Taranto ammontano a 1.95 Mton/anno (riferendosi all'attuale mix energetico), la strategia proposta per la realizzazione della *Hydrogen Park* comporta una riduzione relativa del 3.8%.

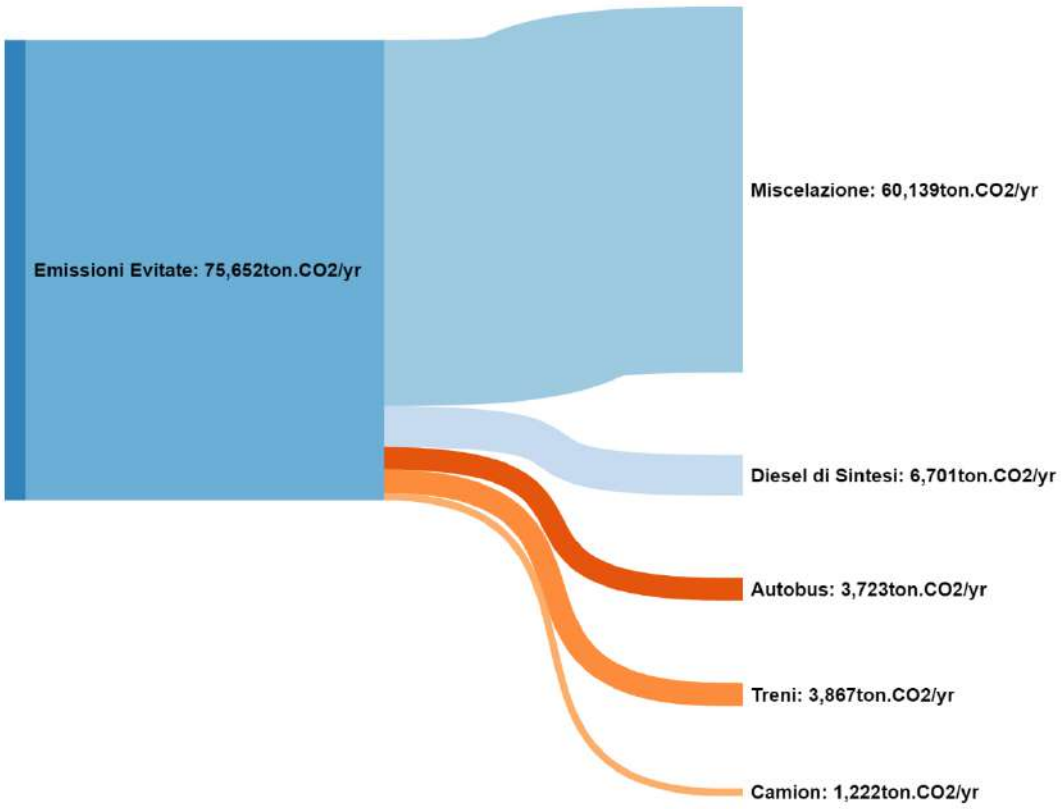


Figura 4.7 Potenziale impatto ambientale della strategia

5. Scenari energetici e valutazioni economico ambientali

5.1 Valutazione della capacità cumulativa installabile degli elettrolizzatori

A seguito della Strategia per l'Idrogeno varata dall'Unione Europea entro il 2030, la quale si colloca nel più ampio quadro normativo finalizzato alla decarbonizzazione del sistema energetico europeo al 2030, l'Italia ha definito i propri ambiziosi obiettivi. In particolare, la Strategia Nazionale italiana per l'Idrogeno ha come uno dei suoi obiettivi l'installazione di una capacità di elettrolizzatori pari a 5 GW entro il 2030.

Gli obiettivi italiani rappresentano la base per la definizione degli obiettivi locali per la provincia di Taranto. Per identificare gli obiettivi locali, è stato adottato un criterio di scala, il quale è stato applicato ai target nazionali. Il criterio di scala adottato è stato quello in riferimento alla popolazione: sulla base dei dati aggiornati al 2019, in Italia si contano 60,244,639 abitanti, mentre per la provincia di Taranto 572,772. Dal rapporto tra questi due valori si ottiene un fattore di scala di circa 1:100.

Questo valore di scala è stato utilizzato per l'identificazione degli obiettivi di installazione di elettrolizzatori nella provincia di Taranto. **In questo modo l'obiettivo proposto per la capacità degli elettrolizzatori da installare al 2030 è pari a 50 MW, dato che può essere considerato conservativo.** L'obiettivo al 2024 è stato identificato seguendo la stessa metodologia. Non esistono target intermedi nella strategia italiana. Tuttavia, in base agli obiettivi al 2030 e alla strategia europea, si può dedurre l'impegno italiano nel breve periodo.

La strategia europea pone l'obiettivo di installare una capacità di elettrolisi pari a 6 GW al 2024 e pari a 40 GW al 2030. L'obiettivo italiano è quello di contribuire per un ottavo dei target indicati. Se l'Italia rispetta gli impegni intermedi, la capacità installata al 2024 sarà pari a 750 MW. Secondo il fattore di scala prima identificato, l'obiettivo per la provincia di Taranto nel breve periodo deve essere l'installazione di almeno 7.5 MW di elettrolizzatori al 2024. Tali obiettivi sono da considerare obiettivi minimi per lo sviluppo dell'idrogeno a Taranto. Le capacità installate permetteranno una diffusione delle tecnologie dell'idrogeno nel territorio, contribuendo allo stesso tempo alla decarbonizzazione di diversi settori energetici.

5.2 Valutazione della capacità dedicata di rinnovabili

Per la produzione di idrogeno verde, è necessario assicurare una generazione rinnovabile in grado di alimentare la capacità elettrolitica installata nel territorio.

Come mostrato nel capitolo 3, non vi è un eccesso locale di rinnovabile in grado di alimentare la capacità elettrolitica. Quindi risulta necessaria l'installazione di rinnovabili dedicate alla produzione di idrogeno nella provincia. Tuttavia, in un prossimo futuro, un eventuale eccesso locale potrebbe essere deviato agli elettrolizzatori, i quali funzionerebbero anche ai fini di stoccaggio dell'eccesso di energia rinnovabile.

Per la valutazione della taglia ottimale degli impianti rinnovabili necessari all'alimentazione dei 50 MW di elettrolizzatori, è stata svolta un'analisi dettagliata per l'ottimizzazione del mix di rinnovabili dedicate. Sono state prese in considerazione le tecnologie eoliche e fotovoltaiche e quindi sono state analizzate le possibili combinazioni di impianti eolici e fotovoltaici di taglia variabile tra 0 MW e 200 MW.

Una prima analisi è stata svolta per step di potenze pari a 50 MW. La simulazione svolta è una simulazione oraria della producibilità cumulata delle due tecnologie e la conseguente producibilità di idrogeno verde degli elettrolizzatori.

Per ogni taglia degli impianti fotovoltaici ed eolici presi in considerazione, è stato ricavato il profilo orario annuale di produzione. È quindi stato moltiplicato il valore della taglia dell'impianto considerato per il profilo di produzione unitario (per 1 kW di potenza nominale) rispettivamente per ognuna delle due tipologie di rinnovabili. Questo profilo unitario è già stato mostrato nelle analisi illustrate nel capitolo 3.

Ottenuti i profili orari di produzione di tutte le taglie possibili, si sommano quelli del fotovoltaico con quelli dell'eolico, per simulare i diversi scenari.

Una volta ottenuta la producibilità elettrica oraria delle varie coppie di mix FV-Eolico, si procede alla stima della produzione di idrogeno per ognuno degli scenari presi in considerazione. Partendo dal presupposto che la taglia totale degli elettrolizzatori da installare nella provincia di Taranto, è di 50 MW e nell'ipotesi di una producibilità pari a 4.8 kWh/Nm^3 di H_2, si è ricavata la quantità oraria di idrogeno prodotto per gli scenari. Per fare ciò, si è diviso il profilo di producibilità elettrica oraria delle varie coppie di mix rinnovabili per il valore della producibilità degli elettrolizzatori, ottenendo così il valore in Nm3 di idrogeno prodotto ora per ora. Questo calcolo, però, è stato corretto tenendo conto che, se la produzione elettrica oraria avviene eccedendo il valore nominale di potenza degli elettrolizzatori installati, si considerano solo 50 MW elettrici per la produzione di idrogeno, il resto dell'elettricità è stato considerato come eccesso di produzione elettrica da immettere in rete.

Si è calcolato, inoltre, il valore di ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori, moltiplicando il valore annuale di produzione di idrogeno (in Nm^3) per la producibilità (4.8 kWh/Nm^3) e dividendo poi tutto per le potenze nominali degli elettrolizzatori da installare (50 MW) e, infine, il valore di produzione annuo di idrogeno lo si è convertito in tonnellate di idrogeno prodotto, andando a moltiplicare il valore di ore equivalenti per la potenza installata (50 MW) e dividendo poi tutto per il potere calorifico inferiore dell'idrogeno, pari a 31.31 kWh/kg H_2.

Le Tab. 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 riepilogano i risultati ottenuti.

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		0	**50**	**100**	**150**	**200**
FV INSTALLATO (MW)	**0**	0	22.55	40.12	52.79	61.96
	50	14.22	35.90	50.62	60.65	67.86
	100	26.70	43.94	55.56	63.91	70.15
	150	32.08	46.72	57.23	65.01	70.95
	200	34.57	48.10	58.09	65.61	71.37

Tab. 5.1 Produzione annua di idrogeno con elettrolizzatori con vari mix di rinnovabili [MNm^3 di H_2]

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		0	**50**	**100**	**150**	**200**
FV INSTALLATO (MW)	**0**	0	2,165	3,852	5,068	5,949
	50	1,365	3,446	4,860	5,822	6,515
	100	2,563	4,218	5,334	6,135	6,734
	150	3,080	4,485	5,494	6,241	6,811
	200	3,318	4,617	5,576	6,299	6,852

Tab. 5.2 Ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		0	**50**	**100**	**150**	**200**
FV INSTALLATO (MW)	**0**	0	3,249	5,782	7,608	8,929
	50	2,050	5,173	7,294	8,740	9,779
	100	3,848	6,331	8,006	9,209	10,109
	150	4,623	6,732	8,247	9,368	10,224
	200	4,981	6,931	8,370	9,455	10,285

Tab. 5.3 Produzione annua di idrogeno con elettrolizzatori con vari mix di rinnovabili [ton H_2]

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		0	**50**	**100**	**150**	**200**
FV INSTALLATO (MW)	**0**	0	0	23.89	71.30	135.52
	50	0	4.20	41.77	101.87	175.47
	100	8.39	33.88	86.35	154.51	232.77
	150	50.84	88.82	146.59	217.47	297.21
	200	107.18	150.48	210.76	282.88	363.47

Tab. 5.4 Eccesso annuo di energia elettrica da immettere in rete con vari mix di rinnovabili [GWh]

In questa fase dello studio, si è cercato di ricavare i mix ottimali di impianti rinnovabili, al fine di ottenere il massimo della produzione di idrogeno, col minimo eccesso di energia elettrica da dover immettere in rete. Infatti, l'eccesso di rinnovabile elettrica potrebbe andare a sovraccaricare la rete, inoltre saturando la produzione dell'elettrolizzatore, questo potrebbe non essere disponibile come eventuale sistema di accumulo in un futuro con notevole presenza di eccesso locale di rinnovabili.

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		30	**40**	**50**	**60**	**70**
FV INSTALLATO (MW)	**30**	22.06	26.54	30.80	34.63	38.09
	40	24.90	29.28	33.40	37.12	40.45
	50	27.68	31.93	35.90	39.45	42.63
	60	30.36	34.42	38.19	41.57	44.57
	70	32.80	36.62	40.17	43.35	46.18

Tab. 5.5 Produzione annua di idrogeno con elettrolizzatori con vari mix di rinnovabili [MNm^3 di H_2]

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		30	**40**	**50**	**60**	**70**
FV INSTALLATO (MW)	**30**	2,118	2,548	2,956	3,325	3,656
	40	2,391	2,811	3,206	3,563	3,883
	50	2,658	3,065	3,446	3,788	4,093
	60	2,915	3,304	3,666	3,990	4,279
	70	3,149	3,516	3,856	4,161	4,433

Tab. 5.6 Ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		30	**40**	**50**	**60**	**70**
FV INSTALLATO (MW)	**30**	3,179	3,825	4,438	4,991	5,488
	40	3,588	4,219	4,813	5,349	5,829
	50	3,989	4,601	5,173	5,685	6,144
	60	4,375	4,960	5,503	5,990	6,423
	70	4,727	5,277	5,788	6,246	6,654

Tab. 5.7 Produzione annua di idrogeno con elettrolizzatori con vari mix di rinnovabili [ton H_2]

		EOLICO INSTALLATO (MW)				
		30	**40**	**50**	**60**	**70**
FV INSTALLATO (MW)	**30**	0	0.15	1.38	4.61	9.69
	40	0.03	0.68	2.54	6.34	12.00
	50	0.34	1.62	4.20	8.78	15.16
	60	1.14	3.31	6.85	12.29	19.51
	70	3.08	6.39	11.02	17.41	25.47

Tab. 5.8 Eccesso annuo di energia elettrica da immettere in rete con vari mix di rinnovabili [GWh]

Dai risultati ottenuti, si nota come i mix in grado di massimizzare le ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori e al contempo di minimizzare l'eccesso in rete, siano quelli nell'intorno dei valori 50 MW di FV e 50 MW di eolico. In questo intorno è stata svolta un'analisi più dettagliata seguendo la stessa metodologia esposta in precedenza.

Quindi è stato nuovamente eseguito il processo di calcolo, considerando le combinazioni possibili degli impianti eolici e fotovoltaici che abbiano taglia compresa tra 30 MW e 70 MW e con un dettaglio di precisione pari a 10 MW.

Nelle Tab. 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8 sono riepilogati i risultati della simulazione. I risultati della simulazione sono stati riportati in forma grafica in Fig. 5.1.

Nel grafico sono riportate le ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori e l'eccesso di energia elettrica rinnovabile. È possibile individuare un fronte di Pareto che minimizza gli output delle diverse combinazioni.

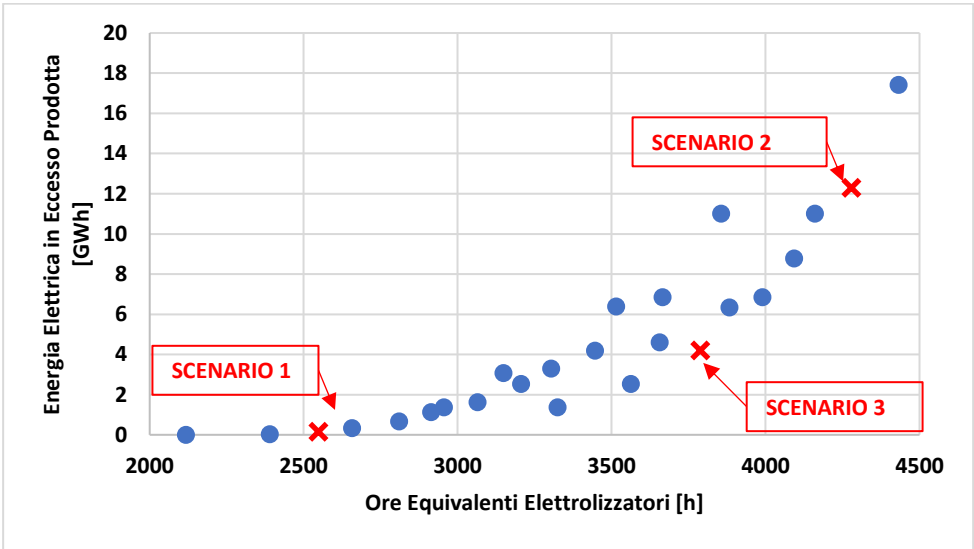


Fig. 5.1 Possibili scenari mix energetico FV-eolico

Sono così individuati 3 scenari tra i 25 possibili in base a tre criteri:

- **Scenario 1**: mix rinnovabile che minimizza l'eccesso di energia elettrica da immettere in rete;
- **Scenario 2**: mix rinnovabile che massimizza la produzione di idrogeno;
- **Scenario 3**: mix di rinnovabili che rappresenta la soluzione scelta in questa analisi, in quanto ottimizza contemporaneamente i due valori.

In Tab. 5.9 sono riepilogati i risultati ottenuti dalla simulazione degli scenari ottimali per i tre criteri esposti.

	SCENARIO 1	**SCENARIO 2**	**SCENARIO 3**
Criterio Scelta	minimizzare eccesso	massimizzare produzione	criterio ottimale
Potenza impianti FV [MW]	30	60	50
Potenza impianti eolici [MW]	40	70	60
Ore equivalenti elettrolizzatori [h]	2,548	4,279	3,788
Eccesso energia elettrica prodotta [GWh]	0.15	12.29	4.20
Producibilità annua H_2 [MNm^3 H_2]	26.54	44.57	39.45
Producibilità annua H_2 [ton. H_2]	3,825	6,423	5,685

Tab. 5.9 Simulazioni dei 3 scenari analizzati

Sulla base dei risultati riportati nella Tabella precedente, risulta che, per lo scenario 3 ottimale: la capacità fotovoltaica da installare è pari a 50 MW, mentre quella eolica è pari a 60 MW. Nel caso in cui non sia possibile installare tale quantità di impianti eolici, anche e soprattutto per la lunghezza del periodo di autorizzazione di tali impianti, occorrerà provvedere con almeno 100 MW di fotovoltaico supplementari per un totale di 150 MW.

NB: la soluzione ottimale è quella che ottimizza anche il costo di produzione finale dell'idrogeno; il ricorrere in modo massiccio al fotovoltaico consente di garantire la rinnovabilità del processo, ma penalizza il costo finale di produzione dell'idrogeno, come risulta evidente nel seguito.

Completata l'analisi sui possibili scenari di produzione di idrogeno da impianti fotovoltaici ed eolici, è stata svolta una analisi per verificare la presenza nel territorio della provincia di Taranto di possibili siti, utili ad accogliere la capacità di rinnovabili necessaria ai vari scenari.

Mentre per il fotovoltaico, lo spazio in termini di disponibilità è cruciale per poter valutare la fattibilità dell'installazione ai fini di questa analisi di pianificazione, per l'eolico questo processo di

analisi è più complesso. Per l'installazione di tali impianti, infatti, è necessario un processo autorizzativo che coinvolge la conferenza dei servizi della regione o provincia competente, in quanto l'area individuata non deve essere soggetta a vincoli di diversa natura.

Per questo motivo, l'analisi sulla locazione degli impianti si è interessata solamente della definizione di possibili aree di interesse per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Attraverso il documento riguardante l'anagrafe dei siti da bonificare nel territorio, rilasciato dal dipartimento di mobilità, qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio (sezione ciclo rifiuti e bonifiche) della regione Puglia, è stato possibile vagliare tutte le zone censite in anagrafe riguardanti lo stato di fatto in materia di siti contaminati.

In particolare, è presente un elenco dei siti:

- Bonificati o messi in sicurezza permanente/operativa;
- In fase di accertamento;
- Potenzialmente contaminati;
- Non contaminati dopo MIPRE/MISE;
- Non contaminati – rischio accettabile
- Contaminati;

Per ognuna di queste categorie sono stati selezionati solamente i luoghi ricadenti nel territorio della provincia di Taranto. Andando a sommare tutte le superfici disponibili, suddivise per categorie di sito, si ottiene la superficie totale sfruttabile per l'eventuale installazione di impianti di produzione rinnovabile.

In particolare, considerando questa superficie disponibile in funzione solo di impianti fotovoltaici, è stato considerato un calcolo approssimato per una analisi preliminare della potenza di fotovoltaico installabile. Come criterio di prima analisi è stato considerato che 10,000 m^2 di superficie disponibile equivalgano alla possibilità di installare un impianto di 1 MW di fotovoltaico.

SUPERFICI TOTALI DISPONIBILI [m^2]					
Siti bonificati o messi in sicurezza permanente	**Siti in fase di accertamento**	**Siti potenzialmente contaminati**	**Siti non contaminati a valle di MIPRE/MISE e ripristino ambientale**	**Siti non contaminati - rischio accettabile**	**Siti contaminati**
815,351	52,987	1,793,451	152,011	33,719	1,880,040
POTENZA INSTALLABILE FOTOVOLTAICO (10,000 m^2 = 1 MW di FV) [MW]					
82	5	179	15	3	188

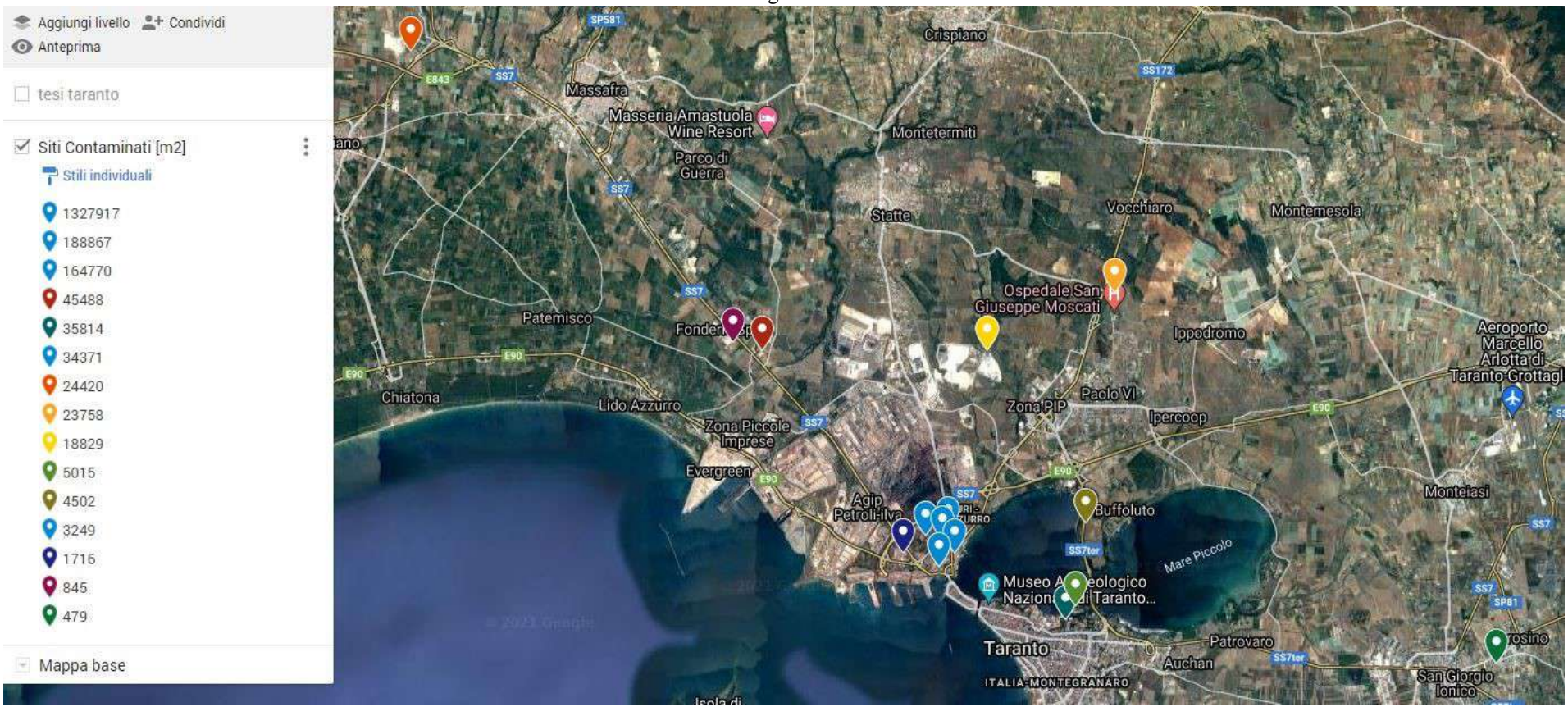
Tab. 5.10 Superfici totali disponibili [m^2] e potenza installabile di fotovoltaico [MW]

In Tab. 5.10 si evince che le categorie "siti bonificati e messi in sicurezza permanente", "siti potenzialmente contaminati" e "siti contaminati" hanno delle superfici disponibili che sono, potenzialmente, più che sufficienti per l'installazione di tutti gli impianti fotovoltaici necessari a soddisfare il fabbisogno degli scenari analizzati in precedenza.

Tra tutte queste categorie, sono stati geolocalizzati i siti appartenenti a quelli contaminati in tutta la provincia di Taranto.

c

Fig. 5.2 Geoloca



lizzazione siti contaminati

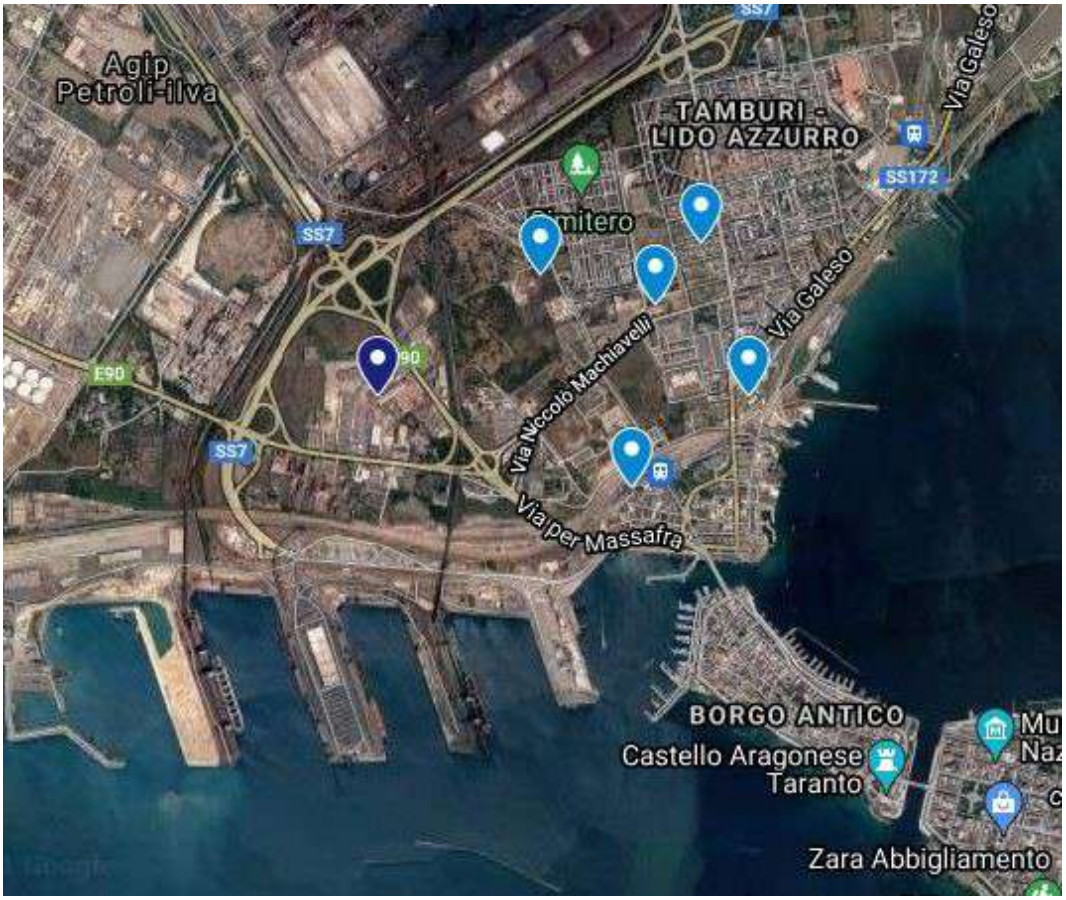


Fig. 5.3 Mappa dei siti contaminati gestiti direttamente dal Comune

È possibile notare come sia presente un'area ad alta concentrazione di questi siti. Di questo cluster, sono stati considerati solo i siti che risultano avere come soggetto procedente all'iter di bonifica, il comune di Taranto (e non soggetti o società private).

Solo questi siti, presenti in quest'area, coinvolgono una superficie contaminata da bonificare totale di 1,719,174 m^2 e che quindi, secondo le ipotesi sopra descritte, potrebbero potenzialmente ospitare impianti fotovoltaici per un totale di potenza nominale di circa 172 MW.

Questo valore è molto superiore alle stime di potenza di impianti fotovoltaici necessaria per gli scenari presi in considerazione.

Questo agglomerato di siti contaminati, da bonificare, potrebbe quindi essere adatto a diventare un luogo destinato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da dedicare alla produzione di idrogeno.

5.3 Valutazione del costo medio di generazione elettrica da rinnovabile

Per valutare il costo medio di energia elettrica degli impianti rinnovabili da dedicare alla produzione di idrogeno, è stata utilizzata la metodologia del Levelized Cost of Energy (LCOE). Questo parametro rappresenta il costo medio di generazione dell'energia sul ciclo vita.

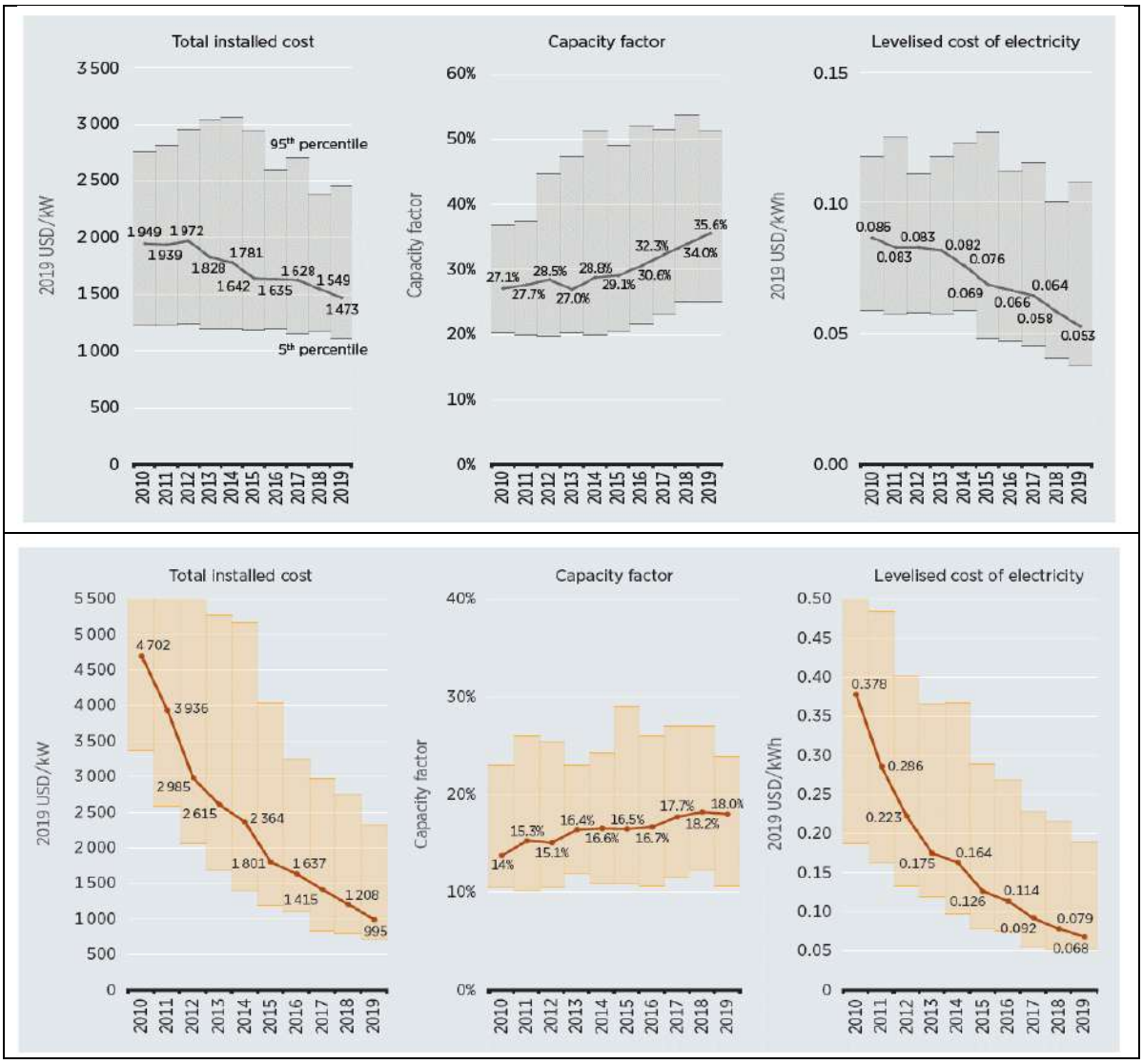


Fig. 5.4 Costo di investimento medio, capacity factor e LCOE per impianti FV ed eolici. Fonte: Rapporto IRENA 2019

In particolare, nel caso da noi preso in esame, gli impianti di generazione considerati sono quelli di tipo eolico on-shore e fotovoltaici. I valori di LCOE di questi impianti sono stati ricavati dai dati forniti da IRENA (International Renewable Energy Agency) aggiornati all'anno 2019. Il valore di LCOE risulta essere per l'eolico *on-shore* e per il fotovoltaico rispettivamente pari a 53 $/MWh e 68 $/MWh. I medesimi valori, convertiti in euro, risultano essere pari a 44 €/ MWh e 57 €/MWh (il tasso di cambio euro-dollaro è stato considerato per tutte le analisi effettuate pari a 1.2 $/€).

Per ottenere il valore del costo medio dell'energia elettrica per i tre scenari presi in considerazione (cap. 5.2) è stata utilizzata la seguente formula:

$$LCOE = (LCOE_{EO} \cdot f_{EO} + LCOE_{FV} \cdot f_{FV}) \cdot C_{EL} \cdot h_{eq-EL} \tag{5.1}$$

dove:

$LCOE_{EO} = 44\ €/MWh$;

$LCOE_{FV} = 57\ €/MWh$;

C_{EL} rappresenta la capacità degli elettrolizzatori installati ed è pari a 50 MW;

h_{eq-EL} rappresentano le ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori per ognuno degli scenari;

f_{FV} è il fattore di energia prodotta del fotovoltaico in relazione al totale;

f_{EO} è il fattore di energia prodotta dall'eolico on-shore in relazione al totale.

Questi due ultimi fattori sono stati ricavati per mezzo delle formule:

$$f_{EO} = \frac{PI_{EO} \cdot h_{eq-EO}}{(PI_{EO} \cdot h_{eq-EO}) + (PI_{FV} \cdot h_{eq-FV})} \tag{5.2}$$

$$f_{FV} = \frac{PI_{FV} \cdot h_{eq-FV}}{(PI_{EO} \cdot h_{eq-EO}) + (PI_{FV} \cdot h_{eq-FV})} \tag{5.3}$$

dove:

h_{eq-EO} rappresenta le ore equivalenti di funzionamento degli impianti eolici on-shore installati che è pari a 2165 h/anno;

h_{eq-FV} rappresenta le ore equivalenti di funzionamento degli impianti fotovoltaici installati che è pari a 1366 h/anno;

PI_{EO} rappresenta la potenza nominale installata degli impianti eolici per i vari scenari;

PI_{FV} rappresenta la potenza nominale installata degli impianti fotovoltaici per i vari scenari.

Di seguito sono riportate delle tabelle riepilogative dei risultati ottenuti.

	$/MWh	**€/MWh**
Impianti eolici on-shore	53	44
Impianti fotovoltaici	68	57

Tab. 5.11 Costo livellato dell'energia elettrica prodotta – 2019

		SCENARIO 1	**SCENARIO 2**	**SCENARIO 3**
Potenza installata FV	**MWe**	30	60	50
Potenza installata eolico on-shore	**MWe**	40	70	60
Ore equivalenti di funzionamento impianti FV	**h/anno**	1,366	1,366	1,366
Fattore energia prodotta dal FV rispetto al totale	**-**	0.32	0.35	0.34
Ore equivalenti di funzionamento impianti eolici	**h/anno**	2,165	2,165	2,165
Fattore energia prodotta dall'eolico rispetto al totale	**-**	0.68	0.65	0.66
Ore equivalenti di funzionamento elettrolizzatori	**h/anno**	2,548	4,279	3,788
Costo energia elettrica	**k€/anno**	**6,138**	**10,387**	**9,180**

Tab. 5.12 Simulazioni dei 3 scenari analizzati

5.4 Scenari di investimento per produzione di idrogeno

Per quantificare il tipo di investimento necessario alla realizzazione degli scenari considerati, (cap. 5.2) sono stati valutati sia il valore del CAPEX (Capital Expenditure) che rappresenta gli investimenti in capitali, ovvero la spesa che bisogna sostenere per la realizzazione *chiavi in mano* degli impianti, sia il valore dei costi O&M (Operation and Maintenance) ovvero le spese annue che bisogna sostenere relative ai costi operativi e di gestione.

Per ogni scenario sono stati ricavati i valori complessivi di investimento iniziale e di costi O&M tenendo conto degli elettrolizzatori e degli impianti di generazione fotovoltaici ed eolici on-shore.

I valori di CAPEX per gli impianti rinnovabili sono stati ricavati dai dati forniti da IRENA (International Renewable Energy Agency), in cui viene indicato il valore del costo di investimento unitario per l'anno 2019 pari a 1,473 $/kWe per l'eolico on-shore, e 995 $/kWe per il fotovoltaico (riferimento Fig. cap. 5.4), che, convertiti in euro risultano essere rispettivamente 1,228 €/kWe e 829 €/kWe.

I valori dei costi O&M di queste due tipologie di impianti sono stati estratti dallo stesso documento di IRENA.

Per l'eolico on-shore si riporta in Fig. 5.5 un grafico degli andamenti di questi costi nel tempo per diversi paesi.

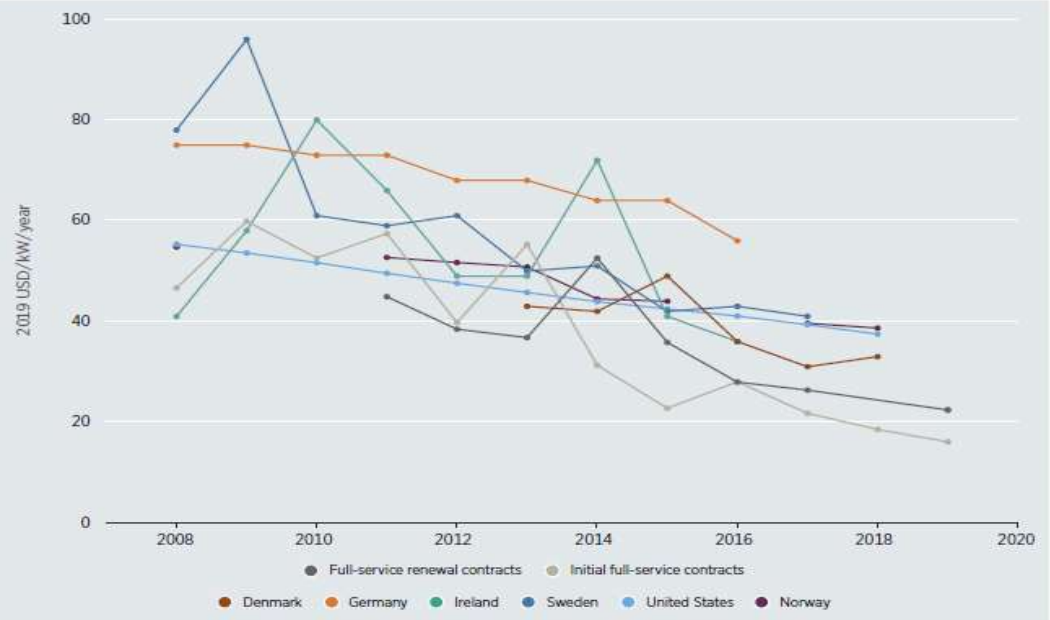


Fig. 5.5 Costi O&M e costi medi pesati. Fonte: BNEF 2019 e IEA Wind 2020

Per l'eolico è quindi stato stimato un valore di 30 $/kWe/anno, pari a circa 25 €/kWe/anno.

Per il fotovoltaico, invece, IRENA ha stimato un valore medio di "*utility-scale O&M costs"* valido per i paesi europei, pari a 10 $/kWe/anno, che corrisponde a circa 8 €/kWe/anno.

Per quel che riguarda gli elettrolizzatori, i valori di CAPEX e dei costi O&M (detti anche "*annual OPEX*") sono stati ricavati dai dati forniti dall'IEA (*International Energy Agency*) e sono riportati nella tabella tratta dal documento fornito dalla suddetta agenzia.

Production pathways

Hydrogen

Technology	Parameter	Units	Today	2030	Long term
Water electrolysis	CAPEX	USD/kW$_e$	900	700	450
	Efficiency (LHV)	%	64	69	74
	Annual OPEX	% of CAPEX	1.5	1.5	1.5
	Stack lifetime (operating hours)	hours	95 000	95 000	100 000
Natural gas reforming	CAPEX	USD/kW$_{H_2}$	910	910	910
	Efficiency (LHV)	%	76	76	76
	Annual OPEX	% of CAPEX	4.7	4.7	4.7
	Emission factor	kgCO$_2$/kgH$_2$	8.9	8.9	8.9
Natural gas reforming with carbon capture	CAPEX	USD/kW$_{H_2}$	1 680	1 360	1 280
	Efficiency (LHV)	%	69	69	69
	Annual OPEX	% of CAPEX	3	3	3
	CO_2 capture rate	%	90	90	90
	Emission factor	kgCO$_2$/kgH$_2$	1.0	1.0	1.0
Coal gasification	CAPEX	USD/kW$_{H_2}$	2 670	2 670	2 670
	Efficiency (LHV)	%	60	60	60
	Annual OPEX	% of CAPEX	5	5	5
	Emission factor	kgCO$_2$/kgH$_2$	20.2	20.2	20.2
Coal gasification with carbon capture	CAPEX	USD/kW$_{H_2}$	2 780	2 780	2 780
	Efficiency (LHV)	%	58	58	58
	Annual OPEX	% of CAPEX	5	5	5
	CO_2 capture rate	%	90	90	90
	Emission factor	kgCO$_2$/kgH$_2$	2.1	2.1	2.1

Notes: 25-year lifetime and a 95% availability factor assumed for hydrogen production from natural gas and coal. Availability factors for electrolysis are based on the full load hours of electricity shown in following table. For water electrolysis, possible revenues from oxygen sales have not been considered in the cost analysis.

Sources: References in Table 1 of Chapter 2 for electrolysis IEAGHG (2014), "CO_2 capture at coal based power and hydrogen plants", IEAGHG (2017), "Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS".

Fig. 5.6 Tavola sinottica dei parametri tecnologici attuali, di medio e di lungo periodo

Per gli elettrolizzatori è stato preso in considerazione un CAPEX di 900 $/kWe pari a circa 750 €/kWe, e un costo di O&M pari all'1,5% del valore del CAPEX considerato, ovvero circa 13,5 €/kWe/anno.

Al fine di ricavare il totale dei costi di investimento e dei costi di O&M, per ciascuno dei tre scenari presi in considerazione, sono state utilizzate le seguenti formule.

$$CAPEX_{EO} = PI_{EO} \cdot 1000 \cdot CAPEX_{EO-1kW} \tag{5.4}$$

$$CAPEX_{FV} = PI_{FV} \cdot 1000 \cdot CAPEX_{FV-1kW} \tag{5.5}$$

$$CAPEX_{EL} = C_{EL} \cdot 1000 \cdot CAPEX_{EL-1kW} \tag{5.6}$$

$$O\&M_{EO} = PI_{EO} \cdot 1000 \cdot O\&M_{EO-1kW} \tag{5.7}$$

$$O\&M_{FV} = PI_{FV} \cdot 1000 \cdot O\&M_{FV-1kW} \tag{5.8}$$

$$O\&M_{EL} = CAPEX_{EL} \cdot 0{,}015 \tag{5.9}$$

Sommando i valori dei vari impianti ottenuti per ciascuno scenario si ottengono i valori di CAPEX e dei costi O&M complessivi.

Nella Tabelle 5.13 e 5.14 si riporta un riepilogo dei risultati ottenuti.

	CAPEX (today)		Costi di O&M		
	$/kWe	€/kWe	% Of CAPEX	$/kWe/anno	€/kWe/anno
Impianti eolici on-shore	1,473	1,228	--	30	25.0
Impianti fotovoltaici	995	829	--	10	8.3
Elettrolizzatori	900	750	1.5%	--	13.5

Tab. 5.13 CAPEX e O&M di riferimento associati alle installazioni per l'implementazione degli scenari

		SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3
Potenza installata FV	**MWe**	30	60	50
Potenza installata eolico on-shore	**MWe**	40	70	60
Potenza installata elettrolizzatori	**MWe**	50	50	50
CAPEX elettrolizzatori	**MLN €**	37.50	37.50	37.50
CAPEX Impianti fotovoltaici	**MLN €**	24.88	49.75	41.46
CAPEX Impianti eolici	**MLN €**	49.10	85.93	73.65
O&M elettrolizzatori	**MLN €/anno**	0.56	0.56	0.56
O&M Impianti fotovoltaici	**MLN €/anno**	0.25	0.50	0.42
O&M Impianti eolici	**MLN €/anno**	1.00	1.75	1.50
TOTALE COSTI INVESTIMENTO ELETTROLIZZATORI E IMPIANTI RINNOVABILI	**MLN €**	**111.48**	**173.18**	**152.61**
TOTALE COSTI O&M ELETTROLIZZATORI E IMPIANTI RINNOVABILI	**MLN €/anno**	**1.81**	**2.81**	**2.48**

Tab. 5.14 Parametri di taglia e di costo associati agli scenari energetici valutati

5.5 Determinazione del costo livellato dell'idrogeno

Un parametro importante valutato per concludere l'analisi economica relativa ai tre scenari di produzione dell'idrogeno, è il Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Questo parametro è di fondamentale importanza in quanto rappresenta il costo medio di produzione di idrogeno sul ciclo vita dell'impianto. La metodologia del LCOH mette in relazione tutti i costi in conto capitale e operativi per la produzione dell'idrogeno e li rapporta alla quantità di idrogeno prodotto nello stesso periodo. Il costo dell'idrogeno è stato calcolato per la sola produzione, quindi indipendente dal tipo di utilizzo e dai costi di stoccaggio e trasporto.

Per ricavare tale parametro è stata usata la seguente formula:

$$LCOH = \frac{CAPEX_{EL} \cdot CRF + LCOE + O\&M_{EL}}{H_{2-TOT}} \tag{5.10}$$

dove:

- $CAPEX_{EL}$ rappresenta il valore di investimento necessario all'installazione degli elettrolizzatori, in euro;
- $LCOE$ rappresenta il costo medio dell'energia elettrica per ogni scenario (cap. 5.3);
- $O\&M_{EL}$ rappresenta i costi operativi e di gestione degli elettrolizzatori;
- H_{2-TOT} rappresenta il valore di idrogeno prodotto annualmente per ogni scenario in kg all'anno;
- CRF - che indica il *capital recovery factor* - un fattore utilizzato per attualizzare l'investimento sulla base di un dato lasso di tempo pari alla vita utile dell'impianto. La formula utilizzata al fine di ricavare tale parametro è la seguente:
-

$$CRF = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \tag{5.11}$$

dove:

- i rappresenta il tasso di interesse considerato pari al 3%;
- n rappresenta gli anni di vita utile dell'impianto, nel nostro caso considerati pari a 15.

Si riporta di seguito una tabella riepilogativa dei risultati ottenuti.

i [%]	3%
n [anni]	15
CRF	**0.084**

Tab. 5.15 Fattore di recupero del capitale (CRF)

		SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3
Idrogeno prodotto annualmente	ton. H_2/anno	3.825	6,423	5,685
CAPEX elettrolizzatori	MLN €	37.50	37.50	37.50
O&M elettrolizzatori	MLN €/anno	0.56	0.56	0.56
Costo energia elettrica	MLN€/anno	6.14	10.39	9.18
LCOH	€/kg H_2	**2.57**	**2.19**	**2.27**

Tab. 5.16 LCOH ottenuti al variare degli scenari proposti

Il risultato finale sintetizzato dal valore LCOH del terzo scenario (quello che evita una sovraproduzione elettrica da cedere alla rete) propone un costo dell'idrogeno pari a 2,27 €/kg, perfettamente confrontabile con i più bassi costi dell'idrogeno grigio ed in linea con i target previsti dalla IRENA.

5.6 Scenari di uso finale

Un'ulteriore analisi condotta è quella relativa ai possibili impieghi finali dell'idrogeno prodotto. Considerando lo scenario ottimale (scenario 3 del capitolo 5.3) si stima di dover impiegare circa 6000 ton H_2/anno, nella ipotesi più cautelativa (con un valore stimato massimo di 10.000 ton H2/anno, vedi ipotesi Alboran in seguito).

Per il prossimo decennio, il governo italiano, secondo le previsioni della strategia nazionale, prevede d'impiegare tale risorsa nel settore dei trasporti (trasporto pubblico su gomma, trasporto ferroviario e trasporti pesanti per fini commerciali), nel settore industriale e prevede, inoltre, di impiegarlo attraverso la miscelazione nella rete del gas.

I suddetti scenari sono analizzati in questo capitolo in riferimento alla provincia di Taranto. È stato, inoltre, analizzato un possibile impiego dell'idrogeno per la produzione di diesel di sintesi, sfruttando la reazione di Fischer-Tropsch. Di seguito sono descritti nel dettaglio questi possibili scenari di usi finali presi in considerazione, con la rispettiva descrizione della metodologia di calcolo utilizzata per l'analisi.

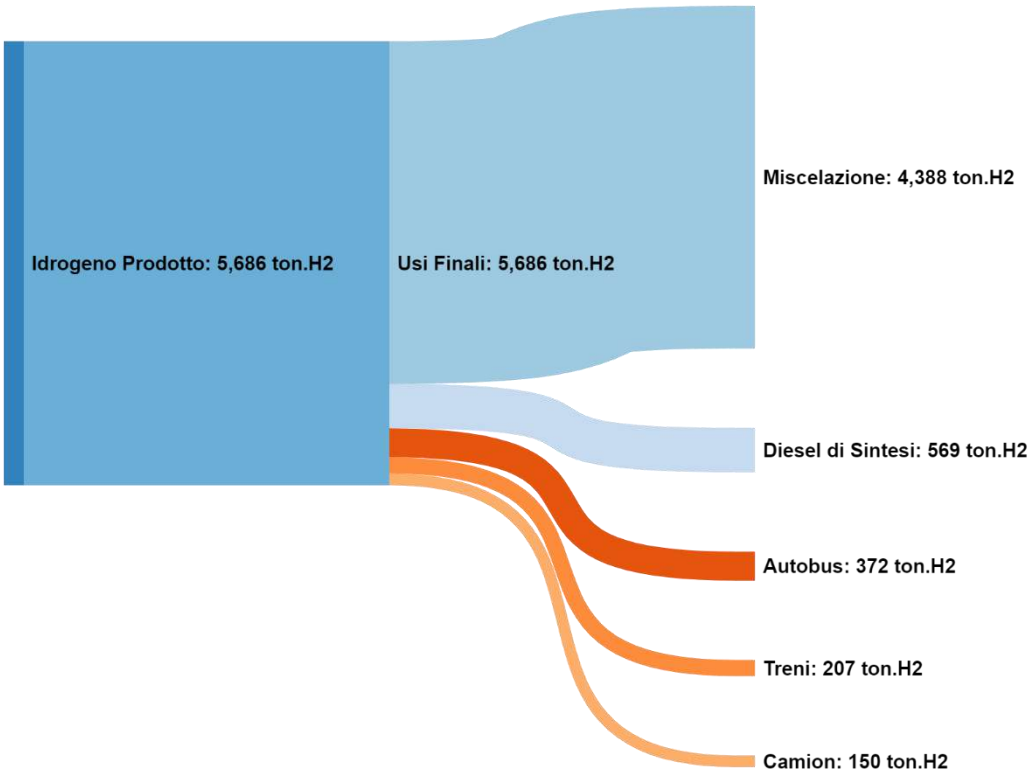


Fig. 5.7 Diagramma flussi di utilizzo di idrogeno per l'Hydrogen Park di Taranto (2030)

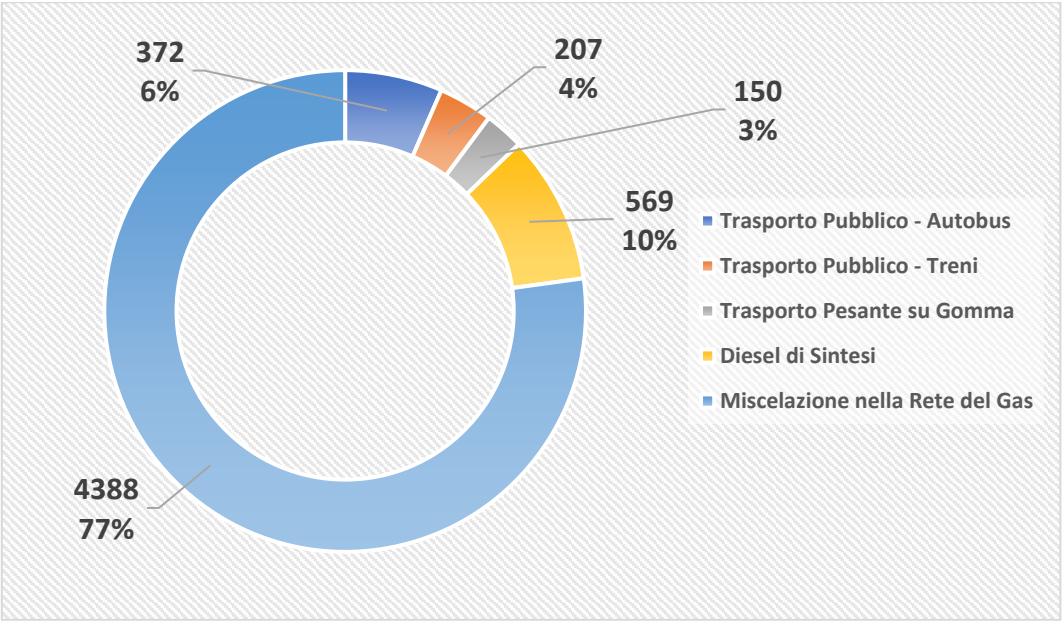


Fig. 5.8 Usi finali dell'idrogeno prodotto in ton H_2/anno ed in percentuale (2030)

5.6.1 Trasporto pubblico: autobus

Il trasporto su strada è un grande emettitore di anidride carbonica. Oltre ad evitare la domanda di trasporto su strada ed incentivare il passaggio a modi di trasporto più efficienti, come il trasporto di passeggeri e merci su rotaia, una sostanziale decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada può essere ottenuta utilizzando Fuel Cell Electrical Vehicles FCEVs alimentati da idrogeno verde.

I veicoli FCEVs sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno immagazzinato in un serbatoio pressurizzato e una cella a combustibile per la produzione di energia a bordo. I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, con l'energia di frenata che viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa.

I veicoli FCEVs 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, i veicoli più recenti sono conformi a questa scelta tecnologica. Varie sperimentazioni hanno coinvolto anche il trasporto di massa, sin dai primi anni '90.

Gli autobus FCEV rappresentano già ora una soluzione per ridurre i costi ambientali e sanitari indotti dai mezzi pubblici, il potenziale nel rendere la mobilità urbana *green&clean* e i relativi benefici è enorme.

Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su circa 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura. Un totale di 84 autobus FCEV sono operativi, o in procinto di esserlo, in 17 città e regioni in 8 paesi europei. Gli autobus FCEV hanno ampiamente dimostrato di poter essere utilizzati sulle rotte normali, in servizio regolare di passeggeri, senza vincoli a doversi adattare a tratte selezionate o personalizzate. Le autonomie giornaliere arrivano fino a 450 km, con efficienze di consumo di circa 8-9 kg di H_2/100 km, i tempi di rifornimento sono inferiori a 10 minuti. Gli autobus FCEV sono in grado di raggiungere lo stesso chilometraggio quotidiano degli autobus diesel convenzionali, hanno piena flessibilità di rotta e non richiedono alcuna infrastruttura lungo il percorso. Pertanto, gli autobus FCEV sono in grado di combinare tutti i vantaggi di un veicolo elettrico (zero emissioni locali, ridotti livelli di rumore) con la flessibilità operativa degli autobus diesel convenzionali (lunga autonomia, assenza di infrastruttura lungo il percorso, tempi brevi di ricarica).

Attraverso i dati ricavati per mezzo della Carta della Mobilità 2020/2021 della società che gestisce il trasporto pubblico per Taranto provincia, AMAT (Azienda per la Mobilità nell'Area di Taranto), è stato possibile definire la flotta di autobus operanti nella provincia di Taranto e classificarli in base al tipo di carburante impiegato. Inoltre, è riportato il programma di ammodernamento dei mezzi obsoleti con nuovi mezzi meno impattanti.

SODDISFAZIONE DEI CLIENTI SUL FATTORE QUALITÀ "ATTENZIONE PER L'AMBIENTE"				
Indicatori	*Unità di misura*	*Rilevato 2018*	*Rilevato 2019*	*Obiettivo 2021*
Carburanti poco inquinanti	Carburante poco inquinante/totale carburante consumato (basso tenore di zolfo)	100%	100%	100%
	Bus alimentati a metano / n° totale bus	12/157	12/157	12/157
	N° bus ibridi/n° totale autobus	0/157	0/157	24/157
Dispositivi	N° motorizzazioni Euro6/n° totale bus	51/157	59/157	83/157

Fig. 5.9 Parco autobus nella provincia di Taranto (Carta della Mobilità 20-21)

In base a queste previsioni, su un totale di 157 autobus di linea circolanti, 24 mezzi altamente inquinanti verranno sostituiti da mezzi ibridi, altri 24 con mezzi diesel EURO6. Al fine di portare a compimento il processo di ammodernamento, rimangono, dunque, da sostituire circa 40 veicoli altamente inquinanti. Sulla base di questo dato, si è delineato un possibile scenario che vede la sostituzione di 40 veicoli con un nuovo modello di autobus a *Fuel Cell,* alimentati a idrogeno.

Per il dimensionamento di questo scenario è stato considerato un valore di percorrenza giornaliera media, per gli autobus nella provincia di Taranto, di 300 km/giorno, considerando un percorso misto urbano ed extra urbano. È stato inoltre considerato un tasso di affidabilità e di disponibilità di questi mezzi del 85% annuo. Sulla base di queste ipotesi, è stato possibile considerare una percorrenza media annua per ogni autobus di 93,075 km/anno.

Per i valori dei consumi dei nuovi autobus sono stati presi in considerazione, i parametri relativi all'autobus modello Urbino 18.75 prodotto dall'azienda Solaris, che è già stato sperimentato e affermato in molti contesti urbani, sia italiani che esteri. Il valore di consumo dichiarato è di 10 kgH_2/100km, ossia 0.1 kgH_2/km. Sulla base di questi valori, la quantità di idrogeno annua necessaria per ognuno dei nuovi autobus sarà di 9.308 kgH_2/anno. **Considerando che lo scenario preso in considerazione si pone come obiettivo la sostituzione di 40 autobus con i nuovi a *Fuel Cell*, si ricava un valore di idrogeno annuo necessario alla gestione dei mezzi di 372.3 ton.H_2/anno.** Questo valore, rapportato al totale di idrogeno disponibile sulla base dei calcoli dello scenario 3 (5,685 ton.H_2/anno), rappresenta un consumo percentuale del 6.5% del totale.

5.6.2 Trasporto pubblico: treni

Il trasporto ferroviario rappresenta un settore dove la mobilità ad idrogeno si sta facendo riconoscere come valida alternativa ai mezzi di trasporto standard sulle linee non elettrificate in ambito europeo. In questo contesto, le tecnologie Fuel Cell sono sempre più riconosciute come mature

e robuste commercialmente, come dimostrato dai treni ad H_2 presenti in Germania ed in introduzione in altri paesi Europei. Alstom è leader di questo settore, con l'introduzione dei primi modelli di treno alimentati ad idrogeno su alcune tratte tedesche con sistemi a celle a combustibile. Dal 2018, 2 treni ad H_2 sono entrati in servizio lungo una tratta ferroviaria di circa 100 km in Bassa Sassonia per servizio passeggeri.

Sebbene la gran maggioranza delle linee ferroviarie europee sia elettrificata e che la maggioranza dei servizi di trasporto offerti avvenga su di esse, i treni ad idrogeno sono considerati da molti studi e scenari come competitivi per quelle tratte non coinvolte da elettrificazione e da bassa frequenza di servizio, in sinergia con le lunghe percorrenze, e comunque entro i limiti di autonomia imposti dai serbatoi a bordo e dall'efficienza della tecnologia. Tali condizioni sono molto diffuse nel trasporto ferroviario, rendendo la mobilità ferroviaria ad idrogeno interessante dal punto di vista economico e un'ottima opportunità per decarbonizzare ulteriormente questo settore del trasporto pubblico.

Le performance dei treni ad H_2 sono già oggi in linea con le vetture diesel, garantendo percorrenze e accelerazioni comparabili (un solo rifornimento giornaliero o almeno 700 km/435 miglia di autonomia). Ogni treno attualmente utilizzato sulle linee tedesche (Coradia iLint), dispone sul tetto di serbatoi contenenti le riserve di idrogeno pari a 178 kg, i quali assicurano un'autonomia variabile tra i 600 e i 800 km a seconda delle condizioni del tracciato e del servizio offerto; esso è anche in grado di raggiungere la velocità massima di 140 chilometri orari avendo una potenza complessiva disponibile di 850 kW tra lo stack delle fuel cell e il pacco batterie. I treni a 3 casse hanno una capacità passeggeri pari a 138 seduti e 189 in piedi, per un totale di 327 posti.

Nel contesto italiano, l'introduzione della mobilità ferroviaria a H2 può essere determinante per abbattere ulteriormente le emissioni di questo comparto del trasporto, oltre che per supportare e incentivare la sinergia con altre forme di mobilità alternativa (auto, bus, etc.) dove un'ottimizzazione della produzione del vettore idrogeno può contribuire a ridurre i costi unitari di produzione dell'idrogeno e a competere economicamente con le forme di trasporto tradizionali.

L'Italia, attraverso RFI SpA gestisce circa 16,781 km di rete ferroviaria, 12,018 dei quali elettrificati e 4,763 a trazione diesel (di cui circa 4,263 km utili e impiegati nel trasporto passeggeri con rotabili a motore diesel) distribuiti nelle diverse regioni italiane. Il contributo stimato alle emissioni inquinanti dalla mobilità ferroviaria (per quanto compete alle FSI, in grande maggioranza) è distribuito tra:

- Emissioni dovute alla generazione elettrica per la trazione ferroviaria (1,575,625 tCO2 pari al 62% del totale)
- Emissioni dovute alla trazione diesel (518,698 tCO2 pari ad un 20 % del totale) che però tiene conto delle emissioni causate dalla componente trasporto su gomma all'interno dell'azienda.

Sebbene le linee ferroviarie italiane siano prevalentemente elettrificate (circa il 71.6% della rete, sulla quale ha luogo c.a. l'88% dei volumi di traffico passeggeri in termini di treni*km) esistono diverse migliaia di km di linee non elettrificate ove operano treni diesel. Il treno ad H2 andrebbe a sostituire quello diesel presente 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.

Per il calcolo di questo possibile scenario di uso finale dell'idrogeno è stata svolta un'analisi preliminare atta a vagliare la presenza, nel territorio della provincia di Taranto, di tratte ferroviarie non elettrificate.

Fig. 5.10 Tratta ferroviaria non elettrificata

L'unica tratta rilevata come non elettrificata sul territorio è quella che collega la città di Taranto con quella di Reggio Calabria, la tratta è di competenza della società RFI, e ha una lunghezza di 472 km totali.

L'infrastruttura ferroviaria coinvolta in questa tratta, si presenta elettrificata da Taranto fino alla stazione di Sibari, non elettrificata da questa fino a Melito di Porto Salvo e poi nuovamente elettrificata fino a Reggio Calabria. Dagli orari riportati nella piattaforma di competenza, è stato possibile constatare che la tratta prevede due itinerari giornalieri da Taranto a Reggio Calabria e due in direzione opposta. Per ognuno di questi treni è stato possibile stimare una percorrenza annuale di 172,280 km/anno. L'analisi preliminare mira alla sostituzione della tipologia attuale di treno, a trazione non elettrica (diesel), con un modello di treno a Fuel Cell alimentato a idrogeno.

Come treno a idrogeno di riferimento, è stato considerato il modello iLint dell'azienda Alstom, già affermato in varie tratte non elettrificate in Germania. Questa vettura risulta avere un consumo dichiarato di 0.3 kg H_2/km per cui, per ogni treno, la quantità giornaliera di idrogeno necessaria a coprire la tratta (solo andata) è di 141.6 kgH2 che, a livello annuale, risulta essere di 51.68 ton.H2/anno.

Considerando di voler sostituire tutta la flotta a trazione diesel dell'unica tratta che prevede l'uso di treni diesel (Taranto-Reggio Calabria) con nuovi treni a Fuel Cell, è stato ritenuto idoneo considerare l'implementazione di quattro treni. La quantità di idrogeno necessaria per realizzare lo scenario di uso finale è di 207 ton.H2/anno.

Questo valore, rapportato al totale di idrogeno disponibile sulla base dei calcoli dello scenario tre (5,685 ton.H2/anno), rappresenta un consumo percentuale del 3.6% del totale.

5.6.3 Trasporto pesante su gomma

Il settore dei camion a lungo raggio è responsabile di circa il 10-15% delle emissioni totali nel settore dei trasporti, quindi è auspicabile un obiettivo di sostituzione di almeno il 2% dei camion attuali con un modello di tipo a celle a combustibile, alimentate ad idrogeno, a lungo termine entro il 2030 su una flotta nazionale totale di circa 200,000 veicoli.

L'ipotesi, a livello nazionale, è quindi quella di sostituire 4,000 camion diesel a lungo raggio con quelli a idrogeno, l'analisi è stata fatta considerando il modello Hyundai XCIENT Fuel Cell, con un consumo di 32.09 kg di idrogeno ogni 400 km ad una velocità massima di 85 km/h. Dai dati forniti dall'ISTAT sui chilometri medi giornalieri percorsi dai camion a lungo raggio, è stato calcolato il consumo energetico dell'idrogeno confrontandolo con quello del gasolio. I dati sono quelli riportati nella seguente tabella.

Tranport	
N.trucks(2%)	4,000
Average daily km	128.43
km/kg Hydrogen	12.46
km/l Diesel	4.00
Annual transport demand (TWh)	187507800
TWh H_2	0.50
TWh Diesel	0.46

Tab. 5.17 Analisi dei veicoli ad idrogeno a lungo raggio

Attraverso opportuni fattori di conversione, si può considerare il valore di 0.50 TWh H_2 equivalente al valore di 15,000 ton H_2/anno.

Questo risultato si riferisce al contesto nazionale. Per calcolare tali risultati, però riferiti al contesto di studio, cioè Taranto provincia, è stato necessario scalare questi risultati tramite il criterio della popolazione della provincia di Taranto rispetto a quella Italiana (tale criterio di scala è stato già utilizzato nel capitolo 5.2).

Dai calcoli appena descritti, essendo il fattore di scala 1:100, risulta un consumo totale di idrogeno per l'alimentazione di questi mezzi pesanti a Fuel Cell, operanti nel territorio della provincia di Taranto, pari a circa 150 ton H_2/anno.

Questo valore, rapportato al totale di idrogeno disponibile sulla base dei calcoli dello scenario tre (5,685 ton H_2/anno), rappresenta un consumo percentuale del 2.6% del totale.

Per il trasporto pesante su gomma, nella provincia di Taranto è possibile stimare il quantitativo di idrogeno da destinare a rifornimento di tali mezzi, pari a 150 ton H2/anno (2,5% del totale di produzione generato dalla Hydrogen Park), cioè 40 camion a lunga percorrenza.

5.6.4 Diesel di sintesi per trasporto navale

Al fine di stimare l'idrogeno necessario per produrre diesel, sono stati sfruttati di dati forniti dal IEA sull'efficienza delle reazioni di Fischer-Tropsch in termini di potere calorifico inferiore. Tale efficienza risulta pari al 73%.

Parameter	Units	Today	2030	Long term
CAPEX	USD/kW_{liquid}	890	760	565
Efficiency (LHV)	%	73	73	73
Annual OPEX	% of CAPEX	4	4	4
Lifetime	years	30	30	30
Electricity consumption	GJ_e/GJ_{liquid}	0.018	0.018	0.018

Fig. 5.11 Parametri Fisher-Tropsch, IEA 2019

Attraverso i valori di potere calorifico inferiore del diesel di sintesi e dell'idrogeno riportati nell'allegato III della proposta della direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, pari rispettivamente a 44 MJ/kg e 120 MJ/kg, è stato possibile ottenere il valore di producibilità della reazione.

Butanolo da fonti di energia rinnovabili	33	27
Diesel di sintesi Fischer-Tropsch (idrocarburo di sintesi o miscela di idrocarburi di sintesi destinato ad essere usato come sostituto del diesel)	44	34
Benzina di sintesi Fischer-Tropsch (idrocarburo di sintesi o miscela di idrocarburi di sintesi ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto della benzina)	44	33
Carburante per aviazione di sintesi Fischer-Tropsch (idrocarburo di sintesi o miscela di idrocarburi di sintesi ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione)	44	33
Gas di petrolio liquefatto di sintesi Fischer-Tropsch (idrocarburo di sintesi o miscela di idrocarburi di sintesi destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto)	46	24
DME (etere dimetilico)	28	19
Idrogeno da fonti rinnovabili	120	-
ETBE (etere etil-ter butilico ottenuto dall'etanolo)	36 (di cui il 37% da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 37% da fonti rinnovabili)

Fig. 5.12 PCI (MJ/kg) prodotti Fisher-Tropsch

Tenendo in considerazione che il valore dell'efficienza è stato calcolato come il rapporto tra l'energia dei reagenti della reazione (idrogeno) e l'energia dei prodotti (diesel) si ottiene, attraverso la formula sotto riportata, la quantità di idrogeno necessaria a produrre una certa quantità di diesel.

$$Prod.FT = \frac{\eta_{LHV} \cdot LHV_{Diesel}}{LHV_{H_2}} \tag{5.12}$$

dove:

- η_{LHV} è l'efficienza della reazione di Fischer-Tropsch in termini di potere calorifico inferiore; è pari a 0.73;
- LHV_{Diesel} è il potere calorifico inferiore del diesel di sintesi ricavato dalla reazione di Fischer-Tropsch; è pari a 44 MJ/kgDiesel;
- LHV_{H_2} è il potere calorifico inferiore dell'idrogeno di sintesi ricavato dalla reazione di Fischer-Tropsch; è pari a 120 MJ/kgH_2;
- $Prod.FT$ è la producibilità di Diesel rispetto all'idrogeno in ingresso alla reazione. Questo valore risulta essere pari a 0.268 kgH_2/kgDiesel.

Considerando di voler sfruttare il 10% del totale di idrogeno disponibile dallo scenario 3, ovvero 569 ton.H_2/anno, per la produzione di questo diesel di sintesi, sarà possibile produrre una quantità pari a 2,124 ton diesel/anno, utilizzato nel settore navale di piccolo cabotaggio. Si sottolinea che tale utilizzo risulta quasi la metà di tutti gli interventi previsti da questa strategia nell'ambito del trasporto.

5.6.5 Miscelazione nella rete del gas

La strategia di immissione dell'idrogeno nella rete di distribuzione del gas naturale è una soluzione da esplorare specialmente nella prima fase dello sviluppo della filiera dell'idrogeno. Infatti, nel breve termine, l'affermazione di un'economia dell'idrogeno potrebbe trovare alcune barriere a causa della mancanza di infrastrutture di stoccaggio e distribuzione dedicate. L'immissione dell'idrogeno in rete permette di sfruttare l'infrastruttura esistente del gas naturale GN per trasportare l'idrogeno fino ai diversi utilizzatori residenziali, commerciali e industriali. L'immissione di idrogeno non comporta una sostanziale variazione delle caratteristiche della miscela, tanto da compromettere i parametri operativi della rete. Infatti, a basse frazioni volumetriche di idrogeno nella miscela, l'idrogeno può essere miscelato al gas naturale senza significativi cambiamenti nei parametri di controllo. Come ampiamente dimostrato nella letteratura scientifica, anche i dispositivi degli utenti finali del GN sono positivamente influenzati dall'arricchimento di idrogeno. Alcuni esempi si possono trovare anche sugli utilizzatori domestici. Per esempio, Zhao et al. hanno studiato come l'aggiunta di idrogeno può influenzare le prestazioni di combustione di un bruciatore da piano cottura. In particolare, hanno concluso che per le applicazioni residenziali, l'arricchimento di idrogeno può essere fatto fino al 15% in volume senza alcuna modifica sugli apparecchi di cottura esistenti. La maggiore reattività dell'idrogeno accorcia il tempo di accensione delle miscele, ma porta anche a limitazioni di ritorno di fiamma di circa il 20% in volume. Da un punto di vista meccanico, la tensione di snervamento e la resistenza ultima sono leggermente influenzate dalla presenza di idrogeno e l'attuale processo di progettazione è ancora valido. Ciononostante, alcuni fattori di progettazione per le condutture urbane devono essere ridotti a causa della grande infiammabilità dell'idrogeno e della bassa energia di accensione. Soprattutto nei paesi basati sul gas naturale, le miscele di gas naturale arricchito di idrogeno possono sfruttare la rete esistente, le quali rappresentano quindi una forma a basso costo di stoccaggio e trasporto di idrogeno. Allo stesso tempo, questa soluzione promuove l'accoppiamento settoriale tra calore ed elettricità. Più di 10 Stati membri hanno già fissato delle soglie per la miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas fino a percentuali di idrogeno del 5-6% in volume. La Germania permette un massimo del 10% di idrogeno in volume, ma solo a certe condizioni. In

Italia non esiste attualmente una legislazione, ma l'iniezione di idrogeno nella rete del gas naturale è inclusa e promossa nella recente Strategia Nazionale dell'Idrogeno. Oltre 70 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno circolano nei gasdotti italiani; secondo la strategia nazionale, il 2% del totale può essere facilmente sostituito dall'idrogeno entro il 2030. Il greening del gas naturale può contribuire a raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni dovute al riscaldamento domestico e terziario per il 2030. Infatti, difficilmente ci saranno tassi di ristrutturazione del patrimonio edilizio in grado di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione solo attraverso interventi di efficienza energetica. Allo stesso modo, non tutti gli edifici possono integrare grandi quantità di energie rinnovabili, a causa della limitata superficie disponibile del tetto o di altri vincoli architettonici e paesaggistici. L'immissione dell'idrogeno nel gas, quindi, può avere un impatto importante nel settore residenziale, aumentando il risparmio di energia primaria fossile che può essere realizzato utilizzando impianti efficienti a gas o persino classiche caldaie tradizionali.

Per quanto concerne la presente strategia dell'Hydrogen Park di Taranto, lo sviluppo dell'idrogeno nella rete del gas prevede una pianificazione in accordo con i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione del gas. È necessario identificare i limiti di immissione e dove avverrà tale immissione, cioè prevalentemente in corrispondenza dei siti di produzione di idrogeno.

Ai fini del presente lavoro, in relazione soprattutto al periodo temporale considerato di 10 anni, per valutare l'immissione dell'idrogeno nella rete locale di distribuzione del gas naturale è stato considerato quello non consumato per altri usi, così come esposto nei paragrafi precedenti.

Per l'utilizzo di idrogeno in *blending* con il gas naturale, quasi esclusivamente rivolto al *greening* del settore del riscaldamento degli edifici, risulta necessario immettere in rete il 77.2% del totale di idrogeno che si stima di produrre annualmente. Questo valore equivale ad una quantità di idrogeno da smaltire pari a circa 4,388 ton H_2/anno.

5.7 Implicazioni ambientali

È stata svolta una analisi, su ognuno di questi scenari illustrati nel capitolo 5.6, per ricavare le emissioni evitate grazie a questi interventi, in termini di CO_2 equivalente.

5.7.1 Trasporto pubblico: autobus

La flotta di autobus, altamente inquinanti, che si vuole andare a sostituire con dei nuovi mezzi a *Fuel Cell*, sono stati considerati avere uno standard di emissioni tale da potersi considerare appartenenti alla categoria EURO4.

Dai dati emersi da uno studio riguardante il trasporto pubblico locale, presentato da ANAV (Associazione Nazionale Autotrasporto Viaggiatori), in collaborazione con l'Università di Roma "La Sapienza", si riescono a ottenere i valori di emissioni chilometrici di CO_2 degli autobus in ambito urbano.

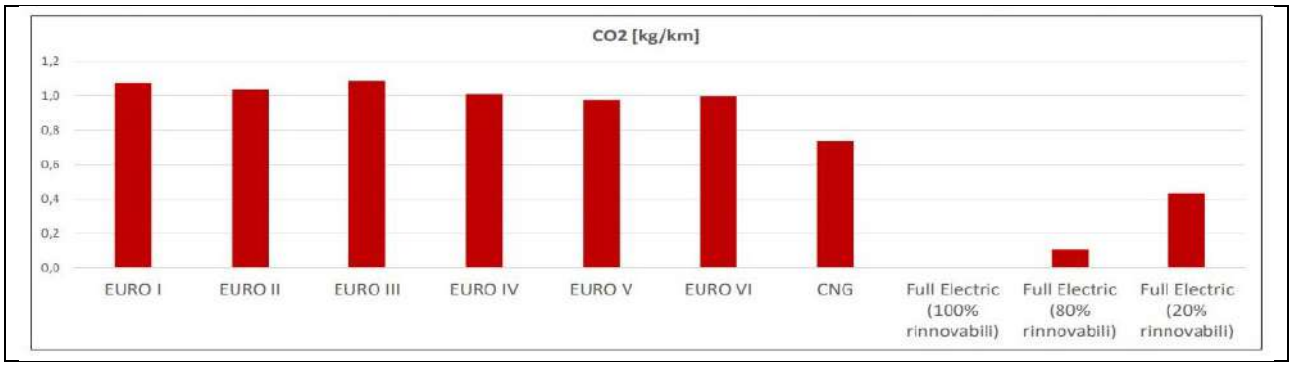


Fig. 5.13 Fattori di emissione CO_2

È stato quindi possibile considerare, nel caso in esame, un coefficiente chilometrico di emissione di CO_2 pari a 1 $kgCO_2$/km, per gli autobus presenti prima della sostituzione.

Dal momento che i nuovi autobus a FC risultano avere emissioni nulle, per il calcolo delle emissioni di CO_2 evitate è stato sufficiente moltiplicare il valore del coefficiente sopra indicato per la distanza totale percorsa ogni anno.

Per ogni autobus a FC che viene messo in servizio, si evitano 93.1 ton.CO_2/anno.

In totale, sostituendo tutti gli autobus previsti dallo scenario (40 in totale), si riescono a evitare 3,723 ton CO_2/anno.

5.7.2 Trasporto pubblico: treni

È stato verificato che il modello attualmente in uso di treno per compiere la tratta non elettrificata Taranto – Reggio Calabria, è l'Intercity D.445, una locomotiva di Trenitalia a trazione Diesel.

Fig. 5.14 Tratta non elettrificata

Il valore di consumo dichiarato per questa locomotiva è pari a circa 2.13 l/km. Dalle tabelle dei parametri di emissione dei gas serra, presente in un documento emanato dal MATTM (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare), è stato possibile risalire a quello del gasolio, pari a 3.155 ton.CO2/ton.Diesel.

PARAMETRI STANDARD[1] - COMBUSTIBILI/MATERIALI					
Combustibile/Materiale	**Unità di misura utilizzata per consumo di combustibile**	**Fattore Emissione[2] (tCO_2/Un. di misura quantità)**	**Coefficiente Ossidazione**	**PCI**	**Unità di Misura PCI**
Gas naturale (metano)	1000 $Stdm^3$	1,975	1	8,432	$Mcal/Stdm^3$
	TJ	55,954	1	35,303	$GJ/1000\ Stdm^3$
Olio combustibile	TJ	76,661	1	41,007	GJ/t
	t	3,144	1	0,979	tep/t
Gasolio riscaldamento (dati sperimentali)	TJ	73,578	1	42,877	GJ/t
	t	3,155	1	1,024	tep/t
Benzina senza piombo per autotrazione (dati sperimentali)	t	3,140	1	42,817	GJ/t
				1,023	tep/t
GPL (Gas di petrolio liquefatto) (dati sperimentali)	t	3,026	1	46,141	GJ/t
				1,102	tep/t

Fig. 5.15 Parametri ambientali ed energetici dei principali combustibili

Tenuto conto che il peso specifico del gasolio è di circa 0.835 kg/dm^3, un litro di gasolio equivale a 0.835 kg.

Dal momento che i nuovi treni a FC risultano avere emissioni nulle, per il calcolo delle emissioni di CO_2 evitate è stato sufficiente svolgere tale calcolo:

$$Em\ CO_2 = f.em\ CO_2 \cdot C \cdot \frac{\alpha}{1000} \cdot d \tag{5.13}$$

dove:

- $Em\ CO_2$ sono le emissioni di CO_2 evitate annualmente, espresse in ton CO_2/anno;
- $f.em\ CO_2$ è il fattore di emissione di CO_2 relativo al gasolio, pari a 3.155 ton.CO_2/ton.Diesel;
- C è il consumo dichiarato dei treni a trazione Diesel, pari a 2.13 l/km;
- α è un coefficiente di conversione, per riportare il consumo dichiarato in kgDiesel/km, è pari a 0.835 kg/l
- d è la distanza annualmente percorsa dai treni in questa tratta, è pari, per un singolo treno, a 172,280 km/anno.

Per ogni treno a FC che viene messo in servizio, si evitano 966.72 ton.CO_2/anno.

In totale, sostituendo tutti gli autobus previsti dallo scenario (4 in totale), si riescono a evitare 3,867 ton.CO_2/anno.

5.7.3 Trasporto pesante su gomma

Attraverso l'impiego di camion a lungo raggio a Fuel Cell, alimentati a idrogeno, è possibile valutare una certa quantità di emissioni di CO2 evitate rispetto al caso pre-intervento in cui vengono considerati operanti principalmente mezzi alimentati a diesel.

È stato considerato il valore di consumo energetico dei camion a lungo raggio in Italia, riportata nella tabella del capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, pari a 0.46 TWh Diesel. Per il gasolio si considera un valore di potere calorifico inferiore pari a 11.87 kWh/kg, per cui si ottiene un valore di consumo di Diesel annuo per l'alimentazione di questi camion pari a 38,753 ton.Diesel/anno.

Moltiplicando questo valore appena ottenuto per il fattore di emissione del Diesel (3.155 ton.CO2/ton.Diesel) si ottiene un valore di emissioni evitate per questo scenario pari a 122,266 ton.CO2/anno.

Questo valore appena trovato è valido a livello nazionale, perché si basa sull'ipotesi di sostituire 4,000 camion diesel con altrettanti camion a FC.

Per trovare il valore di emissioni evitate nella provincia di Taranto, è bastato moltiplicare tale valore per il fattore di scala 1:100, trovando così il valore di 1,222 ton.CO2/anno.

5.7.4 Diesel di sintesi per nautica

La reazione di Fischer-Tropsch per poter avvenire, e quindi per poter generare del diesel di sintesi, ha bisogno oltre che dell'idrogeno come reagente, anche il monossido di carbonio e anche una certa quantità di energia elettrica. La CO viene, in genere, ricavata da una reazione di cracking dell'anidride carbonica. Supponendo che tutta la CO2 necessaria alla reazione venga ricavata da impianti a biomasse, e che l'energia elettrica di alimentazione di tutto il processo provenga dall'eccesso di generazione degli scenari di produzione da fonti rinnovabili, si può affermare che il diesel così prodotto sia a emissioni nulle.

Per ricavare le emissioni evitate grazie all'utilizzo di questa tipologia di carburante rispetto ad un diesel convenzionale, è stato sufficiente moltiplicare il fattore di emissione del Diesel, riportato in figura e pari a 3.155 ton.CO2/ton. Diesel, per il totale di Diesel di sintesi prodotto annualmente dallo scenario preso in considerazione, pari a 2,124 ton.Diesel/anno.

In totale si riescono quindi a evitare 6,701 ton.CO2/anno.

5.7.5 Miscelazione nella rete del gas

Questa tipologia di utilizzo permette di sfruttare la rete del gas per immettere idrogeno nelle condotte che sarà quindi combusto al posto del metano. Per tale motivo è possibile considerare le emissioni evitate da questo scenario di utilizzo finale in funzione della quantità di gas naturale che è stato possibile non immettere in rete.

Considerando la figura sopra, è stato possibile ricavare il fattore di emissione di CO2 per il gas naturale, pari a 1.975 ton.CO2/1000STDm^3 (standard metri cubi).

La quantità di idrogeno immessa annualmente in rete, secondo lo scenario considerato, è pari a 4,388 ton.H2/anno. Convertendo questo valore in STDm^3/anno, attraverso un coefficiente pari a 6,939.58 STDm^3/ton.H2, si ottiene un valore di 30.45 Milioni di STDm^3/anno.

Moltiplicando questo valore appena trovato per il coefficiente di emissione del gas naturale si riescono a ottenere le emissioni di CO2 evitate annualmente, ovvero pari a 60,139 ton.CO2/anno.

5.7.6 Valutazione delle emissioni complessivamente evitate in un anno.

L'utilizzo dell'idrogeno prodotto nell'Hydrogen Park permetterà una riduzione delle emissioni di gas climalteranti pari a 75,652 Ton CO2eq/anno, riassunte nella seguente Tabella.

Usi finali	Numero di unità	Emissioni evitate (Ton CO2/anno)
TPL autobus	40 autobus	3723
TPL treni	4 treni	3867
Trasporto pesante su gomma	40 camion	1222
Diesel sintetico nautica	2000 ton Diesel/anno	6701
Blending con GN	4400 ton H2/anno	60139
Totale		**75652**

5.8 Determinazione dei costi complessivi per l'attuazione della strategia

Riguardo l'analisi degli usi finali dell'idrogeno disponibile, è stata infine svolta anche una analisi economica dei vari scenari presi in considerazione e analizzati nel capitolo 5.6. Per ognuno di questi, è stato ricavato il costo degli investimenti necessari in termini di CAPEX.

5.8.1 Trasporto pubblico: autobus

L'autobus preso come riferimento per questo scenario è il modello Urbino 18.75 dell'azienda Solaris. Questo veicolo risulta avere un costo commerciale di 625,000 €.

Considerando che lo scenario considera di inserire nella flotta dei veicoli operanti nella provincia di Taranto 40 nuovi mezzi, il costo totale di investimento risulta essere pari a 25 mln€.

In questo scenario, oltre all'investimento per gli autobus, bisognerà considerare anche un investimento per le stazioni per il rifornimento di idrogeno di questi nuovi mezzi.

In allegato viene riportata una tabella, presente in un documento pubblicato dall' Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile, in cui sono presenti i valori di CAPEX delle stazioni di rifornimento di idrogeno in base alle varie taglie disponibili.

Per questo scenario preso in considerazione, sarà necessaria una stazione di ricarica da installare all'interno dell'area di deposito dell'azienda AMAT. Considerando operativi ogni giorno questi 40 nuovi autobus, aventi una percorrenza media giornaliera di 300 km e un consumo di 0.1 kgH2/km, sarà necessario installare una stazione di rifornimento che permetta di ricaricare almeno 1200 kgH2/giorno. Dalla tabella in appendice è possibile constatare che la taglia esistente che più si avvicina a questo valore è di 1500 kgH2/giorno. Questa stazione di ricarica risulta avere un CAPEX al 2030 di 2,560,353 €.

Il CAPEX complessivo di questo scenario risulta quindi essere pari a circa 27.56 mln€.

5.8.2 Trasporto pubblico: treni

Il treno preso come riferimento per questo scenario è il modello iLint dell'azienda Alstom. Questo veicolo risulta avere un costo commerciale di 5.3 mln€.

Considerando che lo scenario considera di sostituire tutte e 4 le locomotive diesel operanti nella tratta Taranto – Reggio Calabria, il costo totale di investimento risulta essere pari a 21.2 mln€.

In questo scenario, oltre all'investimento per gli autobus, bisognerà considerare anche un investimento per le stazioni per il rifornimento di idrogeno di questi nuovi mezzi.

Per questo scenario preso in considerazione, sarà necessaria una stazione di ricarica da installare nei pressi della stazione di Taranto Centrale. Considerando che ogni giorno partono da questa stazione due treni in direzione Reggio Calabria, gli stessi treni dovranno avere una autonomia sufficiente per coprire anche la tratta di ritorno, il giorno seguente, verso la stazione di Taranto. Quindi, sapendo che ognuno di questi treni deve coprire, per ogni rifornimento, una distanza pari a 944 km e sapendo che questi mezzi risultano avere un consumo dichiarato di 0.3 kgH2/km, sarà necessario installare una stazione di rifornimento che permetta di ricaricare almeno 566.4 kgH2/giorno. Dalla tabella in appendice è possibile constatare che la taglia esistente che più si avvicina a questo valore è di 1000 kgH2/giorno. Questa stazione di ricarica risulta avere un CAPEX al 2030 di 1,500,000 €.

Il CAPEX complessivo di questo scenario risulta quindi essere pari a circa 22.7 mln€.

5.8.3 Trasporto pesante su gomma

Questo scenario prevede un tipo di investimento che non è totalmente finanziato a livello pubblico, ma si basa principalmente sul fatto che le aziende private puntino a sostituire la loro flotta di mezzi pesanti su gomma di tipo tradizionale (per lo più con alimentazione diesel) con dei nuovi mezzi che abbiano un sistema di alimentazione a idrogeno.

Per queste ragioni, per questo scenario non è stato valutato un valore di CAPEX riferito all'investimento per i nuovi veicoli a FC.

Tuttavia, si vuole tener conto del fatto che, proprio al fine di incentivare l'avvento di questi nuovi mezzi di trasporto pesante, sarà necessario implementare le infrastrutture attraverso l'installazione di stazioni di rifornimento distribuite nel territorio.

È stato considerato, per questo scenario, di voler installare 5 stazioni di ricarica nella provincia di Taranto. Per valutare la taglia di queste stazioni è stato preso il valore della quantità di idrogeno che si stima possano consumare questi mezzi pesanti, pari a 150 ton.H2/anno e lo si è diviso per 365 giorni l'anno, ottenendo un valore di consumo di 411 kgH2/giorno. Questo valore suddiviso per le 5 stazioni, porta al valore minimo di idrogeno che giornalmente queste stazioni devono essere in grado di rifornire, cioè 82.19 kgH2/giorno.

Dalla tabella in appendice è possibile constatare che la taglia esistente che più si avvicina a questo valore è di 100 kgH2/giorno. Questa stazione di ricarica risulta avere un CAPEX al 2030 di 600,000 €.

Il CAPEX complessivo di questo scenario risulta quindi essere pari a circa 3 mln€.

5.8.4 Diesel di sintesi

I costi degli impianti necessari alla realizzazione di questo sistema di produzione di diesel di sintesi tramite reazione di Fischer-Tropsch sono stati valutati attraverso il valore del CAPEX complessivo fornito dall'IEA e riportato nella tabella tot. Tale valore, pari a 760 $/kWliquid, cioè circa 633 €/kWliquid

Supponendo che gli impianti di produzione di questo diesel di sintesi abbiano un valore di ore equivalenti di funzionamento pari a 5000 h/anno, è possibile ricavare il CAPEX complessivo dello scenario attraverso la seguente formula:

$$CAPEX = CAPEX_{FT} \cdot LHV_{Diesel} \cdot tot.Diesel \cdot h_{eq-FT} \quad (5.14)$$

dove:

- $CAPEX_{FT}$ è il valore del CAPEX degli impianti di produzione di diesel di sintesi per mezzo della reazione di Fischer-Tropsch fornito dall'IEA in funzione della potenza nominale degli impianti di produzione, è pari a 633 €/kWliquid;
- LHV_{Diesel} è il potere calorifico inferiore del diesel di sintesi espresso in kWh/kg, è pari a 12,22 kWh/kgDiesel;
- $tot.Diesel$ è la quantità di Diesel prodotto annualmente dagli impianti, è pari a 2,124.07 ton.Diesel/anno;
- h_{eq-FT} sono le ore equivalenti di funzionamento degli impianti di produzione di diesel di sintesi per mezzo della reazione di Fischer-Tropsch, il valore assunto è pari a 5000 h/anno.

Il valore del CAPEX di investimento per questo scenario risulta quindi essere pari a circa 3.29 mln€.

5.8.5 Miscelazione nella rete del gas

Questa tipologia di scenario non presenta dei costi di investimento rilevanti per la sua realizzazione. L'infrastruttura è già esistente ed è capace di sostenere questo blending tra il gas naturale e l'idrogeno (fino a circa il 15% di H2) al suo interno senza dover effettuare sostanziali modifiche alla rete del gas già esistente.

Per questo motivo, il CAPEX di investimento per questo scenario è considerato trascurabile.

5.8.6 Costo complessivo dell'investimento per gli usi finali dell'idrogeno

Il costo complessivo per gli usi finali dell'idrogeno ipotizzati risulta pari a: 56.6 milioni di Euro.

6. Sperimentazioni applicative nel breve periodo delle tecnologie dell'idrogeno verde

6.1 Power-to-Gas e blending nelle reti del gas

Gli obiettivi al 2024 identificati per la provincia di Taranto possono rappresentare una prima sperimentazione applicativa per la creazione di un hub dell'idrogeno.

Vengono di seguito ricapitolati gli obiettivi al 2024 per la capacità di elettrolizzatori e di impianti rinnovabili da installare.

Sulla falsariga degli obiettivi europei, i quali prevedono l'installazione di 6 GW di elettrolizzatori al 2024 e 40 GW al 2040, l'obiettivo nel breve periodo per Taranto è stato identificato pari a 7.5 MW di capacità elettrolitica al 2024.

Grazie all'ottimizzazione svolta nel capitolo precedente, è possibile identificare il mix ottimale di rinnovabili da dedicare alla produzione di idrogeno.

Per alimentare i 7.5 MW di elettrolizzatori, risultano necessari 7,5 MW di fotovoltaico e 9 MW di Eolico.

Nella Tabella 6.1 sono riassunti gli obiettivi di installazione e la produzione prevista di idrogeno al 2024.

Parametro	Unità	Valore
Capacità Elettrolizzatori	MW	7.5
Capacità Fotovoltaico	MW	7.5
Capacità Eolico	MW	9
Ore equivalenti elettrolizzatori	he/anno	3,788
Producibilità Annua H_2	MNm3/anno	5.9
Producibilità Annua H_2	ton/anno	853
Energia elettrica immessa in rete	GWh/anno	0.63

Tab. 6.1 Obiettivi al 2024

L'ipotesi per le sperimentazioni applicative è quella di creare 3 poli di produzione di idrogeno e conseguente immissione nella rete del gas.

Lo schema logico di funzionamento dell'impianto è riportato nella Figura 6.1.

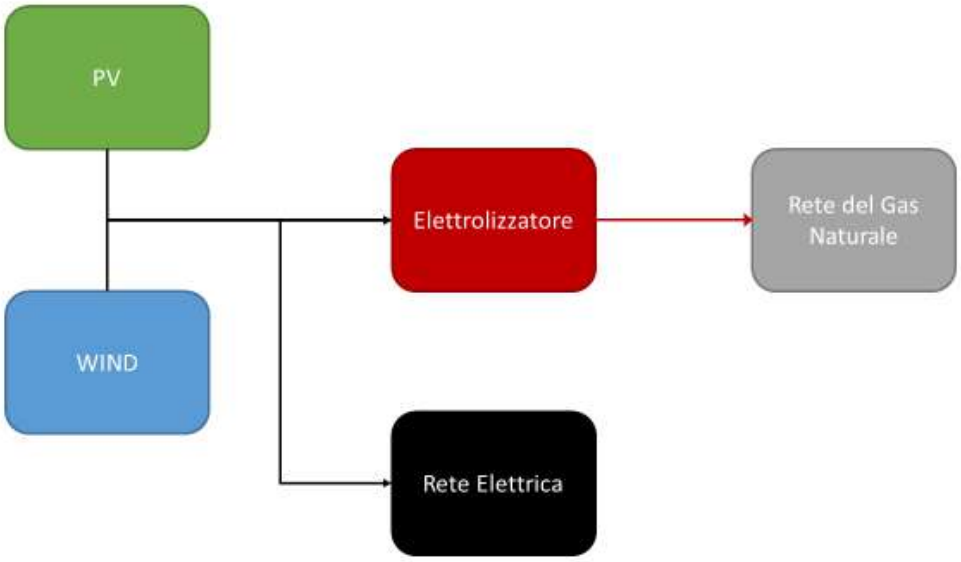


Figura 6.1 Schema a blocchi di un impianto Power-to-Gas con blending nella rete del gas

I 3 poli di produzione sono, ai fini del presente report, considerati tutti di uguale scala. La taglia effettiva degli impianti sarà necessario definirla in seguito in base alle disponibilità dei siti, degli investimenti e dei limiti tecnici della rete identificata.

Un progetto tipo del polo di produzione è costituito da un impianto Power-to-Gas e conseguente blending dell'idrogeno nella rete locale del gas naturale.

La capacità di elettrolisi da installare nel polo è pari a 2.5 MW. Gli impianti rinnovabili devono avere una potenza pari a 2.5 MW per l'impianto fotovoltaico e 3 MW per l'impianto eolico. Grazie a questo mix di rinnovabili, la produzione di idrogeno stimata è pari a 284 ton_{H2}/anno, equivalenti a 1.97 MNm^3_{H2}/anno. Inoltre, è possibile fornire l'immissione di ulteriori 210 MWh/anno di elettricità rinnovabile non utilizzata dall'impianto Power-to-Gas.

È prevista una immissione completa dell'idrogeno prodotto nella rete del gas naturale. Il dimensionamento del mixer è stato quindi fatto al fine di coprire la potenza massima di produzione dell'elettrolizzatore.

Infatti, non è previsto stoccaggio a valle dell'elettrolizzatore, ma il blending diretto dell'idrogeno nella rete. Questa soluzione permette il risparmio della tecnologia di accumulo e l'abbattimento del costo di gestione e trasporto dell'idrogeno.

Nella Tabella 6.2 sono ricapitolati i dati tecnici dell'impianto e la producibilità annuale di idrogeno stimata.

Parametro	Unità	Valore
Capacità Elettrolizzatori	MW	2.5
Capacità Fotovoltaico	MW	2.5
Capacità Eolico	MW	3
Ore equivalenti elettrolizzatori	he/anno	3,788
Producibilità Annua H2	MNm^3/anno	1.97
Producibilità Annua H2	ton/anno	284

Energia elettrica immessa in rete	GWh/anno	0.21
Taglia Mixer	Nm^3/h	520

Tab 6.2 Dati tecnici del polo di produzione dell'idrogeno

Gli investimenti necessari per l'installazione dell'impianto sono calcolati in accordo alla metodologia proposta nel Capitolo 5.

Per gli elettrolizzatori è stato preso in considerazione un CAPEX di 900 $/kW$_e$ pari a circa 750 €/kW$_e$. I valori di CAPEX per gli impianti rinnovabili sono stati ricavati dai dati forniti da IRENA. Il consto unitario di investimento è identificato pari a 1,473 $/kW per l'eolico on-shore, e 995 $/kW per il fotovoltaico, che, convertiti in euro risultano essere rispettivamente circa 1,230 €/kW e 830 €/kW.

Il costo di investimento del mixer è stato definito in accordo alla pubblicazione di de Santoli et al. [154]. Il CAPEX unitario per questo tipo di impianti e per la taglia considerata è pari approssimativamente a 3,420 €/Nm^3/h.

Gli investimenti necessari per la realizzazione del progetto, riguardanti esclusivamente l'installazione degli impianti principali, ammontano complessivamente a 9.5 M€.

La suddivisione dell'investimento nelle varie voci di costo è riportata nella Tabella 6.3.

	Unità	**Valore**
Elettrolizzatori	M€	1.9
Impianto Fotovoltaico	M€	2.1
Impianto Eolico	M€	3.7
Mixer	M€	1.8
Costo complessivo impianto	M€	9.5

Tab 6.3 Piano di investimenti relativo al polo di produzione di idrogeno da 2.5 MW

6.2 Progetto dimostrativo per la riconversione di un impianto biogas da discarica mediante la realizzazione di un sottosistema di produzione di idrogeno rinnovabile

In questa sezione viene descritta per le vie brevi una proposta progettuale che riguarda la possibilità di integrare all'interno di una discarica, a fine regime di incentivazione, una sezione di produzione di idrogeno rinnovabile. La discarica, che generalmente produce energia elettrica assimilata alla rinnovabile, mediante la conversione termomeccanica del biogas da rifiuti, sarebbe in grado di generare contemporaneamente idrogeno elettrolitico e da reforming di biometano.

Lo scopo principale di questo progetto consiste nel creare, dopo una fase di testing e validazione, un sistema modulare scalabile che sia vendibile sul mercato chiavi in mano. Inoltre, nell'ottica di istituire una *hydrogen valley*, l'impianto sarebbe estremamente utile come laboratorio *open air* per formare nuove professionalità, caratterizzate da *skills* tecniche avanzate per lo sviluppo di una economia locale dell'idrogeno futuribile e realistica.

Preso come riferimento un tipico GENSET da 500 kW$_{el}$, il dimostratore è stato dimensionato per ottenere una producibilità di idrogeno compatibile con il quantitativo di energia elettrica rinnovabile disponibile. In particolare, si è scelto di realizzare l'idrogeno attraverso due tecnologie

elettrolitiche alternative: elettrolisi AEM dell'acqua ed elettrolisi ad alta temperatura del vapore mediante celle ad ossidi solidi (SOEL).

Nello schema sintetico di impianto rappresentato in Fig.6.2 il vapore può essere agevolmente prodotto mediante l'installazione di uno scambiatore di calore sul lato dei fumi di scarico del GENSET, che normalmente vengono dispersi direttamente in atmosfera senza subire alcun recupero termico. Questo vapore verrà convogliato attraverso una linea di distribuzione alla SOEL per una produzione continuativa dell'idrogeno. La sezione AEM invece, dato che è la tecnologia maggiormente in fase di sviluppo, è demandata alla generazione di idrogeno di picco oppure ad elevato grado di parzializzazione, mantenendo comunque elevato il suo rendimento di conversione.

Dopo che l'idrogeno è stato prodotto, è necessario inviarlo ad una apposita sezione di purificazione dove sarà deumidificato, depurato da eventuali parti di ossigeno migrato attraverso le membrane di separazione tra anodo e catodo e da altre impurità residue.

Per esigenze di stoccaggio, al fine di disaccoppiare dinamicamente la produzione con la richiesta, è stato previsto un primo stadio di pressurizzazione fino a 200 bar, da realizzarsi mediante una matrice di serbatoi in acciaio inox di modesto volume da installare fuori terra. Questo tipo di realizzazione è dovuta al fatto che è necessario drenare periodicamente tali bombole da condense di acqua al loro interno.

A valle del sistema di stoccaggio, potranno essere realizzate alternativamente delle stazioni di post compressione e ricarica che potranno gestire rifornimenti a 400 bar o 700 bar in funzione degli utilizzatori finali, oppure una infrastruttura di miscelazione *just in time* per la realizzazione del *blending* con il metano, e quindi, per la distribuzione all'interno delle rate del gas. La capacità di produzione della sezione elettrolitica dimostrativa è di 100 Nm^3/h suddivisi in 40 Nm^3/h da SOEL e 60 Nm^3/h da AEM, con dei consumi specifici di elettricità reperiti da letteratura e da schede tecniche di prodotti commerciali.

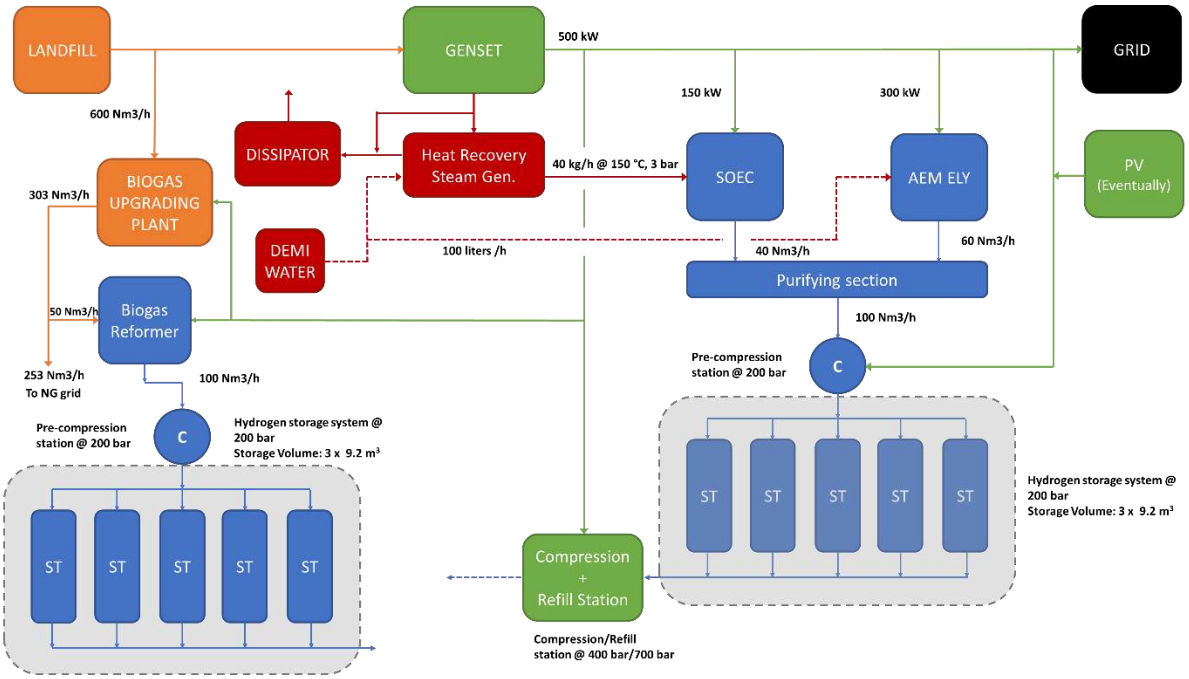


Figura 6.2 Schema a blocchi di un impianto Power-to-Gas con blending nella rete del gas

I Dato l'elevato tasso di disponibilità del GENSET è stato supposto un numero di ore di funzionamento pari ad 7,446 ore/anno per una vita tecnica utile, prima del replacement degli stack, di 10 anni. Da queste assunzioni si evince che la producibilità annua della sola sezione elettrolitica ammonta a 66.441 ton/anno.

l sistema di stoccaggio è costituito da 12 serbatoi in acciaio INOX organizzati in 3 moduli da 4 serbatoi; la capacità di ciascuno dei moduli è di 9,200 litri, cui corrisponde un quantitativo di idrogeno stoccabile a 200 bar e 25 °C, pari a 148.48 kg/modulo (ovvero 1,664.1 Nm^3/modulo).

La stazione di precompressione è dimensionata su una portata di 100 Nm^3/h, mentre quella di caricamento ad alta pressione per il dispenser potrà essere da 3 kg/min, secondo gli attuali standard richiesti per i rifornimenti rapidi di autoveicoli con propulsione basta sulle Fuel Cells.

Al fine di ridurre il costo medio di generazione dell'idrogeno elettrolitico si è pensato di integrare un sistema di *upgrading* del biogas, unitamente ad un reattore di *steam reforming*, come riportato nello schema concettuale dell'impianto.

La sezione di *upgrading* prevista, si basa sulla tecnologia PSA, avendo inoltre preso a riferimento una discarica relativamente giovane, quindi caratterizzata mediamente da un tenore di metano nel biogas pari al 50%. Si è scelto di ricorrere alla taglia commerciale più piccola disponibile sul mercato, che prevede una produzione di 303 Nm^3/h di biometano a fronte del trattamento di 600 Nm^3/h. Per quanto riguarda invece il reattore di *reforming*, si è scelto un modello che è in grado di produrre 100 Nm^3/h di H_2, a fronte di una portata di ingersso di biometano di 50 Nm^3/h e di circa 98 litri/h di acqua, in modo da raddoppiare la produzione della sezione elettrolitica.

Il calore esogeno necessario al completamento della reazione di *reforming* viene somministrato mediante un quantitativo aggiuntivo di vapore di acqua che può essere generato alternativamente da un generatore di vapore elettrico o, ancor meglio, dal recupero dei fumi dei motori GENSET presenti nelle discariche.

Qualora nel demo-site fosse già presente un impianto di produzione di tipo fotovoltaico, l'energia rinnovabile derivante potrebbe essere parzialmente impiegata per l'alimentazione degli ausiliari della stazione di *upgrading* e per il .

Infine, l'eccesso di biogas purificato può essere iniettato direttamente nella rete del NG nazionale oppure venduto a società di distribuzione che impiegano autocisterne. Completano il sistema impiantistico una ulteriore stazione di precompressione ed altri 4 moduli di stoccaggio.

Con l'integrazione di queste altre sottosezioni impiantistiche, il BoP stimato è di circa 6,400,000 €.

6.3 La Green Hydrogen Valley in Puglia e gli interventi nella Provincia di Taranto

E' prevista entro il 2024 la realizzazione della Green Hydrogen Valley in Puglia che si basa su molteplici aspetti trattati in questo report sul tema dell'idrogeno: l'accumulo dell'energia da fonti rinnovabili, gli aspetti legati alla non programmabilità degli impianti che utilizzano fonti rinnovabili e le ricadute con la rete elettrica, gli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo sostenibile, la necessità di decarbonizzare i settori dell'automotive, delle costruzioni, dell'industria.

L'idea del progetto è focalizzata sulla generazione di idrogeno verde da fonti rinnovabili, supportata da diversi stakeholder presenti nella catena del valore. Il progetto prevede una generazione di idrogeno verde da energia fotovoltaica ed eolica, che può, in prima analisi, essere distribuita nei gasdotti di gas naturale esistenti in Puglia, fino agli utenti finali.

I potenziali utenti finali degli impianti di produzione sono Snam, ENI, Enel, Acquedotto Pugliese, mentre i partner tecnici sono Edison, Saipem (EPC) e McPhy e ITM Power (elettrolizzatori).

Il progetto prevede interventi nei comuni di Brindisi, Taranto e Cerignola, con una potenza degli impianti fotovoltaici sui tre siti di 250 MWp, con l'installazione sui tre siti di elettrolizzatori da 1 MW/2,35 MW ciascuno, e fino a 200 milioni di m3 di idrogeno complessivamente prodotto all'anno. Il progetto prevede l'ottimizzazione dell'uso del fotovoltaico installato e l'integrazione, tramite contratti PPA specifici, con l'overgeneration da fonte eolica dei siti del Subappennino Dauno. Il progetto è caratterizzato da un investimento di 550 milioni di euro, di cui almeno 50 destinati alla ricerca della PGHV.

L'impianto previsto a Taranto riguarderà una superficie di circa 110 ettari anche in area SIN, e verrà utilizzata la pipeline di Snam per utilizzare in forma blended l'idrogeno prodotto. Il potenziale utilizzatore finale dell'idrogeno potrebbe essere la vicina centrale elettrica di Eni e ovviamente l'ILVA. Il vicino depuratore di Acquedotto Pugliese fornirà acqua per l'elettrolisi. L'impianto fotovoltaico ha una potenza superiore a 60 MWp e la produzione elettrica sarà almeno di oltre 116.000 MWh all'anno. I pannelli solari sono del tipo a tracciamento monoassiale.

L'impianto di elettrolisi è composto da elettrolizzatori con 1 MW di potenza ciascuno; verranno prodotti da 30-60 milioni di m3 di idrogeno all'anno e 15-30 milioni m3 di ossigeno all'anno.

La costruzione degli impianti nei tre siti (Brindisi, Taranto e Cerignola) dovrebbe essere completata entro dicembre 2023, con la produzione prevista a partire da gennaio 2024.

7.Nuove occupazioni nel settore dell'idrogeno e percorsi di formazione

7.1 Energia e occupazione: l'intensità occupazionale delle rinnovabili e dell'idrogeno

Secondo alcune stime, un miliardo di euro investito in petrolio apporta 500 nuovi posti di lavoro[1]. Lo stesso investimento in energie rinnovabili ed efficientamento energetico, porta invece ben 17.000 posti di lavoro. Il team del *Technology and Policy Assessment* dell'UKerc, il centro per la ricerca energetica inglese, ha studiato i dati analizzati da cinquanta studi pubblicati dal 2000 sul rapporto tra investimenti in energia verde e la creazione di posti di lavoro negli Stati Uniti, Europa e Cina, e li ha paragonati a quelli impiegati nel settore della produzione di energia da fonti fossili, evidenziando come l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica creino, per ogni GWh prodotto o risparmiato, fino a 1 posto di lavoro in più rispetto ai combustibili fossili. L'elettricità prodotta da carbone e gas crea circa 0,1 – 0,2 posti di lavoro per GWh, l'energia generata dal vento porta alla creazione di 0,5 posti di lavoro per GWh, energia dal solare tra 0,4 - 1,1 per GWh, energia da idroelettrico tra 0,3 – 0,7 per GWh, biomasse, biogas, bioliquidi tra 0,5 – 0,9 energia generata grazie all'efficienza energetica è pari a 0,3 - 1 per GWh risparmiato.

Nel caso di efficienza energetica si deve ovviamente parlare di energia risparmiata, e considerando ad esempio il superbonus 110%, questo significa assegnare al risparmio energetico quote di PIL aggiuntive e investimenti (in due anni 15-20 miliardi di euro per un punto percentuale di PIL aggiuntivo), e legarli all'incremento occupazionale (in due anni, 30.000 posti di lavoro). Il mercato del lavoro del comparto dell'efficienza energetica trarrà un beneficio sia in termini quantitativi che qualitativi: grazie all'impatto delle politiche energetiche e ambientali, il ricorso a nuove tecnologie condurrà verso una domanda di profili professionali maggiormente qualificati.

In base a uno studio condotto dall'UKERC - UK Energy Research Center[2] i posti di lavoro che possono essere considerati sono riferiti in base alla produzione da fonte non rinnovabile, eolico e fotovoltaico. Anche in questo caso viene confermato il valore di 0.6-0,7 posti di lavoro per ogni GWh di energia rinnovabile prodotta.

	Numero di impianti	Energia prodotta (GWh/anno)	Posti di lavoro (diretti+indiretti+ indotto)
IDROELETTRICO	9.168	23.162,586	16.214
EOLICO	7.314	6.267,892	3.134
FOTOVOLTAICO	2.063.923	60.523,539	30.261
ALTRE RINNOVABILI	16.482	51.984,924	41.588
TOTALE	**2.096.887**	**141.938,941**	**91.197**

Tab 7.1 Dati occupazionali dello studio di cui alla nota 2.

[1] https://www.althesys.com/%E2%80%8Bstudio-greenpeace-e-possibile-arrivare-a-100mila-occupati-nelle-rinnovabili-entro-il-2030/

[2] https://www.ucl.ac.uk/bartlett/energy/news/2020/dec/ukerc-launch-ground-breaking-energy-model-survey

In Europa (principalmente in Germania) e negli Stati Uniti, l'occupazione è in forte contrazione negli ultimi anni. Il comparto dell'industria petrolifera è tradizionalmente un settore che non genera elevati livelli di occupazione ed anche in presenza di grandi investimenti questi sono concentrati principalmente in impianti, macchinari e progettazione con ricadute circoscritte per l'occupazione a regime. Il settore petrolifero sta manifestando una riduzione degli occupati, principalmente dovuta alla sovraproduzione ed ai bassi prezzi di mercato. Le perdite occupazionali nel settore petrolifero sono state registrate maggiormente negli Stati Uniti (circa il 40%).[3] In molti dei casi presentati, la perdita del lavoro nel settore delle fossili è stata rimpiazzata da nuova occupazione nel settore delle energie rinnovabili. In Italia solitamente l'occupazione nel settore delle fonti fossili è sovrastimata[4] e molto del personale impiegato è temporaneo e precario.

In Canada l'ultimo rapporto pubblicato dalla Clean Energy Canada, (associazione che lavora per accelerare il processo di transizione verso le energie rinnovabili), rileva come i circa 18 miliardi di dollari investiti nell'energia rinnovabile abbiano portato ad una crescita del 37 % dell'occupazione in cinque anni. Attualmente, in Canada, sono 23.700 gli occupati nel settore delle rinnovabili, mentre sono 22.340 le persone che lavorano nell'estrazione di petrolio dalle sabbie bituminose. Per tornare all'Italia, nel rapporto "Comuni Rinnovabili", Legambiente, GSE (Gestore Servizi Energetici) e Sorgenia hanno stimato che il settore delle energie rinnovabili avrebbe creato 250 mila posti di lavoro, (più altri 600 mila nei settori collegati e nell'indotto) fra il 2016 e il 2020.[5]

7.2 L'intensità di lavoro della terza rivoluzione industriale

Un calcolo della intensità di lavoro per forme di energia prodotte da fonti rinnovabili è stato condotto in alcuni suoi studi da Jeremy Rifkin. Tali fonti sono a costo marginale prossimo allo zero, nel senso che una volta pagati i costi iniziali non ci sono altri costi perché le fonti sono gratis, a differenza di quelle fossili il cui approvvigionamento periodico va garantito e pagato periodicamente pena la paralisi del sistema energetico. Gli impianti rinnovabili costano meno di quelli fossili una volta considerato il loro ciclo di vita completo, sia perchè il costo livellato dell'energia rinnovabile (LCOE) secondo recenti studi degli analisti di Lazard, è ormai sceso al di sotto di quello delle energie fossili, sia perchè non ci sono costi fissi post impianto, a parte quelli della manutenzione ordinaria.

Secondo uno studio interuniversitario[6], in uno scenario 100% rinnovabile la combinazione tra processo di elettrificazione, misure di efficienza energetica e mancate attività di estrazione, trasporto e lavorazione dei combustibili fossili potrebbe portare a una riduzione della domanda complessiva e a una stabilizzazione dei prezzi, grazie alla disponibilità a costo zero della risorsa rinnovabile. Per soddisfare la domanda solo con energia rinnovabile, l'Italia potrebbe:

- creare 485.857 nuovi posti di lavoro (al netto dei 164.419 persi nel settore dei fossili),
- ridurre la domanda complessiva di energia del 44% rispetto allo scenario BAU,
- evitare di spendere circa 176,79 Mld €/anno (213 miliardi Mld $/anno) per i costi sanitari legati all'inquinamento (il 6% del PIL),
- evitare la morte di circa 20.000 persone all'anno a causa dell'inquinamento.

[3] http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review _2017.pdf
[4] https://ilmanifesto.it/occupazione-non-e-tutto-oro-quel-che-leni-dichiara/
[5] http://www.greenreport.it/news/economia-ecologica/rinnovabili efficienza-energetica-creano-delle-fonti-fossili/
[6] 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World, Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi, Zack A.F. Bauer, Jingfan Wang, Eric Weiner, Alexander S. Yachanin, JOULE Vol1, Issue 1, pp108-121, Sept 2017

L’insieme di vantaggi ormai consolidati, è uno dei motivi di incondizionata adesione al processo di decarbonizzazione, di cui l’idrogeno rappresenta una parte attiva.

Nello studio sul Master Plan del Nord Pas De Calais, viene riportato che rispetto al settore energetico tradizionale altri settori impiegano una media di 16,3 (tra 14,1 e 20,6) persone per ogni milione investito. Se si pensa che l’industria tradizionale sia riuscita a creare circa una (=1) unità occupazionale per milione di Euro investito, non è difficile percepire che la controtendenza indicata nello studio, risulta più che mai urgente. L’impatto occupazionale nelle nuove formulazioni riguardanti l’alta specializzazione richiesta per la decarbonizzazione (efficienza energetica, generazione distribuita dell’energia, comunità energetiche, smart grid, digitalizzazione dei sistemi energetici) potrebbe superare di circa il 50% (=25 posti di lavoro per ogni milione di euro riallocato) la già importante cifra dei 16,3 nuovi posti di lavoro per ogni milione di euro riallocato.

A titolo di esemplificazione, secondo questo calcolo, se si investe un milione di euro nell’industria tradizionale si crea un posto di lavoro. Se lo si investe nel settore energetico tradizionale si creano 8 posti, se lo si investe nelle tecnologie della decarbonizzazione si ottengono 25 posti di lavoro.

Con gli investimenti sull’idrogeno verde ipotizzati nel presente studio, ed in base alle considerazioni appena presentate, in prima approssimazione è possibile stimare in 5,000 posti di lavoro aggiuntivi al 2030 per l’Hydrogen Park di Taranto. Tali posti di lavoro tengono conto anche della maggiore disponibilità di risorse nei settori indotti, e portano con sé la necessità di creare percorsi formativi ad hoc per una competenza specifica di alta professionalità.

Questo perché le nuove strategie europee mirano a creare nuovi posti di lavoro e nuove figure professionali altamente specializzate che possono essere utilizzate nei settori dell’efficienza energetica, delle ristrutturazioni edilizie, nelle tecnologie delle fonti rinnovabili, nell’innovazione industriale ed agricola, nelle costruzioni di edifici NZEB, nelle tecnologie dell’idrogeno e dei sistemi di accumulo, nella mobilità sostenibile, nelle smart grid, nell’economia circolare e digitale.

7.3 L'intensità occupazionale del settore idrogeno a Taranto

A gennaio 2021 Tenaris, Edison e Snam hanno sottoscritto un accordo per la prima applicazione dell’idrogeno verde su scala industriale in Italia per decarbonizzare il settore siderurgico. Il progetto è finalizzato alla generazione di idrogeno e ossigeno tramite un elettrolizzatore da circa 20 MW da installare presso lo stabilimento di Dalmine (BG) e all’adattamento del processo produttivo dell’acciaio mediante l’utilizzo di idrogeno verde in sostituzione del gas naturale. L’iniziativa potrà includere la realizzazione di un sito di stoccaggio per l’accumulo di idrogeno ad alta pressione e l’utilizzo di idrogeno, prodotto localmente tramite elettrolisi, all’interno del processo fusorio.

Ma indipendentemente dalla riconversione della siderurgia tarantina, questo studio mira alla definizione di una strategia dell’idrogeno a livello nazionale, che veda il proprio cardine sul territorio di Taranto e stanzi significativi investimenti in ricerca e sviluppo a partire da un mix di fondi strutturali integrati dalle risorse del Recovery Fund. In questa ottica la creazione di un centro di ricerca e innovazione di interesse nazionale sull’utilizzo dell’idrogeno come fonte energetica pulita come Cluster sull’Idrogeno nell’ambito del Tecnopolo di Taranto, potrebbe essere esempio significativo per la stessa strategia nazionale dell’idrogeno. A tale fine, sarà fondamentale la creazione di un ecosistema dell’innovazione orientato al rafforzamento delle imprese presenti sul territorio, alla contaminazione positiva di competenze e know-how e all’attrazione di investimenti e tecnologie innovative.

Altrettanto rilevante sarà inoltre la promozione di sinergie finalizzate alla creazione di partnership tra le diverse reti di PMI e i grandi player dell'energia che favoriscano il trasferimento tecnologico e la cross-contaminazione di competenze distintive a tutti i livelli, in una logica di apertura verso operatori esteri, con un coinvolgimento significativo del mondo accademico, della ricerca e dell'innovazione e facendo leva sulla capacità dei grandi operatori energetici nel porsi come capofila nello sviluppo di progetti concreti. In questo modo, il territorio di Taranto potrebbe acquisire il ruolo di protagonista della transizione energetica al 2050, affermandosi come Capitale europea dell'idrogeno e delle figure professionali collegate e generate dalle relative tecnologie.

Nello Studio Taranto TRI.0 veniva effettuato un primo tentativo di quantificazione dell'intensità occupazionale del nuovo modello energetico[7] che oggi potremmo prendere come base per il settore dell'idrogeno a Taranto. Tra gli scenari ipotizzati vi è quello in cui gli assiomi e i metodi di calcolo dell'intensità occupazionale utilizzati per i Master Plan di Rifkin vengono applicati a un ristretto campo di attività. Questo scenario prevede la trasformazione in senso ecologico della maggior parte delle attività economiche di Taranto, e riporta il risultato di 33.600 posti di lavoro supplementari a fronte di un investimento di 50,3 milioni di euro a 2030.

Se analizziamo la tabella nel dettaglio poi vediamo che nel breakdown per settore la voce idrogeno è citata direttamente due volte, tra i mezzi di movimentazione agricoli e come sistemi di stoccaggio per complessivi 6000 posti di lavoro al 2050. Ma è verosimile che tecnologie e sistemi a idrogeno rientrino anche in altri settori, come quelli riportati nel presente studio, quali le infrastrutture del rifornimento stradale, i trasporti a zero emissioni, ecc. per raggiungere obiettivi che comportano investimenti diversificati in modo distribuito e diffuso, sia nei grandi impianti fotovoltaici che potrebbero sorgere nelle aree bonificate che nei piccoli impianti su condominii, parcheggi, parchi commerciali, capannoni agricoli e industriali e aree impermeabilizzate.

Dallo studio citato si ricava anche il fabbisogno energetico complessivo pari a 17.152,3 GWh annui, ossia 32.010,5 kWh per abitante; tale dato comprende anche l'insediamento dell'ILVA.

In una ipotesi di proiezione occupazionale occorre ovviamente considerare tutti i settori di consumo energetico. In questo senso possiamo dire che il valore dei consumi energetici 17.152,3 GWh[8] se vengono moltiplicati per 51.000 € (che è il prezzo medio del gigawattora nel 2020 secondo i bollettini ufficiali del mercato dell'energia[9]) permettono di ricavare il PIL dell'energia a Taranto, pari a 874.752.000 €. Moltiplicando questa cifra per 8 che è il numero di posti di lavoro per milione di PIL generato dall'energia fossile tradizionale arriviamo a 6.992 posti di lavoro. Applicando invece il fattore di calcolo occupazionale minimo degli scenari di Terza Rivoluzione Industriale che è 10,3 posti per milione di PIL, arriveremmo a 14.246,2 posti di lavoro. Naturalmente questo calcolo può essere ritenuto di prima approssimazione solo per avere un ordine di grandezza.

Ora venendo al settore dell'idrogeno, sarebbe interessante capire quanti di quei 14.246 posti di lavoro siano in questo settore piuttosto che nel fotovoltaico, l'eolico, le biomasse etc. Nel caso di considerare 50 MW di elettrolizzatori da installare a Taranto entro il 2030 con 200 milioni di investimenti al 2030, ed assumendo che l'intensità occupazionale dell'idrogeno sia molto vicina a quella delle rinnovabili (con 15 posti di lavoro a milione di euro investito) a Taranto questo settore dovrebbe creare intorno a 4500-5000 entro il 2030. Tali posti di lavoro, direttamente riferiti all'Hydrogen Park di Taranto, tengono conto anche della maggiore disponibilità di risorse nei settori indotti.

Va considerato anche che si tratta di stime prudenziali, perché esse partono dal presupposto che, ad esempio, gli elettrolizzatori non verranno prodotti a Taranto e quindi verranno acquistati da aziende italiane o estere; in caso contrario bisognerebbe cumulare anche i posti di lavoro della manifattura di queste tecnologie.

---

[7] Studio Taranto TRI.0 pag. 210 http://www.trizero.taranto.it/images/taranto-trizero-studio-completo.pdf

[8] Questo dato rappresenta all'incirca un ventesimo dei consumi del Paese, anche se Taranto ha una popolazione di circa 200.000 abitanti. Questo divario si spiega per l'appunto con i consumi industriali, primo fra tutti quello dell'ILVA.

[9] Sintesi mensile dell'anno 2020, fonte GME

7.4 Conclusioni

Le tecnologie legate alle rinnovabili sono ormai divenute *cost competitive* secondo l'esame basato sul principio del LCOE.

La loro efficienza e la progressiva evoluzione verso energie sempre più efficienti e affidabili le rende ormai estremamente raccomandabili per un nuovo scenario energetico di decarbonizzazione dell'economia, mentre i loro costi decrescenti rispetto alle fossili generano una altissima produttività occupazionale che può variare di situazione in situazione. In linea di principio, può affermarsi che se si trasferisse gradualmente il parco energetico installato verso le tecnologie rinnovabili (l'intero ciclo energetico e non la sola produzione) avremmo un incremento occupazionale stabile e duraturo per i prossimi 35 anni. A regime le rinnovabili non produrrebbero più posti di lavoro, ma questo è un problema che si porrà oltre il 2045 o il 2050.

Sono raccomandabili studi più analitici con esperimenti prolungati e comparativi sul campo, settore per settore e tecnologia per tecnologia, per definire questi valori in maniera più precisa, ma a parità di produzione energetica è già possibile realisticamente ipotizzare un aumento occupazionale dalle 4 alle 10 volte del modello energetico relativo alla transizione rispetto ai livelli occupazionali dell'attuale modello fossile di seconda rivoluzione industriale.

E' una sfida che vale la pena di intraprendere per abbandonare definitivamente il vicolo cieco intrapreso dall'Italia, in contrasto con le raccomandazioni comunitarie e le tendenze globali, con la sua SEN, ed il suo PNIEC che andrebbero completamente rivisti anche alla luce del pacchetto Fit For Fifty Five, approvato recentemente a Bruxelles, che pone l'UE alla testa del movimento mondiale per la transizione ecologica, come sottolineato anche dalla prestigiosissima rivista economica Bloomberg in questo recentissimo articolo[10]**.**

In questa nuova strategia europea che mira alla decarbonizzazione totale entro il 2050 e che ha aumentato al 55% le emissioni da tagliare per la tappa intermedia del 2030, l'idrogeno gioca un ruolo fondamentale e comporta una intensità occupazionale tra le più elevate di quelle assegnate alla realizzazione del processo di decarbonizzazione.

La Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen, nel presentare la strategia europea per il Green Deal ha detto: *"The fossil fuel economy has reached its limits. We want to leave the next generation a healthy planet as well as good jobs and growth that does not hurt our nature. The European Green Deal is our growth strategy that is moving towards a decarbonised economy. Europe was the first continent to declare to be climate neutral in 2050, and now we are the very first ones to put a concrete roadmap on the table. Europe walks the talk on climate policies through innovation, investment and social compensation."*

Queste parole dimostrano quanta attenzione la Commissione riservi all'intensità occupazionale delle sue nuove strategie energetiche. La Città di Taranto, che ha pagato un prezzo altissimo alle scelte del modello energetico fossile e siderurgico, è posizionata strategicamente per guidare la transizione energetica verso i nuovi lavori dell'energia creando una vera e propria HYDROGEN SCHOOL nel costituendo polo dell'idrogeno, in cui formerà con appositi corsi teorici e pratici "hands on" le figure professionali del futuro a idrogeno secondo queste otto linee direttrici:

1) Specialisti in elettrolizzatori alcalini polimerici e a scambio anionico
2) Specialisti in celle a combustibile di piccola, media e grande taglia
3) Tecnici di sistemi di accumulo con particolare attenzione agli idruri metallici
4) Specialisti in progettazione e installazione di distributori stradali di idrogeno
5) Tecnici e specialisti per velivoli a idrogeno e droni
6) Specialisti di autoveicoli e veicoli industriali a idrogeno
7) Specialisti della navigazione a idrogeno

[10] https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-07-29/biden-infrastructure-news-jeremy-rifkin-disappointed-in-u-s-plan

8) Tecnici e specialisti di mezzi a idrogeno per il trasporto ferroviario

Da questi percorsi di formazione il Polo dell'idrogeno di Taranto può ambire ad assumere un ruolo di leadership in Italia. e quindi in Europa per la transizione ecologica.

Appendici

1 Overview delle Politiche della Unione Europea

Premessa

L'attenzione dell'Unione Europea all'idrogeno nasce nel 2003 come strategia europea di ricerca e sviluppo sotto forma di Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform, ed arriva alla Comunicazione 301 dell'11 luglio 2020 "*Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*".

Questa strategia non sarebbe mai nata se l'Europa non avesse innalzato gli obiettivi climatici stabilendo quello della neutralità climatica, ossia zero emissioni nette di gas climalteranti al 2050, e innalzando da meno 40% a meno 55% l'obiettivo intermedio al 2030 di riduzione delle emissioni climalteranti.

Per raggiungere questo obiettivo la Commissione europea giudica necessario massimizzare la produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso sistemi di accumulo basati sulle tecnologie dell'idrogeno e prevede che "*entro il 2050 gli investimenti cumulativi a favore dell'idrogeno rinnovabile in Europa potrebbero essere quantificabili tra 180 e 470 miliardi di EUR*, *mentre quelli per l'idrogeno di origine fossile a basse emissioni di carbonio potrebbero ammontare a 3-18 miliardi di EUR"* 11.

La comunicazione europea sull'idrogeno afferma anche che "*l'idrogeno può sostituire i combustibili fossili in alcuni processi industriali ad alta intensità di carbonio, ad esempio nella siderurgia o nella chimica, riducendo le emissioni di gas a effetto serra e rafforzando ulteriormente la competitività globale di tali settori. Può offrire alternative per i comparti del sistema dei trasporti nei quali non è facile ridurre le emissioni, affiancando l'elettrificazione e altri carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. La progressiva diffusione delle soluzioni basate sull'idrogeno può anche indurre a riconvertire o riutilizzare parti dell'infrastruttura del gas naturale esistente ed evitare così che i gasdotti si trasformino in attivi non recuperabili*".

L'idrogeno farà parte, a parere dell'Europa, del sistema energetico integrato del futuro, insieme all'elettrificazione basata sulle rinnovabili e a un uso più efficiente e circolare delle risorse. L'applicazione su larga scala e a ritmi sostenuti dell'idrogeno pulito è decisiva affinché l'UE possa raggiungere obiettivi climatici più ambiziosi con efficienza di costo, riducendo le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 50-55 % entro il 2030.

Gli investimenti nell'idrogeno promuoveranno la crescita sostenibile e l'occupazione, entrambe essenziali ai fini della ripresa dalla crisi della COVID-19. Il piano di ripresa della Commissione[12], che sottolinea l'esigenza di sbloccare gli investimenti a favore delle tecnologie pulite e delle catene del valore fondamentali, indica l'idrogeno pulito come uno degli elementi su cui puntare nella transizione energetica ed elenca una serie di possibilità per sostenerlo.

Per di più, "*l'Europa è molto competitiva nelle tecnologie basate sull'idrogeno pulito e si trova in una posizione ideale per trarre beneficio dall'affermarsi di quest'ultimo come vettore di energia sulla scena mondiale. L'emergere di una catena del valore dell'idrogeno al servizio di numerosi settori industriali e altri usi finali, unito alla leadership dell'UE nelle tecnologie rinnovabili, potrebbe*

11 L'agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA) stima che per raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi l'8 % circa dell'energia consumata a livello mondiale dovrà provenire dall'idrogeno (IRENA, *Global Renewables Outlook*, 2020).

12 Il momento dell'Europa: riparare i danni e preparare il futuro per la prossima generazione (COM(2020) 456).

dare lavoro (direttamente o indirettamente) a un milione di persone13. Secondo le stime l'idrogeno pulito potrebbe soddisfare il 24 % della domanda di energia mondiale entro il 2050, con un fatturato annuo dell'ordine di 630 miliardi di EUR" 14.

L'emergere di una catena del valore dell'idrogeno al servizio di numerosi settori industriali e altri usi finali, unito alla leadership dell'UE nelle tecnologie rinnovabili, potrebbe dare lavoro (direttamente o indirettamente) a un milione di persone15. Secondo le stime l'idrogeno pulito potrebbe soddisfare il 24 % della domanda di energia mondiale entro il 2050, con un fatturato annuo dell'ordine di 630 miliardi di EUR16. Inoltre ,si prevedono i poli per l'idrogeno e le Hydrogen Valley come nuclei territoriali iniziali per aree omogenee in cui le tecnologie dell'idrogeno possono cominciare ad essere sperimentate, utilizzate e affermarsi in modo concreto, ed è in questi poli e queste valli dell'idrogeno che si cominceranno a sviluppare òle nuove figure professionali ad esso collegate.

Prima di elaborare i possibili scenari occupazionali per l'idrogeno, è bene però ricordare brevemente come si è evoluta la legislazione energetica a livello comunitario.

La nuova governance europea dell'energia: dal pacchetto clima energia 20 20 20 alla energy union e al pacchetto Fit for 55

La strategia europea per l'energia comincia proprio, come abbiamo appena visto, con l'idrogeno, nel 2003, quando sulla base della nuova visione proiettata dal libro di Rifkin "Economia all'Idrogeno", la Commissione Prodi, con l'attiva partecipazione del Presidente, della Vice Presidente e Commissaria per l'Energia Loyola de Palacio, e del Commissario alla Ricerca Philippe Busquin, lancia una "Piattaforma tecnologica per l'idrogeno e le fuel cell" nel 2003**17**. Questo passaggio è necessario perchè all'epoca non esisteva una strategia comunitaria per l'energia ma esistava una competenza condivisa in materia di politiche di ricerca comune.

Alla competenza sull'energia si arriverà con il vertice Europeo di Hampton Court, a conclusione del semestre di Presidenza Britannica guidato da Tony Blair nel dicembre 2006. Nella successiva presidenza tedesca, viene dunque proposto e approvato un "Pacchetto clima energia", meglio conosciuto come il 20 20 20, una strategia europea di riduzione delle emissioni conforme al dettato del Protocollo di Kyoto che ha gli obiettivi di 20% in meno di emissioni, 20% in più di efficienza energetica e 20% in più di consumi di energia primaria da fonti rinnovabili entro il 2020. Questi obiettivi non rappresentano i target nazionali ma solo una media europea da raggiungere attraverso una politica di redistribuzuione del carico (burden sharing), introdotta dalla Presidenza Merkel nel primo semestre del 2007 (da cui scaturisce il conto energia di Pecoraro Scanio come attività di promozione dell'energia rinnovabile per arrivare all'obiettivo del 20% dei consumi da fonti rinnovabili entro il 2020).

L'evoluzione legislativa del pacchetto Clima Energia del 2007,è il pacchetto della ENERGY UNION, che mira ad armonizzare le varie decisioni prese negli anni in materia d'energia con le decisioni Protocollo di Parigi, che sostituisce quello di Kyoto stabilendo nuovi target ambiziosi, sebbene non vincolanti, che costituiscono un nuovo punto di riferimento legislativo a livello internazionale.

Il pacchetto in questione prevede le seguenti cinque dimensioni dell'Unione dell'Energia:

- Sicurezza energetica;
- Mercato dell'energia;
- Efficienza energetica;

13 Impresa comune "Celle a combustibile e idrogeno", *Hydrogen Roadmap Europe*, 2019. Sulla base di uno scenario ambizioso di 20 Mt (665 TWh) di idrogeno consumato.

14 BNEF, *Hydrogen Economy Outlook*, 2020. Fatturato previsto di 696 miliardi di USD (dollari 2019).

15 Impresa comune "Celle a combustibile e idrogeno", *Hydrogen Roadmap Europe*, 2019. Sulla base di uno scenario ambizioso di 20 Mt (665 TWh) di idrogeno consumato.

16 BNEF, *Hydrogen Economy Outlook*, 2020. Fatturato previsto di 696 miliardi di USD (dollari 2019).

17 https://cordis.europa.eu/article/id/21474-hydrogen-is-the-way-forward-says-prodi/it

- Decarbonizzazione;
- Ricerca, innovazione e competitivtà.

Il pacchetto della Energy Union presentato a dicembre 2013 e approvato a gennaio 2014 (perciò denominato "WINTER PACKAGE")**18**, prevedeva sostanziosi progressi sulla strada del cambio di paradigma verso la decarbonizzazione del sistema produttivo europeo. Gli interventi riguardano efficienza energetica, rinnovabili, assetto del mercato dell'energia elettrica, sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla governance per l'Unione dell'energia. Una sintesi sommaria delle misure delle proposte legislative e revisioni delle varie direttive sull'energia, battezzato "**Clean Energy for All Europeans"** prevedeva:

1) TARGET VINCOLANTI: alzato dal 27 al 30% quello per l'efficienza energetica,
2) MODIFICA DELLE REGOLE DI PRIORITÀ PER IL DISPACCIAMENTO dell'energia per i nuovi grandi impianti a rinnovabili.
3) NUOVE REGOLE MAGGIORMENTE RIGOROSE SULLA sostenibilità dei biocarburanti,
4) REGOLE STRINGENTI sul capacity market con riferimento alle regole della concorrenza
5) PROSUMER: Introduzione e conferimento di centralità ai produttori/consumatori.

La Commissione proponeva anche un cambiamento di rotta per l'ecodesign e una strategia per la mobilità connessa e automatizzata, che fa riferimento anche per quello che riguarda i carburanti alternativi (Directive on Alternative fuels Infrastructure o D.A.F.I.) che prevedeva la graduale preparazione di una infrastruttura di rifornimento per:

1) automezzi elettrici
2) automezzi a bio combustibili sostenibilità
3) automezzi a idrogeno

Rinnovabili, priorità, incentivi, prosumer

In generale la proposta di riforma della direttiva sulle rinnovabili spinge gli Stati ad adottare un approccio market-based per sostenere le rinnovabili, che dovranno confrontarsi con le altre fonti alla pari, fatta salva la creazione di un "campo di gioco livellato".

Tra i principi che i meccanismi incentivanti dovranno avere: l'apertura transfrontaliera, la non retroattività delle misure e la visibilità sul lungo termine dei meccanismi di supporto.

Anche la semplificazione degli iter autorizzativi serviva alle fonti pulite per essere più competitive: per questo la proposta della Commissione prevedeva uno "one stop shop" e tempi certi per le autorizzazioni.

Grande l'attenzione per i **prosumer**, indicati esplicitamente come una risorsa per il sistema energetica: "i consumatori dovranno poter autoconsumare energia senza restrizioni indebite e dovranno essere remunerati per l'energia che cedono alla rete", scrive l'esecutivo europeo.

I consumatori inoltre potranno organizzarsi in gruppi per la generazione, il consumo, lo stoccaggio e la vendita di energia da rinnovabili.

Efficienza energetica

Per quanto riguarda la proposta di direttiva sull'efficienza, la Commissione, come anticipato, ha alzato al 30% l'obiettivo 2030, indicato dal Consiglio al 27%.

---

18 Comunicazione della Commissione del 22 gennaio 2014 dal titolo "Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030" (COM/2014/015 final).

Il target sarà vincolante e tutti gli Stati membri dovranno contribuire al suo raggiungimento nell'ambito dei Piano nazionali per l'energia e il clima previsti dal regolamento sulla governance dell'Unione energetica.

L'aggiornamento della direttiva efficienza prevede che i fornitori e i distributori di energia siano obbligati a ridurre i consumi dell'1,5% l'anno dal 2021 al 2030.

L'efficienza sarà anche determinante per contrastare la povertà energetica. Una parte delle misure previste dovrà infatti essere indirizzata prioritariamente ai consumatori vulnerabili.

Secondo la Commissione, il target del 30% per l'efficienza permetterà una ulteriore riduzione delle importazioni di combustibili fossili del 12% al 2030 (con un risparmio di 70 miliardi di euro) rispetto all'obiettivo del 27%. Analogamente, saranno creati 400.000 posti di lavoro in più.

La proposta dell'esecutivo comunitario contiene un quadro generale per il miglioramento dell'efficienza e norme settoriali per l'edilizia, le prestazioni energetiche dei prodotti ("ecodesign"), l'informazione ai consumatori ("energy labelling") e gli aspetti finanziari.

Prevista anche una "Smart finance for smart buildings", che punta a stimolare investimenti pubblici e privati per ulteriori 10 miliardi di euro al 2020 incoraggiando una più efficace combinazione di tutte le forme di finanziamento (fondi Efsi, strutturali, nazionali etc.).

Clean Transport

Sul fronte del market design elettrico, la Commissione ha presentato una proposta di regolamento e una di direttiva. Nella prima si affronta il delicato nodo del capacity market.

Dovrà essere aperto agli impianti dei Paesi confinanti e basarsi su una "solida valutazione di lungo-termine dell'adeguatezza della generazione" condotta da Entso-E: qualora non dovessero emergere criticità, non potranno essere introdotti sistemi di remunerazione della capacità (o utilizzati quelli eventualmente esistenti).

Inoltre, trascorsi 5 anni dall'entrata in vigore del regolamento, ai capacity market non potranno accedere gli impianti con emissioni di CO2 superiori a 550 grammi per kWh.

Il pacchetto include altre proposte: una "Strategia europea per i sistemi di trasporto cooperativi intelligenti" (C-Its), che ha l'obiettivo di digitalizzare il settore e renderlo più efficiente e sicuro; un per la governance dell'Unione Energetica e una per stimolare l'innovazione.

Semplificazione e governance

In linea con il dichiarato impegno della Commissione per una semplificazione amministrativa e regolamentare, la proposta comportava una notevole riduzione dell'onere amministrativo per gli Stati membri, la Commissione e le altre istituzioni dell'UE.

Tuttavia, tali obblighi erano contenuti in un'ampia gamma di atti normativi distinti adottati in momenti diversi, il che dava luogo a ridondanze, incoerenze e sovrapposizioni, come pure alla mancata integrazione tra le politiche energetiche e quelle per il clima.

Il green deal europeo e il pacchetto "fit for fifty five"

Per questa ragione il giorno 11 dicembre 2019 la Commissione ha presentato una nuova strategia che riunisce tutte le politiche di sostenibilità sotto il cappello del cosiddetto Green Deal Europeo, con la Comunicazione 2019/640 e da all'Unione nuovi obiettivi climatici molto più ambiziosi doi quelli precedenti consistenti innanzitutto nel raggiungimento della neutralità climatica al 2050 e nella fissazione come obiettivo intermedio al 2030, del 55% di riduzione delle emissioni, rispetto ai livelli del 1990, superando l'obiettivo precedente che era limitato al 40%. Il Green Deal Europeo prevede otto settori prioritari di intervento:

- Politiche climatiche più avanzate
- Energia pulita affidabile ed economica
- Economia Circolare
- Bonifiche dei siti europei inquinati
- Protezione della biodiversità
- Trasporti a emissioni ridotte o zero
- Edilizia sostenibile
- Sovranità alimentare di filiera corta ("from farm to fork")

Per realizzare questi obiettivi, fornoire loro strumenti di finanziamento all'altezza delle ambizioni proclamate, il successivo periodo di pausa dovuto alla crisi pandemica ha premesso di adottare nuovi strumenti finanziari per fare del Green deal la principale strategia di ripresa economica post pandemia con il piano Next Generation EU, ed è stato approvato un pacchetto (denominato Fit For Fifty Five, o il pacchetto delle quattro F) che comprende 14 misure per realizzare gli obiettivi del Green Deal primo fra tutti quello della riduzione del 55% delle emissioni al 2030 (per questo motivo il pacchetto sui chiama appunto, Fit For Fifty Five).

Le proposte di direttive, regolamenti e loro modifiche, nonchè altre iniziative, sono tutte interconnesse e complementari fra loro, e riguardano tutti i settori dell'economia che sono chiamati a contribuire al nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra dell'Ue del 55% entro il 2030. Il pacchetto rappresenta la "roadmap" che dovrà essere seguita per arrivare ai traguardi già decisi e fissati nella legge europea sul clima, ovvero la riduzione del 55% al 2030 e l'obiettivo "zero emissioni nette" (neutralità climatica) entro il 2050.

Le proposte della Commissione riguardano le politiche dell'Ue in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità energetica, e, secondo quanto afferma l'Esecutivo comunitario in una nota, prevedono di "*trasformare radicalmente la nostra economia e la nostra società per costruire un futuro equo, verde e prospero*" (von der Leyen). Le proposte prevedono un rafforzamento del sistema europeo di scambio dei permessi di emissione ("Emission trade system" – ETS) e la sua applicazione a nuovi settori (aviazione civile, settore marittimo, trasporti stradali ed edilizia); un aumento della produzione e dell'uso di energie rinnovabili; obiettivi vincolanti per l'aumento dell'efficienza energetica; una più rapida diffusione dei modi di trasporto a basse emissioni e delle infrastrutture (punti di ricarica elettrica e di rifornimento per i carburanti alternativi) e dei nuovi combustibili necessari; l'allineamento delle politiche fiscali (in particolare la tassazione dell'energia fossile) con gli obiettivi del Green Deal europeo; misure ("dazi climatici" all'importazione) per prevenire il "carbon leakage" e rilocalizzazione fuori dall'Ue delle industrie ad alta intensità di emissioni; strumenti per preservare e potenziare la capacità dei "pozzi naturali di assorbimento del carbonio", ovvero le aree agricole e forestali. Poi è preveista la revisione del regolamento sulle politiche di "Effort Sharing", (la ri-denominazione del "burden sharing") con nuovi target nazionali di riduzione delle emissioni, la condivisione dello sforzo di abbattimento delle emissioni nei settori finora non coperti dall'ETS, che stabilisce degli obiettivi nazionali di riduzione per ciascuno Stato membro. I settori interessati sono (e resteranno anche dopo la riforma dell'ETS) gli edifici, il trasporto stradale e il trasporto marittimo interno, l'agricoltura, i rifiuti e le piccole industrie. Rispetto alla riduzione media nell'UE che era stata inizialmente prevista al 29%; l'obiettivo dell'"Effort Sharing" per il 2030 è stato rafforzato di 11 punti percentuali, portandolo al 40% per contribuire al taglio complessivo dei gas serra ora fissato al 55%.

Per l'Italia, l'obiettivo nazionale passa dal 33% al 43,7%. Rafforzamento ed estensione a nuovi settori del sistema Ets Il sistema Ets fissa un prezzo per i permessi di emissioni di CO2 e riduce ogni anno il limite massimo applicabile ai gas serra emessi da determinati settori economici. Negli ultimi 16 anni questo sistema ha consentito di ridurre del 42,8% le emissioni provenienti dalla produzione di energia elettrica e dalle industrie ad alta intensità energetica. Nel pacchetto Fit For Fifty Five, la Commissione propone di abbassare ulteriormente il tetto massimo generale delle

emissioni e di aumentarne il tasso annuo di riduzione. L'Esecutivo Ue inoltre propone inoltre di eliminare gradualmente l'allocazione di quote di emissioni a titolo gratuito per l'aviazione civile, allineando il settore al Sistema globale di compensazione e riduzione delle emissioni per il trasporto aereo internazionale ("Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation" – Corsia), negoziato nell'ambito dell'Icao (l'Organizzazione internazionale dell'Aviazione civile). La proposta prevede, inoltre, di includere per la prima volta nell'Ets anche le emissioni generate dal trasporto marittimo, e di istituire un nuovo sistema separato di scambio delle quote di emissione per il trasporto stradale (applicato alla distribuzione di carburante) e per gli edifici (applicato al combustibile per i sistemi di riscaldamento); due settori che, al contrario dell'industria e dell'energia, non hanno ridotto le emissioni negli ultimi anni.

Il pacchetto propone poi di aumentare l'entità dei fondi per l'innovazione e la modernizzazione, finanziati con le entrate generate dal sistema Ets, e prevede che gli Stati membri spendano la totalità delle loro entrate derivanti dallo scambio di quote di emissione per progetti connessi al clima e all'energia. Inoltre, una parte specifica delle entrate provenienti dal nuovo Ets per il trasporto stradale e per gli edifici dovrebbe essere destinata a compensare, almeno in parte, con un "Fondo sociale per il clima", l'eventuale impatto sociale del nuovo sistema (rincaro dei prezzi dei carburanti e dei combustibili per il riscaldamento), per le famiglie, gli utenti dei trasporti e le microimprese vulnerabili. La nuova direttiva sulle rinnovabili fisserà l'obiettivo di aumentare al 40% la produzione della nostra energia da queste fonti entro il 2030.

Sono previsti obiettivi specifici nazionali per ogni Stato membro per contribuire all'aumento complessivo europeo; obiettivi specifici settoriali sono poi fissati anche per l'uso delle energie rinnovabili nei trasporti, nel comparto del riscaldamento e della climatizzazione, nell'edilizia e nell'industria.

La nuova direttiva sull'efficienza energetica fisserà, a livello Ue un obiettivo annuale vincolante per la riduzione del consumo di energia, in modo da arrivare al 9% nel 2030. Alla luce di questo obiettivo gli specifici contributi nazionali all'incremento del risparmio energetico saranno dell'1,5% all'anno, ciò che quasi raddoppierà l'obbligo previsto finora. Il settore pubblico sarà tenuto a ristrutturare ogni anno il 3% dei suoi edifici (in termini di superficie) per renderli più energeticamente più efficienti, al ritmo di un incremento del risparmio energetico annuale dell'1,7%.

Nuovi limiti a emissioni dai veicoli, fine del motore a scoppio saranno imposte delle norme più rigorose in materia di emissioni di CO2 per le autovetture e i furgoni. Le emissioni delle auto nuove dovranno diminuire del 55% a partire dal 2030 e del 100% a partire dal 2035 rispetto ai livelli del 2021. Di conseguenza, tutte le autovetture nuove immatricolate a partire dal 2035 saranno a zero emissioni (in sostanza, viene programmata la fine dei motori a combustione interna entro meno di 15 anni).

Un regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi imporrà agli Stati membri di aumentare la capacità di ricarica in linea con le vendite di autovetture a emissioni zero (elettriche a batteria o a idrogeno) e di installare punti di ricarica e di rifornimento a intervalli regolari sulle principali autostrade.

Per consentire ai guidatori di avere accesso a una rete certa, affidabile e diffusa in tutta Europa di infrastrutture adatte alla nuova mobilità sostenibile, dovranno esserci stazioni di servizio almeno ogni 60 km per la ricarica elettrica e almeno ogni 150 km delle per il rifornimento di idrogeno. I carburanti per l'aviazione e per il trasporto marittimo. In aggiunta all'inserimento nel sistema Ets, i settori dell'aviazione e del trasporto marittimo saranno sottoposti a obblighi relativi all'uso di carburanti con meno emissioni di gas serra.

Il regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi prevede che anche gli aeromobili e le navi abbiano accesso a energia elettrica pulita nei principali porti e aeroporti. Inoltre, l'iniziativa "ReFuelEU Aviation" obbligherà i fornitori di combustibili ad aumentare la percentuale di carburanti sintetici con più basse emissioni di carbonio (come i cosiddetti "elettrocarburanti"), nei rifornimenti per gli aerei effettuati negli aeroporti dell'Ue.

Analogamente, l'iniziativa "FuelEU Maritime" incentiverà l'utilizzo di combustibili marittimi più sostenibili e di tecnologie a zero emissioni, fissando un limite massimo ai gas serra che potranno essere emessi dalle navi che fanno scalo nei porti europei. Tassare non il volume, ma il contenuto di energia. La revisione della direttiva sulla fiscalità dell'energia propone di allineare la tassazione dei prodotti energetici alle politiche dell'Ue, promuovendo tecnologie pulite ed eliminando le esenzioni obsolete e le aliquote ridotte che attualmente incoraggiano e sovvenzionano l'uso di combustibili fossili.

La Commissione propone un cambiamento della base imponibile, che non sarà più il volume (per i combustibili espresso in litri, per esempio 330 euro per 1.000 litri di gas) ma il contenuto energetico (espresso in joule, per esempio 10,75 euro per un gigaJoule), e calibrerà le nuove aliquote minime in modo da favorire le fonti più sostenibili. Il meccanismo Cbam, un "dazio climatico" sulle importazioni. Un tempo veniva indicata come "carbon tax" alle importazioni, oggi è stata ribattezzata CBAM, da "Carbon Border Adjustment Mechanism" (meccanismo di compensazione alle frontiere delle emissioni di carbonio).

Si tratta di una sorta di "dazio climatico" che verrà imposto su determinati prodotti importati nell'Ue (cemento, fertilizzanti, acciaio, alluminio) per garantire che l'ambizioso quadro normativo ambientale comunitario non svantaggi la competitività dell'industria europea e non favorisca i concorrenti di paesi terzi (soprattutto Cina e Russia, ma anche Turchia) che non sono sottoposti agli stessi obblighi.

Solo così si potrà assicurare che le riduzioni delle emissioni europee contribuiscano a davvero a un calo delle emissioni a livello mondiale, e non siano compensate dal "carbon leakage", ovvero un aumento dei gas serra nei paesi terzi, accompagnato da una delocalizzazione della produzione ad alta intensità di carbonio fuori dall'Europa. Il meccanismo CBAM inoltre incoraggerà l'industria extra europea e i partner internazionali dell'Ue ad adottare misure equivalenti o simili a quelle dell'Unione.

É previsto che sia introdotto dopo una prima fase di transizione, con l'entrata in funzione nel 2026 e 10 anni di attuazione graduale prima di entrare a pieno regime. Parallelamente alla graduale introduzione del Cbam, verranno eliminate gradualmente le esenzioni per i settori industriali che oggi usufruiscono di quote di emissioni gratuite nel sistema Ets, proprio per evitare il "carbon leakage".

Il regolamento sull'uso del suolo, sulla silvicoltura e sull'agricoltura, (Regolamento LULUCF), che regolamenta l'uso dei suoli, agricoltura e foreste, e risorse naturali e favorisce i "carbon sink" (o "pozzi di carbonio naturali" creati da boschi e foreste grazie alla loro capacità di catturare il carbonio nei tronchi) infine, fissa un obiettivo generale dell'Ue per l'assorbimento del carbonio da questi "pozzi" naturali, pari a 310 milioni di tonnellate di emissioni di CO2 entro il 2030.

Gli obiettivi nazionali imporranno agli Stati membri di preservare ed estendere i propri pozzi di assorbimento del carbonio. Entro il 2035 l'Ue dovrebbe mirare a raggiungere la neutralità climatica nei settori dell'uso del suolo, della silvicoltura e dell'agricoltura, comprese le emissioni agricole diverse dallo CO2, come quelle derivanti dall'uso di fertilizzanti e dall'allevamento.

Una nuova strategia forestale dell'Ue, inoltre, predispone un piano per piantare tre miliardi di alberi in tutta Europa entro il 2030. La strategia mira a migliorare la qualità, la quantità e la resilienza delle foreste europee, sostiene i silvicoltori e la bioeconomia forestale, e mira a garantire la sostenibilità della raccolta e dell'uso del legname (la biomassa), preservando la biodiversità.

Basato sull'obiettivo climatico di riduzione interna delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% per tutti i comparti economici entro il 2030 rispetto al 1990, l'obiettivo vincolante a livello UE di almeno il 27% di quota di energia rinnovabile consumata nell'UE entro il 2030, un obiettivo indicativo a livello UE di almeno il 27% di miglioramento dell'efficienza energetica entro il 2030 e un obiettivo del 15% di interconnessioni. Nelle conclusioni è stato inoltre affermato che gli obiettivi di efficienza energetica saranno rivisti entro il 2020, in vista di un obietto del 30% a livello di UE.

2. Tabella a 2 ingressi (T-ora): profilo di carico residenziale per il riscaldamento per i giorni feriali

TABELLA A DUE INGRESSI (T-ora) LOAD PROFILE RESIDENTIAL HEATING GENERIC - ITALIA - PUGLIA - PER GIORNO FERIALE (0)																									
		ORA DEL GIORNO [h]																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
TEMP. ARIA ESTERNA [°C]	-15	547.9	555.2	555.2	556	562.5	562.1	563.3	566.6	570.6	565.3	559.3	545.1	526	509	502.1	498.5	498.9	503.7	507	517.5	534.1	547.5	557.2	556.8
	-14	523.5	531.5	530.3	531.5	537.5	537.1	538.7	541.9	545.5	540.7	535.1	521.5	502.7	486.7	479.9	477.5	476.7	481.5	485.5	495.1	510.3	523.9	532.3	532.7
	-13	500.4	507.9	506.3	508.3	513.8	513.8	514.6	517.7	521.3	516.6	511	498	480.6	465.2	458.5	455.7	455.7	459.7	464	473.1	487.7	500.4	509.1	508.7
	-12	477.3	484.4	484.4	484.7	490.2	490.2	491.4	494.1	497.6	492.9	487.9	475.4	458.6	444.2	437.9	435.2	434.8	439.5	442.6	451.6	466	477.3	485.5	485.5
	-11	455.7	461.8	461.4	462.2	467.6	467.2	468.4	471.5	474.5	469.9	464.9	453.4	437.2	423.7	417.5	415.2	414.5	418.7	421.8	430.2	444.1	456.1	463.4	463.4
	-10	433.7	440.2	439.1	441	445.2	445.2	446.7	449.3	452	447.4	442.9	431.8	416.6	403.3	397.6	394.9	395.3	399.1	401.8	409.8	422.7	433.7	441.4	441.4
	-9	413.1	418.7	418.3	419.1	423.6	423.6	424.7	427.3	430	425.8	421.3	410.8	396.5	383.4	378.5	376.2	375.5	379.6	382.6	389.7	402.5	412.7	419.8	419.4
	-8	392.2	397.4	397.4	398.1	403	402.2	403.3	405.9	408.5	404.8	400.7	390.7	376.2	364.3	359.1	357.3	357.3	360.6	363.6	370.3	382.5	392.2	398.9	398.5
	-7	372.2	377.3	376.6	377.3	382.1	382.1	382.8	385.4	387.6	384.3	380.2	370.3	356.8	345.4	341	339.1	338.8	342.1	344.6	351.6	362.6	372.2	378.4	378.4
	-6	352.3	357.7	357	358.1	361.7	361.7	362.4	364.9	367.1	363.9	359.9	350.4	338.1	327.6	323.2	321.4	321	324	326.5	333	343.2	352.6	358.4	358.4
	-5	333.2	337.9	337.9	338.2	342.2	341.8	342.6	345.4	347.2	344	340	331.8	320	309.9	305.2	303.5	303.5	306.3	308.5	314.9	325	333.6	339	339
	-4	314.6	319.2	318.5	319.2	322.7	322.7	323.8	325.9	327.7	324.5	321.3	312.8	301.8	292.6	288	286.5	286.2	289.4	291.9	297.2	306.7	314.6	320.2	319.5
	-3	296	300.6	299.9	300.6	304.1	304.1	304.8	306.9	308.6	305.5	302.7	294.9	284.4	275.3	271.8	270	270	272.5	274.6	279.5	288.6	296	301.3	301.3
	-2	278.5	282.3	282	282.7	285.5	285.8	286.5	288.2	290	287.2	284.1	277.1	267.4	258.7	254.9	253.5	253.2	255.6	257.7	262.9	271.6	278.5	282.7	283.4
	-1	261.4	265.6	264.9	265.9	269	269	269.7	271.4	273.4	270.4	267.3	259.7	249.4	240.5	237.1	235.4	235.4	237.8	239.8	245.3	254.2	261.1	265.9	266.6
	0	244.4	249.1	248.4	249.5	252.9	252.5	253.5	254.9	257.6	254.2	251.2	243.4	232.2	223	219.3	217.2	216.9	219.9	222.3	227.7	236.9	244.4	249.5	250.1
	1	227.8	232.5	231.8	233.1	236.5	236.5	237.2	239.2	241.2	238.2	234.8	226.1	214.7	205.6	201.3	199.3	199.3	202.3	205	210.3	220.1	228.1	233.1	233.5
	2	213.1	216.8	216.8	217.4	220.8	221.1	221.8	223.1	223.7	220.1	214.8	205.8	195.9	186.3	183	181.6	182.6	186.6	190.6	196.6	205.8	213.1	218.1	217.8
	3	196.4	200	200	200.7	203.9	203.9	204.6	205.6	206.6	203.3	198	190.5	180.7	172.1	168.8	167.9	168.8	172.5	175.4	181.3	189.8	196.4	201	201
	4	182.5	185.4	185.4	185.7	189	189.3	189.6	190.6	189.9	185.1	179.9	171.5	162.1	154.6	151.4	151.7	153	157.5	162.1	167.9	176	182.1	186	185.7
	5	168.4	170.6	170.9	171.6	174.2	174.5	175.4	175.4	174.2	168.4	161.3	153	144.3	136.6	134.7	135.3	137.6	142.4	148.5	155.6	162.9	168.4	171.3	171.6
	6	154.8	157	156.7	157.7	159.6	161.2	161.2	160.9	158	151.7	144	134.5	126.6	119.6	118	119.3	123.1	128.5	135.5	142.8	149.8	154.2	157.4	157
	7	141.2	143.1	143.1	143.7	145.9	147.2	146.9	146.6	142.5	135.9	126.5	116.7	109.5	103.3	102	104.2	108.6	114.5	123	130.2	137.1	141.2	143.1	142.8
	8	128.6	129.2	129.6	130.2	132.4	133.9	133.9	132.4	127.4	120.2	109.4	99.4	92.6	87	86.1	88.9	94.1	101	110.6	118.1	124.9	128	129.9	129.2
	9	113.6	114.5	114.5	115.5	117.6	119.1	118.8	117.3	112.4	105.9	96.1	87.4	81	76	74.8	77.6	81.9	88.1	96.4	103.4	109.6	112.4	114.5	113.9
	10	98.6	100.1	100.1	101	103.2	104.7	104.1	102.9	97.7	91.6	82.7	75.1	69.9	65.6	64.1	66.2	70.2	75.7	83	89.1	94.3	97.4	98.9	98.9
	11	84.2	85.1	86.1	87	89.1	90.6	90	88.8	83.6	78.2	70.3	63.3	58.5	55.1	53.9	55.5	58.8	63.3	69.7	75.1	80.3	82.4	84.2	84.2
	12	70.5	71.1	72.3	73.5	75.3	76.8	75.9	75	69.9	64.7	57.8	52.1	47.9	44.6	43.4	44.9	47.3	51.2	57.2	61.4	65.4	68.1	69.9	69.9
	13	56.7	57.6	58.5	60	61.8	62.7	62.4	61.2	56.1	51.9	45.6	40.2	37.2	34.8	33.6	34.5	36	39.6	44.4	48	51.9	53.7	55.5	56.1
	14	43.2	43.8	44.7	46.8	48.6	49.2	48.9	47.1	42.9	39	33.6	29.7	27	24.9	24	24	25.5	28.2	32.1	34.8	37.8	40.2	41.4	42
	15	27.6	27.9	28.8	29.4	30.6	31.2	31.2	30.9	28.2	26.4	23.1	21	19.2	18.3	18	18	18.3	19.8	22.2	23.7	25.5	26.4	27	27.6
	16	13.2	13.2	13.2	13.2	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5	12.3	11.1	10.8	10.8	10.5	9.6	10.5	10.8	11.7	12	13.2	13.2	13.2	13.2
	17	13.2	13.2	13.2	13.2	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5	12.3	11.1	10.8	10.8	10.5	9.6	10.5	10.8	11.7	12	13.2	13.2	13.2	13.2

3. Tabella a 2 ingressi (T-ora): profilo di carico residenziale per il riscaldamento per i giorni pre-festivi

TABELLA A DUE INGRESSI (T-ora) LOAD PROFILE RESIDENTIAL HEATING GENERIC - ITALIA - PUGLIA - PER GIORNO PRE-FESTIVO (1)																									
		ORA DEL GIORNO [h]																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
TEMP. ARIA ESTERNA [°C]	-15	555.2	555.2	556	562.5	562.1	563.3	566.6	570.6	565.3	559.3	545.1	526	509	502.1	498.5	498.9	503.7	507	517.5	534.1	547.5	557.2	556.8	547.9
	-14	531.5	530.3	531.5	537.5	537.1	538.7	541.9	545.5	540.7	535.1	521.5	502.7	486.7	479.9	477.5	476.7	481.5	485.5	495.1	510.3	523.9	532.3	532.7	523.5
	-13	507.9	506.3	508.3	513.8	513.8	514.6	517.7	521.3	516.6	511	498	480.6	465.2	458.5	455.7	455.7	459.7	464	473.1	487.7	500.4	509.1	508.7	500.4
	-12	484.4	484.4	484.7	490.2	490.2	491.4	494.1	497.6	492.9	487.9	475.4	458.6	444.2	437.9	435.2	434.8	439.5	442.6	451.6	466	477.3	485.5	485.5	477.3
	-11	461.8	461.4	462.2	467.6	467.2	468.4	471.5	474.5	469.9	464.9	453.4	437.2	423.7	417.5	415.2	414.5	418.7	421.8	430.2	444.1	456.1	463.4	463.4	455.7
	-10	440.2	439.1	441	445.2	445.2	446.7	449.3	452	447.4	442.9	431.8	416.6	403.3	397.6	394.9	395.3	399.1	401.8	409.8	422.7	433.7	441.4	441.4	433.7
	-9	418.7	418.3	419.1	423.6	423.6	424.7	427.3	430	425.8	421.3	410.8	396.5	383.4	378.5	376.2	375.5	379.6	382.6	389.7	402.5	412.7	419.8	419.4	413.1
	-8	397.4	397.4	398.1	403	402.2	403.3	405.9	408.5	404.8	400.7	390.7	376.2	364.3	359.1	357.3	357.3	360.6	363.6	370.3	382.5	392.2	398.9	398.5	392.2
	-7	377.3	376.6	377.3	382.1	382.1	382.8	385.4	387.6	384.3	380.2	370.3	356.8	345.4	341	339.1	338.8	342.1	344.6	351.6	362.6	372.2	378.4	378.4	372.2
	-6	357.7	357	358.1	361.7	361.7	362.4	364.9	367.1	363.9	359.9	350.4	338.1	327.6	323.2	321.4	321	324	326.5	333	343.2	352.6	358.4	358.4	352.3
	-5	337.9	337.9	338.2	342.2	341.8	342.6	345.4	347.2	344	340	331.8	320	309.9	305.2	303.5	303.5	306.3	308.5	314.9	325	333.6	339	339	333.2
	-4	319.2	318.5	319.2	322.7	322.7	323.8	325.9	327.7	324.5	321.3	312.8	301.8	292.6	288	286.5	286.2	289.4	291.9	297.2	306.7	314.6	320.2	319.5	314.6
	-3	300.6	299.9	300.6	304.1	304.1	304.8	306.9	308.6	305.5	302.7	294.9	284.4	275.3	271.8	270	270	272.5	274.6	279.5	288.6	296	301.3	301.3	296
	-2	282.3	282	282.7	285.5	285.8	286.5	288.2	290	287.2	284.1	277.1	267.4	258.7	254.9	253.5	253.2	255.6	257.7	262.9	271.6	278.5	282.7	283.4	278.5
	-1	265.6	264.9	265.9	269	269	269.7	271.4	273.4	270.4	267.3	259.7	249.4	240.5	237.1	235.4	235.4	237.8	239.8	245.3	254.2	261.1	265.9	266.6	261.4
	0	249.1	248.4	249.5	252.9	252.5	253.5	254.9	257.6	254.2	251.2	243.4	232.2	223	219.3	217.2	216.9	219.9	222.3	227.7	236.9	244.4	249.5	250.1	244.4
	1	232.5	231.8	233.1	236.5	236.5	237.2	239.2	241.2	238.2	234.8	226.1	214.7	205.6	201.3	199.3	199.3	202.3	205	210.3	220.1	228.1	233.1	233.5	227.8
	2	216.8	216.8	217.4	220.8	221.1	221.8	223.1	223.7	220.1	214.8	205.8	195.9	186.3	183	181.6	182.6	186.6	190.6	196.6	205.8	213.1	218.1	217.8	213.1
	3	200	200	200.7	203.9	203.9	204.6	205.6	206.6	203.3	198	190.5	180.7	172.1	168.8	167.9	168.8	172.5	175.4	181.3	189.8	196.4	201	201	196.4
	4	185.4	185.4	185.7	189	189.3	189.6	190.6	189.9	185.1	179.9	171.5	162.1	154.6	151.4	151.7	153	157.5	162.1	167.9	176	182.1	186	185.7	182.5
	5	170.6	170.9	171.6	174.2	174.5	175.4	175.4	174.2	168.4	161.3	153	144.3	136.6	134.7	135.3	137.6	142.4	148.5	155.6	162.9	168.4	171.3	171.6	168.4
	6	157	156.7	157.7	159.6	161.2	161.2	160.9	158	151.7	144	134.5	126.6	119.6	118	119.3	123.1	128.5	135.5	142.8	149.8	154.2	157.4	157	154.8
	7	143.1	143.1	143.7	145.9	147.2	146.9	146.6	142.5	135.9	126.5	116.7	109.5	103.3	102	104.2	108.6	114.5	123	130.2	137.1	141.2	143.1	142.8	141.2
	8	129.2	129.6	130.2	132.4	133.9	133.9	132.4	127.4	120.2	109.4	99.4	92.6	87	86.1	88.9	94.1	101	110.6	118.1	124.9	128	129.9	129.2	128.6
	9	114.5	114.5	115.5	117.6	119.1	118.8	117.3	112.4	105.9	96.1	87.4	81	76	74.8	77.6	81.9	88.1	96.4	103.4	109.6	112.4	114.5	113.9	113.6
	10	100.1	100.1	101	103.2	104.7	104.1	102.9	97.7	91.6	82.7	75.1	69.9	65.6	64.1	66.2	70.2	75.7	83	89.1	94.3	97.4	98.9	98.9	98.6
	11	85.1	86.1	87	89.1	90.6	90	88.8	83.6	78.2	70.3	63.3	58.5	55.1	53.9	55.5	58.8	63.3	69.7	75.1	80.3	82.4	84.2	84.2	84.2
	12	71.1	72.3	73.5	75.3	76.8	75.9	75	69.9	64.7	57.8	52.1	47.9	44.6	43.4	44.9	47.3	51.2	57.2	61.4	65.4	68.1	69.9	69.9	70.5
	13	57.6	58.5	60	61.8	62.7	62.4	61.2	56.1	51.9	45.6	40.2	37.2	34.8	33.6	34.5	36	39.6	44.4	48	51.9	53.7	55.5	56.1	56.7
	14	43.8	44.7	46.8	48.6	49.2	48.9	47.1	42.9	39	33.6	29.7	27	24.9	24	24	25.5	28.2	32.1	34.8	37.8	40.2	41.4	42	43.2
	15	27.9	28.8	29.4	30.6	31.2	31.2	30.9	28.2	26.4	23.1	21	19.2	18.3	18	18	18.3	19.8	22.2	23.7	25.5	26.4	27	27.6	27.6
	16	13.2	13.2	13.2	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5	12.3	11.1	10.8	10.8	10.5	9.6	10.5	10.8	11.7	12	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
	17	13.2	13.2	13.2	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5	12.3	11.1	10.8	10.8	10.5	9.6	10.5	10.8	11.7	12	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2

4. Tabella a 2 ingressi (T-ora): profilo di carico residenziale per il riscaldamento per i giorni festivi

TABELLA A DUE INGRESSI (T-ora) LOAD PROFILE RESIDENTIAL HEATING GENERIC - ITALIA - PUGLIA - PER GIORNO FESTIVO (2)																									
		ORA DEL GIORNO [h]																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
TEMP. ARIA ESTERNA [°C]	-15	555.2	555.2	556	562.5	562.1	563.3	566.6	570.6	565.3	559.3	545.1	526	509	502.1	498.5	498.9	503.7	507	517.5	534.1	547.5	557.2	556.8	547.9
	-14	531.5	530.3	531.5	537.5	537.1	538.7	541.9	545.5	540.7	535.1	521.5	502.7	486.7	479.9	477.5	476.7	481.5	485.5	495.1	510.3	523.9	532.3	532.7	523.5
	-13	507.9	506.3	508.3	513.8	513.8	514.6	517.7	521.3	516.6	511	498	480.6	465.2	458.5	455.7	455.7	459.7	464	473.1	487.7	500.4	509.1	508.7	500.4
	-12	484.4	484.4	484.7	490.2	490.2	491.4	494.1	497.6	492.9	487.9	475.4	458.6	444.2	437.9	435.2	434.8	439.5	442.6	451.6	466	477.3	485.5	485.5	477.3
	-11	461.8	461.4	462.2	467.6	467.2	468.4	471.5	474.5	469.9	464.9	453.4	437.2	423.7	417.5	415.2	414.5	418.7	421.8	430.2	444.1	456.1	463.4	463.4	455.7
	-10	440.2	439.1	441	445.2	445.2	446.7	449.3	452	447.4	442.9	431.8	416.6	403.3	397.6	394.9	395.3	399.1	401.8	409.8	422.7	433.7	441.4	441.4	433.7
	-9	418.7	418.3	419.1	423.6	423.6	424.7	427.3	430	425.8	421.3	410.8	396.5	383.4	378.5	376.2	375.5	379.6	382.6	389.7	402.5	412.7	419.8	419.4	413.1
	-8	397.4	397.4	398.1	403	402.2	403.3	405.9	408.5	404.8	400.7	390.7	376.2	364.3	359.1	357.3	357.3	360.6	363.6	370.3	382.5	392.2	398.9	398.5	392.2
	-7	377.3	376.6	377.3	382.1	382.1	382.8	385.4	387.6	384.3	380.2	370.3	356.8	345.4	341	339.1	338.8	342.1	344.6	351.6	362.6	372.2	378.4	378.4	372.2
	-6	357.7	357	358.1	361.7	361.7	362.4	364.9	367.1	363.9	359.9	350.4	338.1	327.6	323.2	321.4	321	324	326.5	333	343.2	352.6	358.4	358.4	352.3
	-5	337.9	337.9	338.2	342.2	341.8	342.6	345.4	347.2	344	340	331.8	320	309.9	305.2	303.5	303.5	306.3	308.5	314.9	325	333.6	339	339	333.2
	-4	319.2	318.5	319.2	322.7	322.7	323.8	325.9	327.7	324.5	321.3	312.8	301.8	292.6	288	286.5	286.2	289.4	291.9	297.2	306.7	314.6	320.2	319.5	314.6
	-3	300.6	299.9	300.6	304.1	304.1	304.8	306.9	308.6	305.5	302.7	294.9	284.4	275.3	271.8	270	270	272.5	274.6	279.5	288.6	296	301.3	301.3	296
	-2	282.3	282	282.7	285.5	285.8	286.5	288.2	290	287.2	284.1	277.1	267.4	258.7	254.9	253.5	253.2	255.6	257.7	262.9	271.6	278.5	282.7	283.4	278.5
	-1	265.6	264.9	265.9	269	269	269.7	271.4	273.4	270.4	267.3	259.7	249.4	240.5	237.1	235.4	235.4	237.8	239.8	245.3	254.2	261.1	265.9	266.6	261.4
	0	249.1	248.4	249.5	252.9	252.5	253.5	254.9	257.6	254.2	251.2	243.4	232.2	223	219.3	217.2	216.9	219.9	222.3	227.7	236.9	244.4	249.5	250.1	244.4
	1	232.5	231.8	233.1	236.5	236.5	237.2	239.2	241.2	238.2	234.8	226.1	214.7	205.6	201.3	199.3	199.3	202.3	205	210.3	220.1	228.1	233.1	233.5	227.8
	2	216.8	216.8	217.4	220.8	221.1	221.8	223.1	223.7	220.1	214.8	205.8	195.9	186.3	183	181.6	182.6	186.6	190.6	196.6	205.8	213.1	218.1	217.8	213.1
	3	200	200	200.7	203.9	203.9	204.6	205.6	206.6	203.3	198	190.5	180.7	172.1	168.8	167.9	168.8	172.5	175.4	181.3	189.8	196.4	201	201	196.4
	4	185.4	185.4	185.7	189	189.3	189.6	190.6	189.9	185.1	179.9	171.5	162.1	154.6	151.4	151.7	153	157.5	162.1	167.9	176	182.1	186	185.7	182.5
	5	170.6	170.9	171.6	174.2	174.5	175.4	175.4	174.2	168.4	161.3	153	144.3	136.6	134.7	135.3	137.6	142.4	148.5	155.6	162.9	168.4	171.3	171.6	168.4
	6	157	156.7	157.7	159.6	161.2	161.2	160.9	158	151.7	144	134.5	126.6	119.6	118	119.3	123.1	128.5	135.5	142.8	149.8	154.2	157.4	157	154.8
	7	143.1	143.1	143.7	145.9	147.2	146.9	146.6	142.5	135.9	126.5	116.7	109.5	103.3	102	104.2	108.6	114.5	123	130.2	137.1	141.2	143.1	142.8	141.2
	8	129.2	129.6	130.2	132.4	133.9	133.9	132.4	127.4	120.2	109.4	99.4	92.6	87	86.1	88.9	94.1	101	110.6	118.1	124.9	128	129.9	129.2	128.6
	9	114.5	114.5	115.5	117.6	119.1	118.8	117.3	112.4	105.9	96.1	87.4	81	76	74.8	77.6	81.9	88.1	96.4	103.4	109.6	112.4	114.5	113.9	113.6
	10	100.1	100.1	101	103.2	104.7	104.1	102.9	97.7	91.6	82.7	75.1	69.9	65.6	64.1	66.2	70.2	75.7	83	89.1	94.3	97.4	98.9	98.9	98.6
	11	85.1	86.1	87	89.1	90.6	90	88.8	83.6	78.2	70.3	63.3	58.5	55.1	53.9	55.5	58.8	63.3	69.7	75.1	80.3	82.4	84.2	84.2	84.2
	12	71.1	72.3	73.5	75.3	76.8	75.9	75	69.9	64.7	57.8	52.1	47.9	44.6	43.4	44.9	47.3	51.2	57.2	61.4	65.4	68.1	69.9	69.9	70.5
	13	57.6	58.5	60	61.8	62.7	62.4	61.2	56.1	51.9	45.6	40.2	37.2	34.8	33.6	34.5	36	39.6	44.4	48	51.9	53.7	55.5	56.1	56.7
	14	43.8	44.7	46.8	48.6	49.2	48.9	47.1	42.9	39	33.6	29.7	27	24.9	24	24	25.5	28.2	32.1	34.8	37.8	40.2	41.4	42	43.2
	15	27.9	28.8	29.4	30.6	31.2	31.2	30.9	28.2	26.4	23.1	21	19.2	18.3	18	18	18.3	19.8	22.2	23.7	25.5	26.4	27	27.6	27.6
	16	13.2	13.2	13.2	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5	12.3	11.1	10.8	10.8	10.5	9.6	10.5	10.8	11.7	12	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
	17	13.2	13.2	13.2	13.8	14.4	14.4	14.4	14.4	13.5	12.3	11.1	10.8	10.8	10.5	9.6	10.5	10.8	11.7	12	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2

5. Parametri economici e tecnici per il dimensionamento delle stazioni di rifornimento

Parametro	Unità	Fonte	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stazione 50 kg/giorno CAPEX	€	[37]	850,000	700,000	550,000	550,000	550,000	550,000	550,000
Stazione 100 kg/giorno CAPEX	€	[37]	900,000	750,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Stazione 200 kg/giorno CAPEX	€	[37]	1,000,000	850,000	700,000	700,000	700,000	700,000	700,000
Stazione 500 kg/giorno CAPEX	€	[37]	1,300,000	1,150,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
Stazione 1000 kg/giorno CAPEX	€	[37]	2,000,000	1,750,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Stazione 1500 kg/giorno CAPEX	€	[125]	3,879,322	3,297,424	2,560,353	2,560,353	2,560,353	2,560,353	2,560,353
Stazione 2000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	5,605,415	4,764,603	3,699,574	3,699,574	3,699,574	3,699,574	3,699,574
Stazione 3000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	8,038,205	6,832,475	5,305,216	5,305,216	5,305,216	5,305,216	5,305,216
Stazione 4000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	9,764,298	8,299,653	6,444,437	6,444,437	6,444,437	6,444,437	6,444,437
Stazione 6000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	12,197,088	10,367,525	8,050,078	8,050,078	8,050,078	8,050,078	8,050,078
Stazione 9000 kg/giorno CAPEX	€	[125]	14,629,879	12,435,397	9,655,720	9,655,720	9,655,720	9,655,720	9,655,720
Stazione 50 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Stazione 100 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Stazione 200 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Stazione 500 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Stazione 1000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[37]	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Stazione 1500 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.28	0.23	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Stazione 2000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.26	0.21	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Stazione 3000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.23	0.19	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Stazione 4000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.19	0.15	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Stazione 6000 kg/giorno OPEX	€/kgH2	[125]	0.17	0.14	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10

Bibliografia

[1] Green hydrogen: A guide to policy making. /Publications/2020/Nov/Green-Hydrogen n.d.

[2] Ministero dello sviluppo economico. Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari. 2020.

[3] Weeks DPCCLEYN to K in 20. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Dk 2015;53:1689–99.

[4] Reports | H2Valleys n.d. https://www.h2v.eu/analysis/reports (accessed July 14, 2021).

[5] Pleßmann G, Erdmann M, Hlusiak M, Breyer C. Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply. Energy Procedia, vol. 46, Elsevier; 2014, p. 22–31. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.154.

[6] Eveloy V, Gebreegziabher T. A Review of Projected Power-to-Gas Deployment Scenarios. Energies 2018;11:1824. https://doi.org/10.3390/en11071824.

[7] Hoekman SK, Broch A, Robbins C, Purcell R. CO2 recycling by reaction with renewably-generated hydrogen. Int J Greenh Gas Control 2010;4:44–50. https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2009.09.012.

[8] Kouchachvili L, Entchev E. Power to gas and H2/NG blend in SMART energy networks concept. Renew Energy 2018;125:456–64. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.088.

[9] Zakeri B, Syri S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. Renew Sustain Energy Rev 2015;42:569–96. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011.

[10] Habisreutinger SN, Schmidt-Mende L, Stolarczyk JK. Photocatalytic reduction of CO2 on TiO2 and other semiconductors. Angew Chemie - Int Ed 2013;52:7372–408. https://doi.org/10.1002/anie.201207199.

[11] Götz M, Lefebvre J, Mörs F, McDaniel Koch A, Graf F, Bajohr S, et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renew Energy 2016;85:1371–90. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066.

[12] Müller K, Städter M, Rachow F, Hoffmannbeck D, Schmeißer D. Sabatier-based CO2-methanation by catalytic conversion. Environ Earth Sci 2013;70:3771–8. https://doi.org/10.1007/s12665-013-2609-3.

[13] Janke C, Duyar MS, Hoskins M, Farrauto R. Catalytic and adsorption studies for the hydrogenation of CO2 to methane. Appl Catal B Environ 2014;152–153:184–91. https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2014.01.016.

[14] Seifert AH, Rittmann S, Bernacchi S, Herwig C. Method for assessing the impact of emission gasses on physiology and productivity in biological methanogenesis. Bioresour Technol 2013;136:747–51. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.03.119.

[15] Schaaf T, Grünig J, Schuster MR, Rothenfluh T, Orth A. Methanation of CO2 - storage of renewable energy in a gas distribution system. Energy Sustain Soc 2014;4:1–14. https://doi.org/10.1186/s13705-014-0029-1.

[16] Napp TA, Gambhir A, Hills TP, Florin N, Fennell PS. A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries. Renew Sustain Energy Rev 2014;30:616–40. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.036.

[17] Gassner M, Maréchal F. Thermo-economic optimisation of the integration of electrolysis in synthetic natural gas production from wood. Energy 2008;33:189–98. https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.09.010.

[18] Kheshgi HS, Prince RC. Sequestration of fermentation CO2 from ethanol production. Energy 2005;30:1865–71. https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.11.004.

[19] Kato T, Kubota M, Kobayashi N, Suzuoki Y. Effective utilization of by-

product oxygen from electrolysis hydrogen production. Energy, vol. 30, Pergamon; 2005, p. 2580–95. https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.004.

[20] Graf F, Götz M, Henel M, Schaaf T, Tichler R. Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten Teilprojekte B-D Abschlussbericht 2014.

[21] Yan XL, Hino R. Nuclear hydrogen production handbook. 2016. https://doi.org/10.3327/jaesjb.54.2_143.

[22] ErreDueGas n.d. https://www.erreduegas.it/en/ (accessed July 27, 2021).

[23] Verde LLC-Renewable Hydrogen and Nitrogen Systems n.d. https://www.verdellc.com/ (accessed July 27, 2021).

[24] Home - RESelyser EU project n.d. http://www.reselyser.eu/ (accessed July 27, 2021).

[25] EtoGas Power-to-Gas - Hitachi Zosen Inova AG n.d. https://www.hz-inova.com/de/renewable-gas/etogas/ (accessed July 27, 2021).

[26] Schug CA. Operational characteristics of high-pressure, high-efficiency water-hydrogen-electrolysis. Int J Hydrogen Energy 1998;23:1113–20. https://doi.org/10.1016/S0360-3199(97)00139-0.

[27] Roy A, Watson S, Infield D. Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolysers. Int J Hydrogen Energy 2006;31:1964–79. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2006.01.018.

[28] Carmo M, Fritz DL, Mergel J, Stolten D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. Int J Hydrogen Energy 2013;38:4901–34. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.

[29] Buttler A, Spliethoff H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. Renew Sustain Energy Rev 2018;82:2440–54. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003.

[30] Proton Factory Support | Proton OnSite n.d. https://www.protononsite.com/ (accessed July 27, 2021).

[31] Ayers KE, Anderson EB, Capuano C, Carter B, Dalton L, Hanlon G, et al. Research Advances towards Low Cost, High Efficiency PEM Electrolysis. ECS Trans 2019;33:3–15. https://doi.org/10.1149/1.3484496.

[32] electronic library - Entwicklung und Bewertung eines Verfahrenskonzeptes zur Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe unter Nutzung von CO2 n.d. https://elib.dlr.de/90923/ (accessed July 27, 2021).

[33] Hansen JB. Solid oxide electrolysis - a key enabling technology for sustainable energy scenarios. Faraday Discuss 2015;182:9–48. https://doi.org/10.1039/c5fd90071a.

[34] Kim J, Jun A, Gwon O, Yoo S, Liu M, Shin J, et al. Hybrid-solid oxide electrolysis cell: A new strategy for efficient hydrogen production. Nano Energy 2018;44:121–6. https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2017.11.074.

[35] Brisse A, Schefold J. High temperature electrolysis at EIFER, main achievements at cell and stack level. Energy Procedia, vol. 29, Elsevier; 2012, p. 53–63. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.09.008.

[36] Graves C, Ebbesen SD, Mogensen M. Co-electrolysis of CO2 and H2O in solid oxide cells: Performance and durability. Solid State Ionics, vol. 192, Elsevier; 2011, p. 398–403. https://doi.org/10.1016/j.ssi.2010.06.014.

[37] Reytier M, Di Iorio S, Chatroux A, Petitjean M, Cren J, De Saint Jean M, et al. Stack performances in high temperature steam electrolysis and co-electrolysis. Int. J. Hydrogen Energy, vol. 40, Pergamon; 2015, p. 11370–7. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.04.085.

[38] O'Brien JE, McKellar MG, Harvego EA, Stoots CM. High-temperature electrolysis for large-scale hydrogen and syngas production from nuclear energy - summary of system simulation and economic analyses. Int J Hydrogen Energy 2010;35:4808–19. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.09.009.

[39] Petipas F, Brisse A, Bouallou C. Model-based behaviour of a high temperature electrolyser system operated at various loads. J Power Sources 2013;239:584–95. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.03.027.

[40] De Saint Jean M, Baurens P, Bouallou C, Couturier K. Economic assessment of a power-to-substitute-natural-gas process including high-temperature steam electrolysis. Int J Hydrogen Energy 2015;40:6487–500. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.066.

[41] Botta G, Solimeo M, Leone P, Aravind P V. Thermodynamic analysis of coupling a SOEC in co-electrolysis mode with the dimethyl ether synthesis. Fuel Cells, vol. 15, John Wiley & Sons, Ltd; 2015, p. 669–81. https://doi.org/10.1002/fuce.201500016.

[42] Hansen JB, Christiansen N, Nielsen JU. Production of Sustainable Fuels by Means of Solid Oxide Electrolysis. ECS Trans 2019;35:2941–8. https://doi.org/10.1149/1.3570293.

[43] Giglio E, Lanzini A, Santarelli M, Leone P. Synthetic natural gas via integrated high-temperature electrolysis and methanation: Part I-Energy performance. J Energy Storage 2015;1:22–37. https://doi.org/10.1016/j.est.2015.04.002.

[44] Schefold J, Brisse A, Poepke H. Long-term Steam Electrolysis with Electrolyte-Supported Solid Oxide Cells. Electrochim Acta 2015;179:161–8. https://doi.org/10.1016/j.electacta.2015.04.141.

[45] Buttler A, Koltun R, Wolf R, Spliethoff H. A detailed techno-economic analysis of heat integration in high temperature electrolysis for efficient hydrogen production. Int J Hydrogen Energy 2015;40:38–50. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.048.

[46] Alenazey F, Alyousef Y, Almisned O, Almutairi G, Ghouse M, Montinaro D, et al. Production of synthesis gas (H2 and CO) by high-temperature Co-electrolysis of H2O and CO2. Int J Hydrogen Energy 2015;40:10274–80. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.06.034.

[47] Ebbesen SD, Høgh J, Nielsen KA, Nielsen JU, Mogensen M. Durable SOC stacks for production of hydrogen and synthesis gas by high temperature electrolysis. Int J Hydrogen Energy 2011;36:7363–73. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.130.

[48] Wood A, He H, Joia T, Brown CC. (Invited) Reversible Solid Oxide Fuel Cell Development at Versa Power Systems. ECS Trans 2015;66:23–30. https://doi.org/10.1149/06603.0023ecst.

[49] Karen Wonsyld, Lone Bech, Jens Ulrik Nielsen, Claus Friis Pedersen. Operational Robustness Studies of Solid Oxide Electrolysis Stacks. J Energy Power Eng 2015;9:128–40. https://doi.org/10.17265/1934-8975/2015.02.002.

[50] Mennicken L, Janz A, Roth S. The German R&D Program for CO2 Utilization—Innovations for a Green Economy. Environ Sci Pollut Res 2016;23:11386–92. https://doi.org/10.1007/s11356-016-6641-1.

[51] Downloads - Casale SA n.d. https://www.casale.ch/downloads (accessed July 27, 2021).

[52] Ceramatec Inc. n.d. https://www.istc.int/en/institute/11974 (accessed July 27, 2021).

[53] Products | n.d. https://www.fuelcellenergy.com/products/ (accessed July 27, 2021).

[54] Hydrogen Energy | TOSHIBA ENERGY SYSTEMS & SOLUTIONS CORPORATION n.d. https://www.toshiba-energy.com/en/hydrogen/index.htm (accessed July 27, 2021).

[55] English Portal - A CEA electrolysis system for carbon-free production of hydrogen achieves 90% efficiency n.d. https://www.cea.fr/english/Pages/News/a-cea-electrolysis-system-for-carbon-free-production-of-hydrogen-achieves-90-efficiency.aspx (accessed July 27, 2021).

[56] Elettrolizzatore AEM | Generatore di idrogeno scalabile | Enapter n.d.

https://www.enapter.com/it/electrolyser (accessed July 27, 2021).

[57] Elogen n.d. https://elogenh2.com/en/ (accessed July 27, 2021).

[58] Vaes J. Field Experience with Hydrogenics ' Prototype Stack and System for MW PEM electrolysis. 2nd int. Work. Durab. Degrad. issues PEM Electrolysis Cells their components, 2016.

[59] DeSantis D, James B, Saur G. H2A: Hydrogen Analysis Production Models | Hydrogen and Fuel Cells | NREL. Cent Hydrog Prod - Proj Inf 2019. https://www.nrel.gov/hydrogen/h2a-production-models.html (accessed July 27, 2021).

[60] Axmann P, Gabrielli G, Wohlfahrt-Mehrens M. Tailoring high-voltage and high-performance LiNi0.5Mn1.5O4 cathode material for high energy lithium-ion batteries. J Power Sources 2016;301:151–9. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.10.010.

[61] Diéguez PM, Ursúa A, Sanchis P, Sopena C, Guelbenzu E, Gandía LM. Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling. Int J Hydrogen Energy 2008;33:7338–54. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.09.051.

[62] Blum L. Elektrolyseure und Brennstoffzellen zur Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft - Stand und Perspektiven 2019.

[63] Wasserspaltung mit Strom und Wärme - PDF Kostenfreier Download n.d. https://docplayer.org/6493275-Wasserspaltung-mit-strom-und-waerme.html (accessed July 27, 2021).

[64] Case Studies - Hydrogen TCP n.d. https://www.ieahydrogen.org/case-studies/ (accessed July 27, 2021).

[65] Varkaraki E. IEA / HIA Case study on the wind-hydrogen plant of RES2H2 in Greece 2009.

[66] Anderson E. PEM Electrolyzer Reliability Based on 20 years of Product Experience in Commercial Markets 2 nd International Workshop on Durability and Degradation Issues in PEM Electrolysis Cells and its Components. 2016.

[67] Pewinski P. AREVA H 2 Gen PEM Electrolyser cost reduction strategy 2015:12.

[68] Lewinski KA, van der Vliet D, Luopa SM. NSTF Advances for PEM Electrolysis - the Effect of Alloying on Activity of NSTF Electrolyzer Catalysts and Performance of NSTF Based PEM Electrolyzers. ECS Trans 2015;69:893–917. https://doi.org/10.1149/06917.0893ecst.

[69] Bernt M, Gasteiger HA. Influence of Ionomer Content in IrO 2 /TiO 2 Electrodes on PEM Water Electrolyzer Performance. J Electrochem Soc 2016;163:F3179–89. https://doi.org/10.1149/2.0231611jes.

[70] Santarelli M, Medina P, Calì M. Fitting regression model and experimental validation for a high-pressure PEM electrolyzer. Int J Hydrogen Energy 2009;34:2519–30. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.11.036.

[71] P2G durch Elektrolyse eine flexible Speicherlösung , powertage, Zürich Dirk Schönberger, Siemens AG, PD LD HY - PDF Free Download n.d. http://docplayer.org/50123060-P2g-durch-elektrolyse-eine-flexible-speicherloesung-powertage-zuerich-dirk-schoenberger-siemens-ag-pd-ld-hy.html (accessed July 27, 2021).

[72] Presentations and Research n.d. https://www.itm-power.com/presentations-and-research (accessed July 27, 2021).

[73] Thomas D, Europe H. HYDROGEN: INDUSTRY PERSPECTIVE IN CENTRAL, EAST AND SOUTH EUROPE EU Regulatory Affairs and Business Development Manager for Renewable Hydrogen. 2018.

[74] Jensen SH, Sun X, Ebbesen SD, Knibbe R, Mogensen M. Hydrogen and synthetic fuel production using pressurized solid oxide electrolysis cells. Int J Hydrogen Energy 2010;35:9544–9. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.06.065.

[75] Ebbesen SD, Graves C, Mogensen M. Production of synthetic fuels by co-electrolysis of steam and carbon dioxide. Int J Green Energy 2009;6:646–60. https://doi.org/10.1080/15435070903372577.

[76] Mougin J. Hydrogen production by high-temperature steam electrolysis. Compend Hydrog Energy 2015:225–53. https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-361-4.00008-X.

[77] Vad Mathiesen B, Ridjan I, Connolly D, Nielsen MP, Hendriksen Vang P, Bjerg Mogensen M, et al. Technology Data for High Temperature Solid Oxide Electrolyser Cells , Alkali and PEM Electrolysers. Dep Dev Plan Aalborg Univ 2013:1–16.

[78] Sunfire GmbH. Renewables Everywhere - Sunfire 2020. https://www.sunfire.de/en/ (accessed July 27, 2021).

[79] Brisse A, Schefold J, Zahid M. High temperature water electrolysis in solid oxide cells. Int J Hydrogen Energy 2008;33:5375–82. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.120.

[80] Chauveau F, Mougin J, Bassat JM, Mauvy F, Grenier JC. A new anode material for solid oxide electrolyser: The neodymium nickelate Nd2NiO4+δ. J Power Sources 2010;195:744–9. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.08.003.

[81] Mougin J, Chatroux A, Couturier K, Petitjean M, Reytier M, Gousseau G, et al. High temperature steam electrolysis stack with enhanced performance and durability. Energy Procedia, vol. 29, Elsevier; 2012, p. 445–54. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.09.052.

[82] Zhang X, O'Brien JE, O'Brien RC, Hartvigsen JJ, Tao G, Housley GK. Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis. Int J Hydrogen Energy 2013;38:20–8. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.09.176.

[83] Onda K, Kyakuno T, Hattori K, Ito K. Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis. J Power Sources 2004;132:64–70. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.01.046.

[84] Ayers KE, Dalton LT, Anderson EB. (Invited) Efficient Generation of High Energy Density Fuel from Water. ECS Trans 2019;41:27–38. https://doi.org/10.1149/1.3702410.

[85] Momma A, Takano K, Tanaka Y, Kato T, Yamamoto A. Experimental Investigation of the Effect of Operating Pressure on the Performance of SOFC and SOEC. ECS Trans 2013;57:699–708. https://doi.org/10.1149/05701.0699ecst.

[86] Abe I, Fujimaki T, Matsubara M. Hydrogen production by high temperature, high pressure water electrolysis, results of test plant operation. Int J Hydrogen Energy 1984;9:753–8. https://doi.org/10.1016/0360-3199(84)90278-7.

[87] Dunn PM. II . E . 3 High-Capacity , High Pressure Electrolysis System with Renewable Power Sources 2011:87–91.

[88] Price E. Durability and degradation issues in PEM electrolysis cells and its components: The second international workshop organised by the NOVEL EU-funded programme. Johnson Matthey Technol Rev 2017;61:47–51. https://doi.org/10.1595/205651317X693732.

[89] Chandesris M, Médeau V, Guillet N, Chelghoum S, Thoby D, Fouda-Onana F. Membrane degradation in PEM water electrolyzer: Numerical modeling and experimental evidence of the influence of temperature and current density. Int J Hydrogen Energy 2015;40:1353–66. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.111.

[90] PEM ELECTROLYSER DEGRADATION MECHANISMS AND PRACTICAL SOLUTIONS PEM ELECTROLYSER DEGRADATION MECHANISMS AND PRACTICAL SOLUTIONS MARCH 2013 ITM POWER DESIGNS AND MANUFACTURES HYDROGEN ENERGY SYSTEMS FOR ENERGY STORAGE AND CLEAN FUEL PRODUCTION Contents 2013.

[91] Janssen H, Bringmann JC, Emonts B, Schroeder V. Safety-related studies on hydrogen production in high-pressure electrolysers. Int J Hydrogen Energy 2004;29:759–70. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2003.08.014.

[92] Schalenbach M, Carmo M, Fritz DL, Mergel J, Stolten D. Pressurized PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover. Int J Hydrogen Energy 2013;38:14921–33. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.09.013.

[93] Bernadet L, Gousseau G, Chatroux A, Laurencin J, Mauvy F, Reytier M. Influence of pressure on solid oxide electrolysis cells investigated by experimental and modeling approach. Int J Hydrogen Energy 2015;40:12918–28. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.07.099.

[94] O 'Brien JE, Zhang X, Housley GK, Dewall K, Moore-McAteer L, Tao G. High Temperature Electrolysis Pressurized Experiment Design, Operation and Results 2012:15.

[95] Siemens n.d. https://www.siemens.com/global/en.html (accessed July 27, 2021).

[96] Treadwell Corporation - Oxygen Generation Systems n.d. https://www.treadwellcorp.com/ (accessed July 27, 2021).

[97] Stoots C, O'Brien J, Hartvigsen J. Results of recent high temperature coelectrolysis studies at the Idaho National Laboratory. Int J Hydrogen Energy 2009;34:4208–15. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.08.029.

[98] Idaho National Laboratory. Long-Term Degradation Testing of High-Temperature Electrolytic Cells. 2009.

[99] Bailera M, Lisbona P, Romeo LM, Espatolero S. Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2. Renew Sustain Energy Rev 2017;69:292–312. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.130.

[100] Gahleitner G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. Int J Hydrogen Energy 2013;38:2039–61. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010.

[101] [PDF] HANNOVER MESSE 2015 April 13 17, Hall 27, C 66 - Free Download PDF n.d. https://silo.tips/download/hannover-messe-2015-april-13-17-hall-27-c-66 (accessed July 27, 2021).

[102] Proost J. State-of-the art CAPEX data for water electrolysers, and their impact on renewable hydrogen price settings. Int J Hydrogen Energy 2019;44:4406–13. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164.

[103] Udagawa J, Aguiar P, Brandon NP. Hydrogen production through steam electrolysis: Control strategies for a cathode-supported intermediate temperature solid oxide electrolysis cell. J Power Sources 2008;180:354–64. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.01.069.

[104] Harrison K, Peters M. 2014 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review Renewable Electrolysis Integrated System Development & Testing. Natl Renew Energy Lab 2014.

[105] Cargnelli J, Evers B. First International Workshop on Endurance and Degradation Issues in PEM Electrolysis Recent Advances in PEM Water Electrolsyis 2013.

[106] Thüga n.d. https://www.thuega.de/pressemitteilungen/strom-zu-gas-anlage-der-thuega-gruppe-hat-alle-erwartungen-uebertroffen/ (accessed July 27, 2021).

[107] Marius Adelt, Klaus Altfeld, Frank Graf et al. Studie Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10 2013.

[108] Siegemund S, Trommler M, Kolb O, Zinnecker V, Schmidt P, Weindorf W, et al. E-Fuels study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. Dtsch Energie-Agentur GmbH 2017:1–176.

[109] Successful test operation of the world's largest high-temperature electrolysis module - Sunfire n.d. https://www.sunfire.de/en/news/detail/successful-test-operation-of-the-worlds-largest-high-temperature-electrolysis-module (accessed July 27, 2021).

[110] Petipas F, Fu Q, Brisse A, Bouallou C. Transient operation of a solid oxide electrolysis cell. Int J Hydrogen Energy 2013;38:2957–64. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.086.

[111] Bergen A, Pitt L, Rowe A, Wild P, Djilali N. Transient electrolyser response in a renewable-regenerative energy system. Int J Hydrogen Energy 2009;34:64–70. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.10.007.

[112] Felgenhauer M, Hamacher T. State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina. Int J Hydrogen Energy 2015;40:2084–90. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.043.

[113] Richter A, Pedersen CF, Mogensen M, Jensen SH, Sloth M, Chen M, et al. planSOEC R&D and commercialization roadmap for SOEC electrolysis R&D of SOEC stacks with improved durability. 2011.

[114] Rakousky C, Reimer U, Wippermann K, Kuhri S, Carmo M, Lueke W, et al. Polymer electrolyte membrane water electrolysis: Restraining degradation in the presence of fluctuating power. J Power Sources 2017;342:38–47. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.11.118.

[115] Peterson D, Vickers J, Desantis D, Ayers K, Hamdan M, Harrison A A Approved K, et al. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record: Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis-2019. 2020.

[116] Hartvigsen J, Brisse A, Petri R, Randolph K, Stetson N. DOE Hydrogen Program Record 20006: Hydrogen Production Cost from High Temperature Electrolysis 2020:1–13.

[117] Gouérec P, Poletto L, Denizot J, Sanchez-Cortezon E, Miners JH. The evolution of the performance of alkaline fuel cells with circulating electrolyte. J Power Sources 2004;129:193–204. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.11.032.

[118] McLean GF, Niet T, Prince-Richard S, Djilali N. An assessment of alkaline fuel cell technology. Int J Hydrogen Energy 2002;27:507–26. https://doi.org/10.1016/S0360-3199(01)00181-1.

[119] Gülzow E, Schulze M. Long-term operation of AFC electrodes with CO2 containing gases. J. Power Sources, vol. 127, Elsevier; 2004, p. 243–51. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.09.020.

[120] Schulze M, Gülzow E. Degradation of nickel anodes in alkaline fuel cells. J. Power Sources, vol. 127, Elsevier; 2004, p. 252–63. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.09.021.

[121] Gülzow E. Alkaline fuel cells: A critical view. J Power Sources 1996;61:99–104. https://doi.org/10.1016/S0378-7753(96)02344-0.

[122] Naughton MS, Brushett FR, Kenis PJA. Carbonate resilience of flowing electrolyte-based alkaline fuel cells. J Power Sources 2011;196:1762–8. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.09.114.

[123] Larminie J, Dicks A. Fuel cell systems explained: Second edition. 2013. https://doi.org/10.1002/9781118878330.

[124] Wu J, Yuan XZ, Martin JJ, Wang H, Zhang J, Shen J, et al. A review of PEM fuel cell durability: Degradation mechanisms and mitigation strategies. J Power Sources 2008;184:104–19. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.06.006.

[125] Xu T, Liu Z, Yang W. Fundamental studies of a new series of anion exchange membranes: Membrane prepared from poly(2,6-dimethyl-1,4-phenylene oxide) (PPO) and triethylamine. J Memb Sci 2005;249:183–91. https://doi.org/10.1016/j.memsci.2004.10.010.

[126] Agel E, Bouet J, Fauvarque JF. Characterization and use of anionic membranes

for alkaline fuel cells. J Power Sources 2001;101:267–74. https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00759-5.

[127] Leng Y, Chen G, Mendoza AJ, Tighe TB, Hickner MA, Wang CY. Solid-state water electrolysis with an alkaline membrane. J Am Chem Soc 2012;134:9054–7. https://doi.org/10.1021/ja302439z.

[128] Ayers KE, Capuano C, Anderson EB. Recent Advances in Cell Cost and Efficiency for PEM-Based Water Electrolysis. ECS Trans 2019;41:15–22. https://doi.org/10.1149/1.3684798.

[129] Immanuel V, Parvatalu D, Bhardwaj A, Prabhu BN, Bhaskarwar AN, Shukla A. Properties of Nafion 117 in highly acidic environment of Bunsen reaction of I-S cycle. J Memb Sci 2012;409–410:137–44. https://doi.org/10.1016/j.memsci.2012.03.046.

[130] Selamet ÖF, Becerikli F, Mat MD, Kaplan Y. Development and testing of a highly efficient proton exchange membrane (PEM) electrolyzer stack. Int J Hydrogen Energy 2011;36:11480–7. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.01.129.

[131] Sun S, Shao Z, Yu H, Li G, Yi B. Investigations on degradation of the long-term proton exchange membrane water electrolysis stack. J Power Sources 2014;267:515–20. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.05.117.

[132] Ous T, Arcoumanis C. Degradation aspects of water formation and transport in Proton Exchange Membrane Fuel Cell: A review. J Power Sources 2013;240:558–82. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.04.044.

[133] Varcoe JR, Atanassov P, Dekel DR, Herring AM, Hickner MA, Kohl PA, et al. Anion-exchange membranes in electrochemical energy systems. Energy Environ Sci 2014;7:3135–91. https://doi.org/10.1039/c4ee01303d.

[134] Faraj M, Elia E, Boccia M, Filpi A, Pucci A, Ciardelli F. New anion conducting membranes based on functionalized styrene-butadiene- styrene triblock copolymer for fuel cells applications. J Polym Sci Part A Polym Chem 2011;49:3437–47. https://doi.org/10.1002/pola.24781.

[135] Piana M, Boccia M, Filpi A, Flammia E, Miller HA, Orsini M, et al. H2/air alkaline membrane fuel cell performance and durability, using novel ionomer and non-platinum group metal cathode catalyst. J Power Sources 2010;195:5875–81. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.12.085.

[136] Pavel CC, Cecconi F, Emiliani C, Santiccioli S, Scaffidi A, Catanorchi S, et al. Highly efficient platinum group metal free based membrane-electrode assembly for anion exchange membrane water electrolysis. Angew Chemie - Int Ed 2014;53:1378–81. https://doi.org/10.1002/anie.201308099.

[137] Zoulias E, Varkaraki E, Lymberopoulos N, Christodoulou CN, Karagiorgis GN. A review on alkaline water electrolysis. Tcjst 2004;4:41–71.

[138] Merle G, Wessling M, Nijmeijer K. Anion exchange membranes for alkaline fuel cells: A review. J Memb Sci 2011;377:1–35. https://doi.org/10.1016/j.memsci.2011.04.043.

[139] Pivovar B. 2011 Alkaline Membrane Fuel Cell Workshop Final Report. Alkaline Membr. Fuel Cell Work., 2011, p. 1–24.

[140] Parrondo J, Arges CG, Niedzwiecki M, Anderson EB, Ayers KE, Ramani V. Degradation of anion exchange membranes used for hydrogen production by ultrapure water electrolysis. RSC Adv 2014;4:9875–9. https://doi.org/10.1039/c3ra46630b.

[141] Cao YC, Wu X, Scott K. A quaternary ammonium grafted poly vinyl benzyl chloride membrane for alkaline anion exchange membrane water electrolysers with no-noble-metal catalysts. Int J Hydrogen Energy 2012;37:9524–8. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.03.116.

[142] Faraj M, Boccia M, Miller H, Martini F, Borsacchi S, Geppi M, et al. New LDPE based anion-exchange membranes for alkaline solid polymeric electrolyte water

electrolysis. Int J Hydrogen Energy 2012;37:14992–5002. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.08.012.

[143] Marini S, Salvi P, Nelli P, Pesenti R, Villa M, Berrettoni M, et al. Advanced alkaline water electrolysis. Electrochim Acta 2012;82:384–91. https://doi.org/10.1016/j.electacta.2012.05.011.

[144] Vincent I, Bessarabov D. Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. Renew Sustain Energy Rev 2018;81:1690–704. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258.

[145] Ayers KE, Anderson EB, Capuano CB, Niedzwiecki M, Hickner MA, Wang C-Y, et al. Characterization of Anion Exchange Membrane Technology for Low Cost Electrolysis. ECS Trans 2013;45:121–30. https://doi.org/10.1149/04523.0121ecst.

[146] Jiao Y, Zheng Y, Jaroniec M, Qiao SZ. Origin of the electrocatalytic oxygen reduction activity of graphene-based catalysts: A roadmap to achieve the best performance. J Am Chem Soc 2014;136:4394–403. https://doi.org/10.1021/ja500432h.

[147] Li R, Wei Z, Gou X. Nitrogen and Phosphorus Dual-Doped Graphene/Carbon Nanosheets as Bifunctional Electrocatalysts for Oxygen Reduction and Evolution. ACS Catal 2015;5:4133–42. https://doi.org/10.1021/acscatal.5b00601.

[148] Jahan M, Liu Z, Loh KP. A graphene oxide and copper-centered metal organic framework composite as a tri-functional catalyst for HER, OER, and ORR. Adv Funct Mater 2013;23:5363–72. https://doi.org/10.1002/adfm.201300510.

[149] Yang H Bin, Miao J, Hung SF, Chen J, Tao HB, Wang X, et al. Identification of catalytic sites for oxygen reduction and oxygen evolution in N-doped graphene materials: Development of highly efficient metal-free bifunctional electrocatalyst. Sci Adv 2016;2:e1501122. https://doi.org/10.1126/sciadv.1501122.

[150] Tang H, Wang S, Jiang SP, Pan M. A comparative study of CCM and hot-pressed MEAs for PEM fuel cells. J Power Sources 2007;170:140–4. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.03.062.

[151] Song S, Zhang H, Ma X, Shao Z, Baker RT, Yi B. Electrochemical investigation of electrocatalysts for the oxygen evolution reaction in PEM water electrolyzers. Int J Hydrogen Energy 2008;33:4955–61. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.039.

[152] Zeng L, Zhao TS. Integrated inorganic membrane electrode assembly with layered double hydroxides as ionic conductors for anion exchange membrane water electrolysis. Nano Energy 2015;11:110–8. https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2014.10.019.

[153] Ahn SH, Lee BS, Choi I, Yoo SJ, Kim HJ, Cho EA, et al. Development of a membrane electrode assembly for alkaline water electrolysis by direct electrodeposition of nickel on carbon papers. Appl Catal B Environ 2014;154–155:197–205. https://doi.org/10.1016/J.APCATB.2014.02.021.

[154] De Santoli L, Lo Basso G, Bruschi D. A small scale H2NG production plant in Italy: Techno-economic feasibility analysis and costs associated with carbon avoidance. Int J Hydrogen Energy 2014;39:6497–517. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.02.003.