UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Titolo tesi

"Il ruolo dell'idrogeno nella decarbonizzazione della Sardegna: analisi e studio di fattibilità della trasformazione del sistema energetico al 2030 e 2050"

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Studente: Giovanni De Boni 2022551

Anno Accademico 2021/2022

Indice

Obiettivo dello Studio 4

1. Situazione Energetica Attuale 6

1.1 Consumi Attuali 6

1.1 Approfondimento sul Sistema Elettrico 9

1.2 Generazione Attuale 11

1.3 Infrastrutture energetiche in Sardegna e Stato di avanzamento 13

1.3.1 Infrastrutture a Gas 13

1.3.2 Infrastrutture Elettriche 16

2. Scenari per il sistema energetico Sardo al 2030 e al 2050 nel percorso di decarbonizzazione. 20

2.1 Sistema energetico di riferimento al 2030 20

2.2 Sistema Energetico di riferimento al 2050 25

2.3 Costi di investimento per le nuove fonti energetiche 30

3. Idrogeno: policy, tecnologie e sviluppo 35

3.1 Strategia Europea per l'uso dell'idrogeno 35

3.2 Policy Italiana 41

3.2.1 Analisi delle opportunità dell'idrogeno in Italia 41

3.2.2 Le attuali politiche italiane nel campo dell'idrogeno 41

3.2.3 Scenari di sostenibilità economica per l'Idrogeno in Italia 43

3.2.3 Piano d'azione: misure di policy necessarie per il successo della strategia ... 46

3.3 Tecnologie per l'Idrogeno 47

3.3.1 Industria 51

3.3.*2* Trasporti 51

3.1.1 Strategia europea .....**Error! Bookmark not defined.**

3.3.3 Riscaldamento 52

3.3.4 Generazione Elettrica 52

3.3.5 Attuali Tecnologie di produzione 53

4.Idrogeno e Sardegna analisi di fattibilità 58

4.1 Filiera Idrogeno applicata al contesto Sardo 58

4.1.1 Produzione 59

4.1.2 Trasporto, Distribuzione e Trattamento 63

4.1.3 Stoccaggio 65

4.1.4 Mobilità 66

4.1.5 Usi Energetici 66

4.1.6 Usi Industriali, Residenziali e Feedstock 67

4.1.7 Supply Chain e tematiche trasversali 68

4.2 Strategia Sarda, Politiche e schemi di sostegno adeguati 68

4.3 Costi e Benefici 70

Conclusione 75

Obiettivo dello Studio

Sulla base del lavoro di ricerca effettuato dall'università di Padova "Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabile per la Sardegna" e in concomitanza con lo studio di ricerca "Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabili per la Sardegna – Fase 2" si è cercato di eseguire un'analisi su come l'idrogeno possa avere un ruolo chiave per raggiungere gli obiettivi da qui al 2050 prestabiliti dall'unione Europea. La Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni italiane e la rendono un contesto particolare nel percorso di decarbonizzazione, necessario per il raggiungimento degli

obiettivi europei e nazionali in tema di rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti. Gli studi di ricerca citati in precedenza sono nati in seguito al progetto "Metanizzazione della Sardegna", introdotto ufficialmente come linea di azione prioritaria nel 2015 con il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS), che si sovrappone alla transizione energetica verde della regione. L'interesse per lo sviluppo di un'infrastruttura gas nell'isola è entrato anche nel dibattito attuale relativo alla possibilità o meno di conseguire in Sardegna l'obiettivo previsto dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 e dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) di chiusura entro il 2025 degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con carbone. In seguito alla pubblicazione dello studio indipendente di ARERA e RSE "Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040)" ai sensi della delibera 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019, che confronta diverse opzioni infrastrutturali per lo sviluppo di una rete gas in ottica di analisi costi-benefici, ed in seguito al lavoro svolto dall'Università di Padova per identificare le opzioni tecnologiche e le questioni fondamentali che si legano al percorso di decarbonizzazione nazionale e dell'isola, analizzando la possibilità di anticipare tale percorso, si intende valutare come l'idrogeno inteso come vettore energetico ma anche come combustibile potrebbe sostituire o essere integrato in quelli che sono gli scenari ricavati, al netto delle tecnologie esistenti e di una valutazione costi/benefici. Lo studio fornisce una valutazione di fattibilità ed uno studio dell'attuale filiera dell'idrogeno e delle tecnologie esistenti che potrebbero essere integrate con quello che è e sarà il sistema energetico Sardo. Si partirà valutando quello che è l'attuale sistema Sardo per poi passare allo studio degli scenari modellizzati nello studio di riferimento.
Contrarie all'opera diverse associazioni ecologiste, tra le quali il Wwf che con l'aiuto del Politecnico di Milano ha promosso un documento per attestare oggettivamente che la Sardegna può eliminare carbone e petrolio senza necessariamente avere una fase di transizione a metano.

1. Situazione Energetica Attuale

Il presente capitolo ha lo scopo di descrivere il sistema energetico attuale della regione Sardegna, in termini di consumi finali di energia e mix tecnologico nei vari settori. L'analisi si focalizza sul settore residenziale, terziario, sull'industria, sui trasporti e sulla generazione elettrica. Di particolare interesse risulta essere la filiera dell'Alluminio, attualmente attività in stand-by, ma che, a seconda della riattivazione o meno, andrà a giocare un ruolo fondamentale sulle strategie da adottare, incidendo abbondantemente sulla somma finale dei consumi. Si passerà poi a presentare nel capitolo successivo gli scenari di evoluzione dei consumi finali in Sardegna nel periodo 2020-2050, ricavati a partire dalle ipotesi di sviluppo riportate nelle analisi di RSE e del Politecnico.
Sono stati stimati i fabbisogni energetici dei diversi settori per l'anno di partenza dell'analisi, il 2020.

1.1 Consumi Attuali

Settore Residenziale

I consumi energetici del **settore residenziale** rappresentano circa il 25% dei consumi totali della regione. In particolare, il Riscaldamento domestico occupa circa il 50% dei consumi totali.

Fonte	ktep
Gas naturale	-
GPL	110
Gasolio	69
Bioenergie	222
Altri fossili	12
Energia elettrica	186
Solare termico	2
TOTALE	602

Tabella 1.1 Consumi energetici (dati in ktep) del settore residenziale nel 2020 in Sardegna

Settore Terziario

I consumi energetici del **settore terziario** rappresentano circa il 10% dei consumi totali della regione. I consumi del settore terziario mostrano i livelli maggiori di elettrificazione rispetto agli altri settori; in particolare, il livello di elettrificazione del settore supera il 75% contro un valore medio nazionale di circa 40%. In particolare, il 50 % dei consumi viene utilizzato per il riscaldamento.

Fonte	ktep
Gas naturale	-
GPL	24
Gasolio	16
Bioenergie	3
Altri fossili	5
Energia elettrica	184
Solare termico	2
TOTALE	234

Tabella 1.2 Consumi energetici (dati in ktep) del settore terziario nel 2020 in Sardegna

Settore trasporti

I consumi energetici del settore trasporti rappresentano circa il 40% dei consumi totali della regione.

Fonte	ktep
Gasolio	444
GPL	17
Benzina	331
Olio combustibile	159
Energia elettrica	11
TOTALE	962

Tabella 1.3 Consumi energetici (dati in ktep) del settore trasporti nel 2020 in Sardegna (terrestri + marittimo)

Complessivamente i consumi rappresentati sono pari a circa 1664 ktep, di cui circa metà è riconducibile al trasporto terrestre privato; i trasporti marittimi verso mete nazionali sono pari a quasi un quarto del totale, mentre il trasporto aereo verso mete nazionali rappresenta il 7% circa del totale.

Settore Industriale

I consumi energetici del settore industriale rappresentano circa il 25% dei consumi totali, e sono localizzati in porzioni ben delimitate del territorio; in termini di combustibili utilizzati, circa un terzo dei consumi è ascrivibile all'olio combustibile e circa un settimo al GPL.

Combustibile	[tep]	[%]
BTZ	64.513	28,6%
Olio esausto	8.841	3,9%
Gasolio	10.795	4,8%
GPL	34.961	15,5%
GNL	2.590	1,1%
Pet Coke	74.500	33,0%
Coke metallurgico	4.100	1,8%
Antracite	25.200	11,1%
TOTALE	**225.500**	**100,0%**

Tabella 1.4 Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per fonte energetica

Tra i combustibili di processo si evidenzia l'uso di Pet Coke, Coke Metallurgico, e Antracite, impiegati nell'industria metallurgica. Il Pet Coke è altresì utilizzato come combustibile nei cementifici. Il macrosettore più energivoro risulta quello della metallurgia per via delle aziende posizionate nei poli industriali di Portovesme e di Macchiareddu (circa 50% dei consumi totali); circa il 40% è poi ascrivibile alle aziende operanti nel settore dei bitumi/minerali (materiali per l'edilizia) e il 10% a quelle del settore alimentare (caseifici, beverage, conserviere). Meno rilevante è la quota dei consumi legata al settore dei servizi. In particolare, per il settore terziario si riporta in figura 1 la dislocazione sul territorio delle maggiori industrie Sarde.

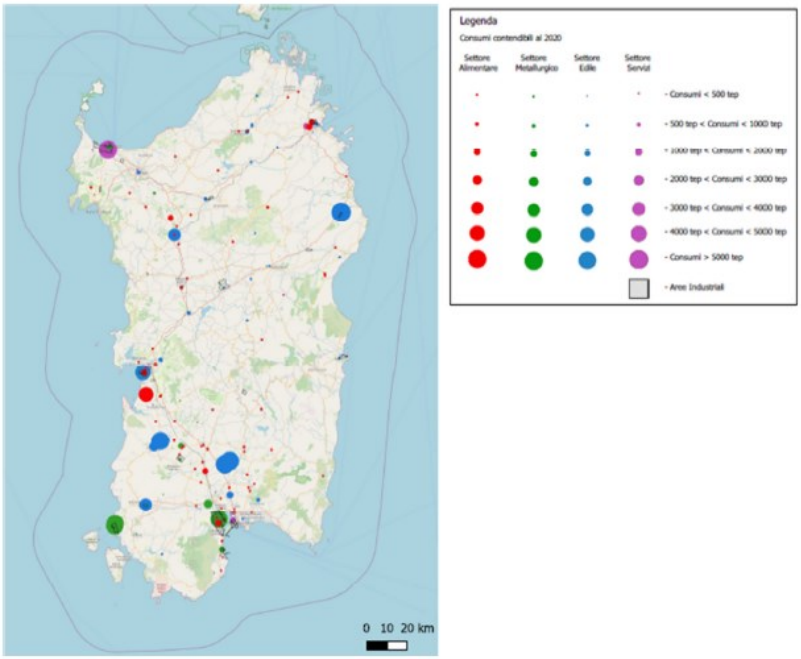


Figura 1 Dislocazione geografica dei consumi industriali maggiori in Sardegna

Riattivazione della filiera dell'alluminio (Eurallumina, Sider Alloys)

Le due aziende Eurallumina e Sider Alloys (l'ex. Alcoa) costituiscono il primo e secondo anello della filiera dell'alluminio nel polo industriale di Portovesme (costa sudoccidentale della Sardegna). Lo stabilimento di Eurallumina è rimasto operante fino al 009. Nel 2018 è stato presentato il "Progetto di ammodernamento della raffineria di produzione di allumina ubicata nel comune di Portoscuso, Z.I. Portovesme (CI)", che, sostanzialmente, consiste nel collegare il polo con un vapordotto di convogliamento del vapore dalla centrale termoelettrica "G. Deledda" di Portovesme di Enel Produzione S.p.A. Per quest'ultimo intervento la Regione Sardegna ha concluso il procedimento di VIA con un giudizio positivo sulla compatibilità ambientale. Lo stabilimento adiacente exAlcoa per la produzione di alluminio primario, chiuso dal 2012, è stato acquistato, a febbraio 2018, dagli svizzeri di Sider Alloys. La nuova proprietà, che intende riattivare la produzione di circa 150 mila tonnellate l'anno di alluminio primario da destinare al mercato nazionale (coprendo circa il 15% del fabbisogno) e a quello europeo (coprendo circa il 3% del fabbisogno), chiede una riduzione del prezzo dell'energia e l'abbattimento degli oneri di sistema quale condizione per la ripartenza delle attività. Il consumo di energia elettrica dello stabilimento e rilevante e pari a circa **2 TWh annui** (pari 15%-20% della domanda elettrica della regione).

I piani nazionali sulla decarbonizzazione al 2025, o comunque rinviati agli anni successivi, rischiano di inficiare gli sforzi regionali che hanno portato alla concessione della VIA al progetto del vapordotto, rendendo di fatto impossibile l'approvvigionamento dell'energia termica ed elettrica per il polo dell'alluminio.

1.1 Approfondimento sul Sistema Elettrico

Dal bilancio elettrico della Sardegna si evince che la regione esporta circa il 25% della produzione netta di energia elettrica. La tendenza ad esportare comincia in concomitanza con la crescita della produzione elettrica da FER iniziata nel 2001 con l'installazione dei primi impianti eolici, e diventa più evidente a partire dal 2010 con l'installazione di impianti fotovoltaici sostenuti dagli incentivi dei conti energia. Analizzando la serie storica dei consumi elettrici, come si vede in figura 1.3, il periodo compreso tra il 2010 e il 2018 e caratterizzato da una riduzione significativa dovuta

principalmente allo spegnimento dello stabilimento di produzione dell'Alluminio ex Alcoa di Portovesme.

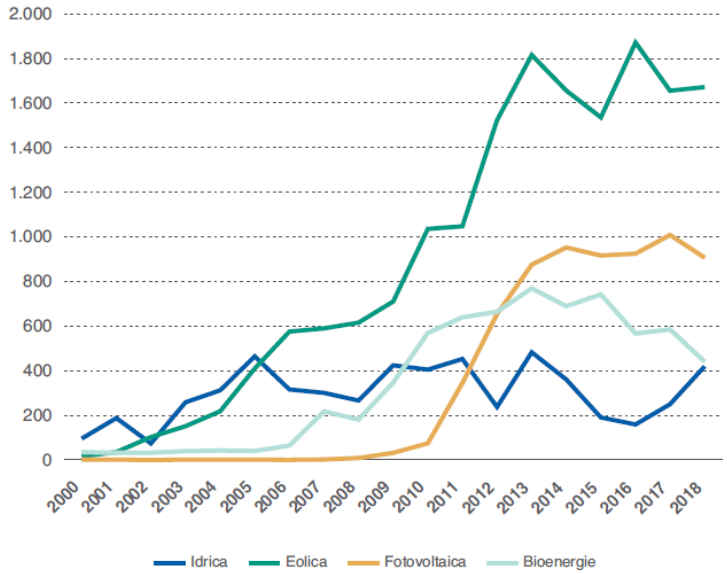


Figura 1.2 Serie storiche produzione lorda rinnovabile in Sardegna (GWh)

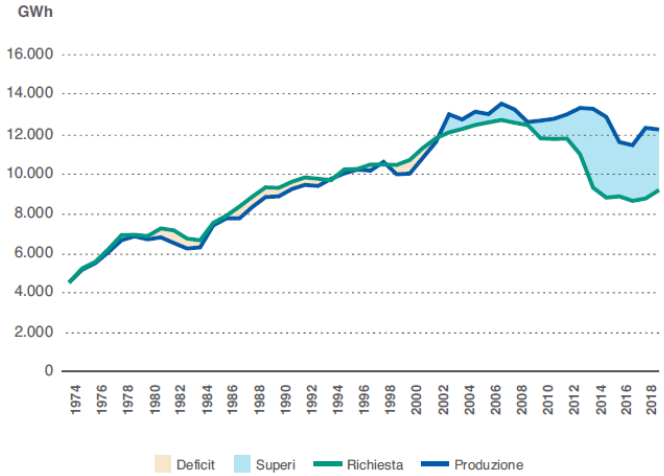
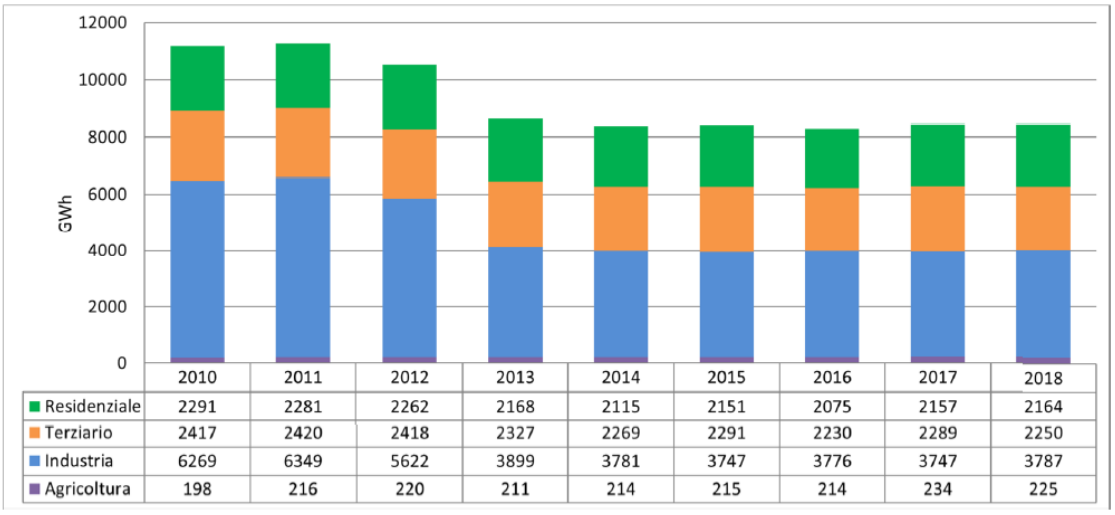


Figura 1.3 Serie storiche produzione e richiesta di energia elettrica in Sardegna

.

In Figura 1.4 e riportato il dettaglio dei consumi di energia elettrica tra i diversi settori merceologici. Anche dopo la chiusura dell'impianto ex Alcoa, il settore industriale e rimasto quello con il maggior consumo elettrico, registrando però una riduzione tale da variare di circa undici punti percentuali la sua incidenza sul consumo elettrico dell'intera isola, passando dal 56% dei consumi complessivi della Regione Sardegna prima del 2012 al 45% post 2012. Nel periodo considerato i consumi finali complessivi si sono ridotti del 25 % passando da 11 TWh nel 2010 a 8,4 TWh nel 2018.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residenziale	2291	2281	2262	2168	2115	2151	2075	2157	2164
Terziario	2417	2420	2418	2327	2269	2291	2230	2289	2250
Industria	6269	6349	5622	3899	3781	3747	3776	3747	3787
Agricoltura	198	216	220	211	214	215	214	234	225

Figura 1.4 Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2010-2018, dettaglio per settore

1.2 Generazione Attuale

La Figura 1.5 mostra la capacità di generazione installata in Sardegna al 2020 per tipo di fonte.

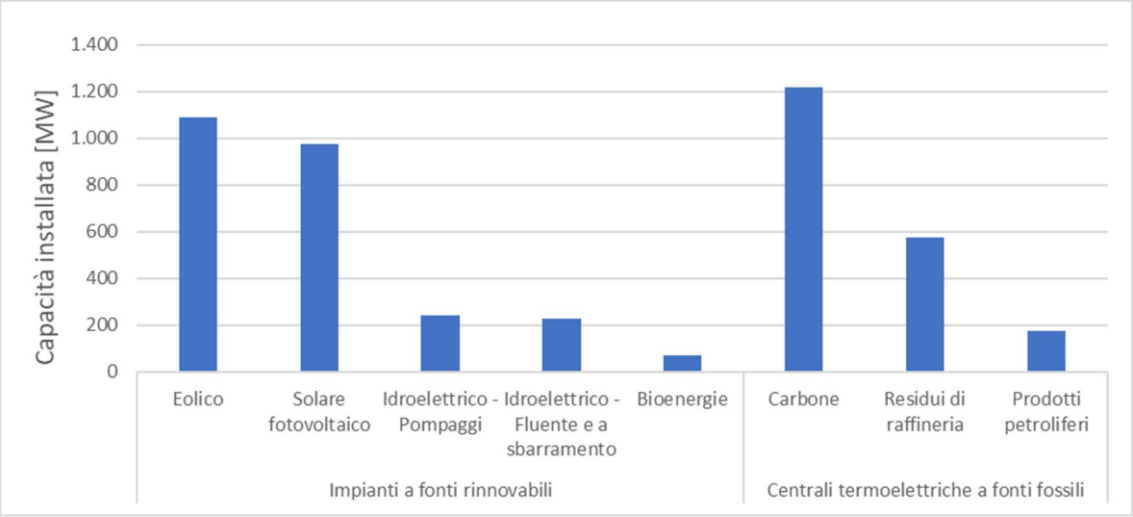


Figura 1.5 Capacità installata degli impianti di generazione elettrica nel 2020

L'energia elettrica netta effettivamente prodotta da tali impianti è mostrata nel grafico in figura 1.5, dove si è messo a confronto con la domanda finale di elettricità nella regione.

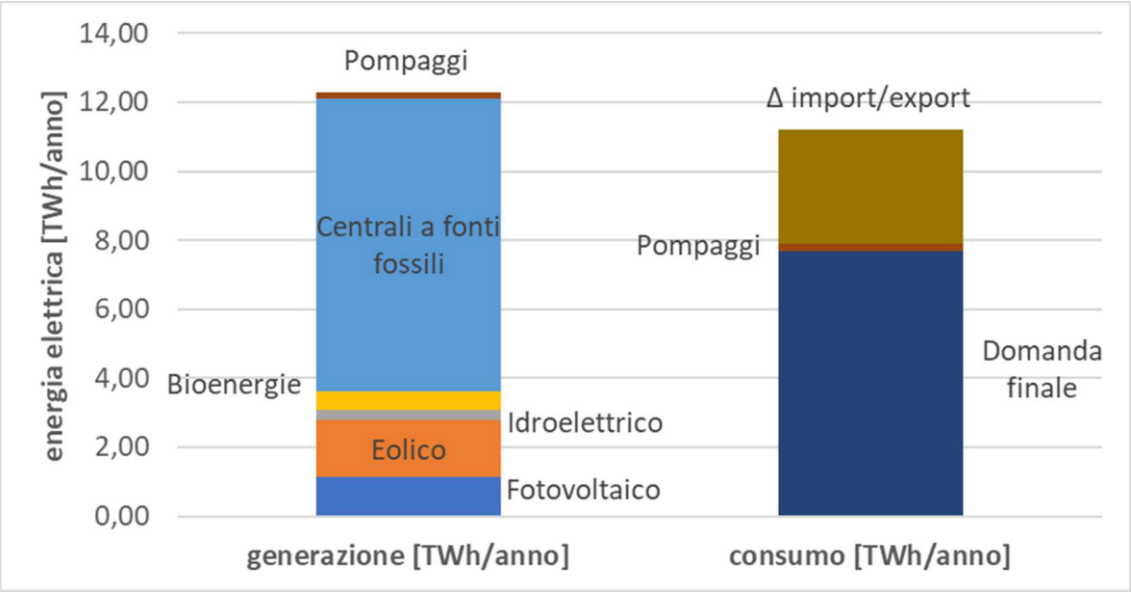


Figura 1.5 Valori di energia elettrica generata e consumata nel 2020

Ben il 69,3% dell'energia elettrica in Sardegna è prodotta da impianti a fonti fossili. Tra questi, la quota maggiore va al carbone (35,4% sul totale) con le centrali di Fiumesanto (640 MW) e Sulcis (580 MW), per cui è prevista la dismissione entro il 2025; l' impianto IGCC della Sarlux (Integrated Gasification Combined Cycle, 575 MW), alimentato dai residui della raffineria di Sarroch, genera il 33,2% dell'intera produzione elettrica, mentre i prodotti petroliferi coprono una quota soltanto marginale (0,1%). Tra gli impianti a fonti rinnovabili prevale l'eolica onshore, con una potenza installata di 1.088 MW e una produzione pari al 13,6% del totale; segue il solare fotovoltaico, con 974 MW tra impianti di piccola e grande taglia, per un complessivo 9,2% sulla totale generazione elettrica. Per quanto riguarda la fonte idrica, la Sardegna dispone di 266 MW di impianti idroelettrici di tipo fluente e a sbarramento e di un solo impianto di pompaggio (Taloro, 240 MW), per un complessivo 3,5% sull'intera produzione. Le tecnologie alimentate a biomassa (69 MW) forniscono infine il 4,4% dell'energia elettrica prodotta in Regione. L'installazione di impianti a fonti rinnovabili, intensificatasi soprattutto nell'ultimo decennio, ha permesso alla Sardegna di aumentare l'esportazione di energia elettrica. Nel 2020, come mostrato anche in figura 1.6, ben il 27% della produzione netta è stata esportata verso le altre regioni italiane e verso l'estero.

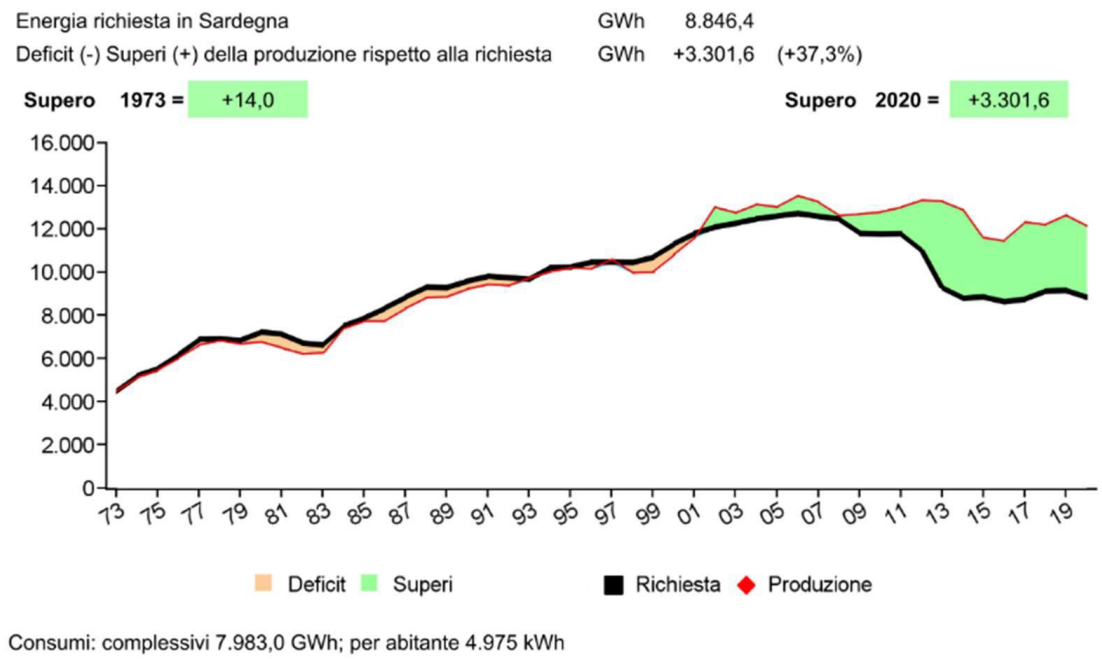


Figura 1.6 Andamento dei valori annuali di richiesta e produzione elettrica in Sardegna.

La possibilità di scambio di energia elettrica con il continente è data da due cavi sottomarini di interconnessione in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana), costituito da un doppio cavo in corrente continua a 500 kW con una capacità di trasporto di 1.000 MW, e SA.CO.I. 2 (Sardegna-Corsica-Italia), a 200 kV e con una capacità di 300 MW. Un terzo elettrodo in corrente alternata a 150 kV, denominato SAR.CO., collega il sistema elettrico sardo con la Corsica.

1.3 Infrastrutture energetiche in Sardegna e Stato di avanzamento

1.3.1 Infrastrutture a Gas

Il primo impegno per lo sviluppo e la realizzazione di un piano di metanizzazione della Sardegna risale al 1997. A seguito di varie proposte di progetto non realizzate per motivi di carattere economico e storico (vedi crisi del 2008). Le principali proposte, che sono ancora prese in considerazione, per la metanizzazione dell'isola sono:

a) l'utilizzo di una pipeline virtuale costituita da navi da trasporto di GNL, che colleghino rigassificatori nel continente a uno o più rigassificatori sulla costa sarda, i quali alimenterebbero poi una dorsale Nord-Sud;

b) la realizzazione di una pipeline fisica che dalla regione Toscana arrivi nel nord dell'isola e prosegua "onshore" attraverso una dorsale Nord-Sud

La Giunta Regionale nel 2005 ha adottato il suddetto piano, che individua i 38 bacini (figura 1.7) d'utenza sulla base dei requisiti demografici (popolazione maggiore a 18.000 abitanti) e di estensione (distanza massima tra i centri abitanti non superiore a 55 km) ed indica le linee programmatiche generali per la metanizzazione Allo stato attuale in 14 dei 38 bacini esistono alcune reti di distribuzione (almeno parziali), ma vengono alimentate con gas diversi dal naturale (GPL o aria propanata). Secondo la relazione annuale di ARERA del 2019, al 2018 in Sardegna vi sono poco più di 2100 km di rete in esercizio, che servono circa 63970 utenze (60% con aria propanata e il resto con GPL) e 100 comuni, per un totale di circa 16,92 Mm^3 di gas erogati.

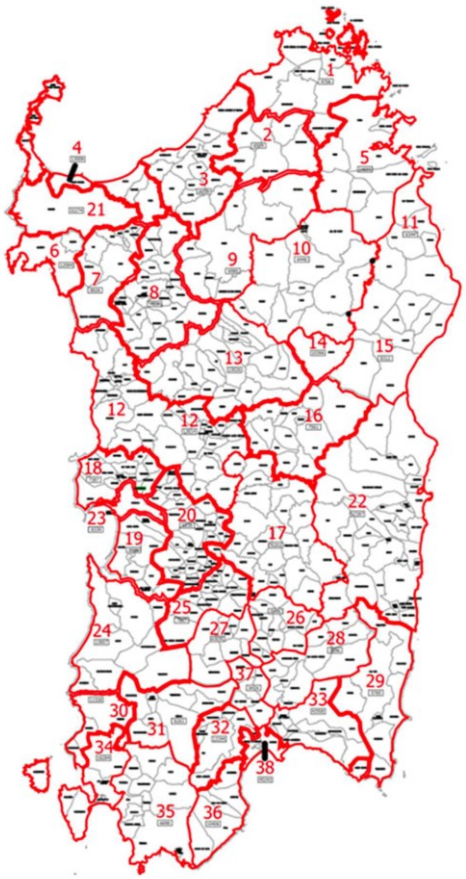


Figura 1.7 Suddivisione della Sardegna nei 38 bacini di utenza

Il programma più aggiornato di metanizzazione della Sardegna prevede depositi SSGNL (ad oggi esistono 4 progetti), rigassificatori e una rete di trasporto che li interconnette. L'idea è di accoppiare a mini-rigassificatori i depositi, in funzione all'alimentazione di una rete di trasporto regionale del gas naturale sviluppata su due zone: Nord e Sud. Inoltre, Eni ha manifestato l'interesse a mettere a disposizione le sue strutture e aree a Porto Torres per la realizzazione di un terminale di rigassificazione e fornire per due anni al mercato sardo un quantitativo di di GNL a un prezzo in linea a quello del gas italiano per facilitare l'avvio del mercato.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento del gas, le opzioni considerate sono due:

1. Interconnessione virtuale (virtual pipeline): questa configurazione prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite due bettoline. Il gas viene caricato sulle navi da un impianto nel continente (a Panigaglia) e trasportato ai rigassificatori in Sardegna.
2. Collegamento fisico (Sealine): questa seconda configurazione prevede la realizzazione di un gasdotto lungo 286 km connesso alla rete di trasporto nazionale. Snam ipotizza dei costi di investimento per questa configurazione di circa 800 M€.

In quanto al trasporto di GNL all'interno della regione, il progetto sviluppato da Snam Rete Gas e SGI prevede la realizzazione di una dorsale principale (figura 1.8) appartenente alla Rete nazionale per una lunghezza pari a circa 380 km e di metanodotti appartenenti alla rete regionale per circa 190 km che permetteranno di raggiungere le principali aree di mercato dell'isola. L'investimento, secondo Snam, dovrebbe essere di circa 600 M€.

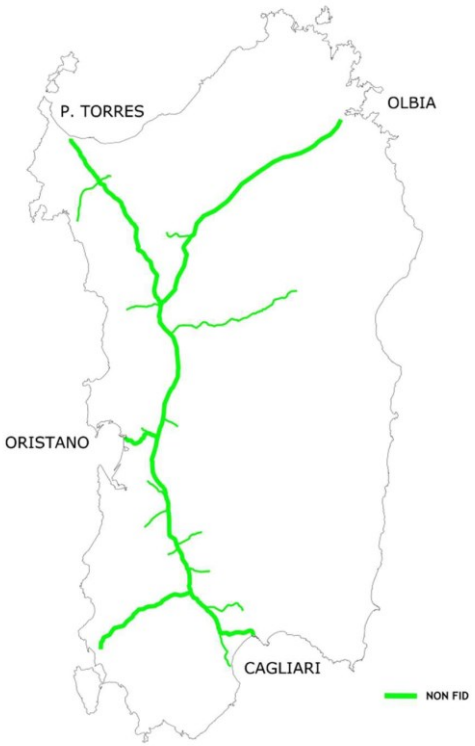


Figura 1.8 Progetto per la dorsale Nord-Sud

1.3.2 Infrastrutture Elettriche

Per la tipologia di consumi, la struttura e la configurazione del parco di generazione e le condizioni di insularità della regione, il sistema elettrico sardo è unico nel panorama energetico nazionale ed europeo. Le principali caratteristiche di tale unicità sono:

- Concentrazione della domanda di energia durante il periodo estivo e in alcune zone costiere (soprattutto area Nord Orientale) per la presenza di attività turistiche;
- Lo stato del parco di generazione e la scarsa inerzia del sistema espongono la rete al rischio di perturbazioni con maggior frequenza rispetto al sistema continentale;
- Produzioni adibite a determinati cicli produttivi (filiera alluminio)
- Rete di trasmissione poco magliata;
- Rete di distribuzione estesa ma caratterizzata da lunghe linee aeree di media tensione;

- Crescente richiesta di connessioni di nuovi impianti a fonte rinnovabile (generazione eolica e solare; 60 richieste nel corso del 2019).

La struttura del sistema elettrico sardo è mostrata in Figura 1.9. La regione è attraversata da un'unica dorsale ad altissima tensione (AAT) a 380kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 Km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari e consente il transito di ingenti flussi di energia tra il Nord e il Sud dell'Isola.

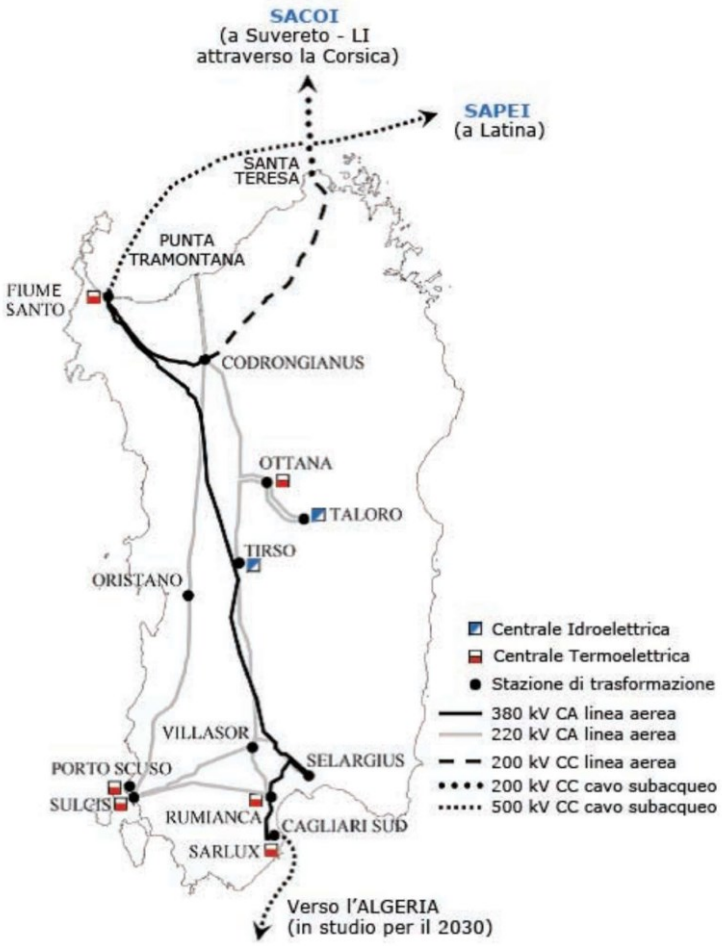


Figura 1.9 Struttura della rete elettrica sarda e interconnessioni con l'esterno

La Regione è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua: SAPEI (Sardegna-Penisola Italiana), ad alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno); e SACOI 2 Sardegna-Corsica-Italia), HVDC (High Voltage Direct Current) a 200 kV. Il secondo è giunto al termine della sua vita e per questo, al sistema verrà integrato con un nuovo collegamento chiamato SACOI 3 che sarà sempre

a 200 kV e consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW. Secondo le previsioni di Terna, tale collegamento verrà realizzato entro il 2024 con dei costi di investimento di circa 800 M€.

Come analizzato da RSE, con una superficie regionale pari al 9% dell'intero territorio nazionale, la Sardegna ha una copertura territoriale per le reti di trasmissione elettrica pari al 5% rispetto al valore nazionale. Ciò è dovuto principalmente alla forte concentrazione dei carichi industriali in sole tre zone della regione, nelle quali sono localizzate le centrali idroelettriche e altri sistemi di approvvigionamento delle fonti primarie. Da qui la decisione di creare un'unica dorsale Nord-Sud a 380 kV, che connetta i due centri primari di produzione e carico, ed un anello a 220 kV che faccia da interconnessione con altri centri industriali.

Questo sistema, per quanto appena detto, presenta delle criticità dovute anche alla crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili (prevedibile ma non programmabile) e quindi, una strategia di adeguamento e rinnovamento della la rete di trasmissione è necessaria per garantire sicurezza e stabilità del sistema.

Terna in accordo con la regione ha evidenziato le criticità e proposto un piano di sviluppo in modo da permettere all'isola di traguardare gli obiettivi della policy nazionale:

- il phase-out del carbone,
- una maggiore penetrazione di rinnovabili;
- una maggiore capacità installata di impianti di pompaggio (nel breve periodo almeno) per far fronte alla maggiore generazione rinnovabile, anche a livello nazionale
- maggiori capacità di interconnessione fra le diverse zone di mercato.

Tutto ciò, come riporta Terna, avrà importanti effetti sul sistema elettrico regionale. In particolare, il phase-out del carbone si inserisce in un contesto già di per sé critico per la sicurezza della rete, per il quale risultano necessari interventi quali l'installazione di compensatori sincroni, la realizzazione di un collegamento Sicilia-Sardegna-continente nonché una capacità aggiuntiva.

Si mette in evidenza il progetto di Terna atto ad un nuovo collegamento bi-terminale HVDC, denominato "Tyrrhenian Link", che collegherà Sicilia e Sardegna con il

continente (Figura 1.10). In accordo agli obiettivi definiti nel PNIEC di procedere al phase-out del carbone entro il 2025 e di installare circa 40 MW di nuova capacità da fonti rinnovabili entro il 2030.

Grazie alle sue caratteristiche di modularità, potrà garantire una capacità di trasporto fino a 100 MW. La sua realizzazione risulta necessaria per la stabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti elettrici a fronte della chiusura degli impianti a carbone, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, rappresentando pertanto un fattore abilitante per la transizione energetica.

Il costo stimato al 2020 è pari a 3,7 miliardi di euro, mentre l'entrata in esercizio avverrà a partire dal 2025. Terna ha effettuato anche un'analisi costi-benefici insieme a Snam ed ARERA, che è risultata positiva in tutti gli scenari analizzati (al 2030 e 2050).

Figura 1.10 Progetto Tyrrhenian Link

2. Scenari per il sistema energetico Sardo al 2030 e al 2050 nel percorso di decarbonizzazione.

Viene qui presentato e analizzato il sistema energetico sardo in uno scenario coerente con il PNIEC e collocabile al 2030 e successivamente al 2050. Il fine è valutare la stabilità del sistema energetico a fronte del phase-out della generazione a carbone, considerando inoltre la possibilità di ripartenza della filiera di produzione dell'alluminio. Il capitolo dapprima presenta la struttura del sistema energetico analizzato, riporta sinteticamente le assunzioni ed i principali dati di input, e infine mostra i principali risultati delle simulazioni. Le simulazioni sono state ottenute da uno strumento modellistico che riporta caratteristiche sviluppate su misura per l'analisi del sistema energetico dell'isola e delle sue possibili interazioni con il continente.
In questo capitolo viene presentata un'analisi quantitativa del sistema energetico sardo in uno scenario di progressiva decarbonizzazione. Vengono analizzati in particolare due momenti temporali differenti con due obiettivi diversi.
Nel primo caso, viene proposto una serie di scenari al 2030, traguardando gli obiettivi definiti dal PNIEC, con il fine di analizzare la stabilità del sistema energetico a fronte di una sostituzione della generazione a carbone per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggio e idrogeno. A seguire, viene proposto un contesto di completa decarbonizzazione, dell'isola e del continente, collocabile nell'anno 2050, con il fine di individuare la composizione del mix energetico ottimale.

2.1 Sistema energetico di riferimento al 2030

Il consumo elettrico annuale al 2030 viene calcolato escludendo veicoli elettrici, pompe di calore e condizionamento secondo quanto riportato dal politecnico di Milano.
Vengono analizzate quattro differenti configurazioni del sistema energetico della regione, che considerano rispettivamente la sostituzione della generazione a carbone per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggio o per mezzo di idrogeno e la presenza o meno di una domanda di energia per la produzione di alluminio. Esse si identificano nelle seguenti strutture:

- **Configurazione A**, senza riattivazione della produzione di alluminio e con l' installazione di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio per una potenza di carica/scarica pari a 550 MW e una capacità di accumulo di 10 ore equivalenti.
- **Configurazione B**, senza riattivazione della produzione di alluminio e con l' installazione di impianti di generazione a idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione, per mezzo di celle a combustibile o turbine) per una capacità di 550 MW in generazione elettrica, e una capacità di accumulo di idrogeno di 24 ore equivalenti.
- **Configurazione C**, con riattivazione della produzione di alluminio, con il supporto sia di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio, sia di impianti di generazione a idrogeno; i primi, con una potenza installata di 550 MW e una capacità di accumulo pari a 10 ore equivalenti; i secondi con una potenza installata di 500 MW e una capacità di accumulo pari a 4 settimane equivalenti.
- **Configurazione D**, con riattivazione della produzione di alluminio e con l' installazione di impianti di generazione a idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione, per mezzo di celle a combustibile o turbine) per una capacità di 550 MW in generazione elettrica, e una capacità di accumulo di idrogeno di lungo termine, equivalente a 18 settimane.

I grafici che seguono mostrano la generazione e l'utilizzo di energia, nonché lo scambio energetico con altre zone di mercato (export di energia) da parte della regione Sardegna nelle differenti configurazioni presentate in precedenza. Di seguito vengono riportati i risultati mettendo in evidenza la possibilità o meno del riavvio della produzione di alluminio.

Senza riavvio della produzione di Alluminio

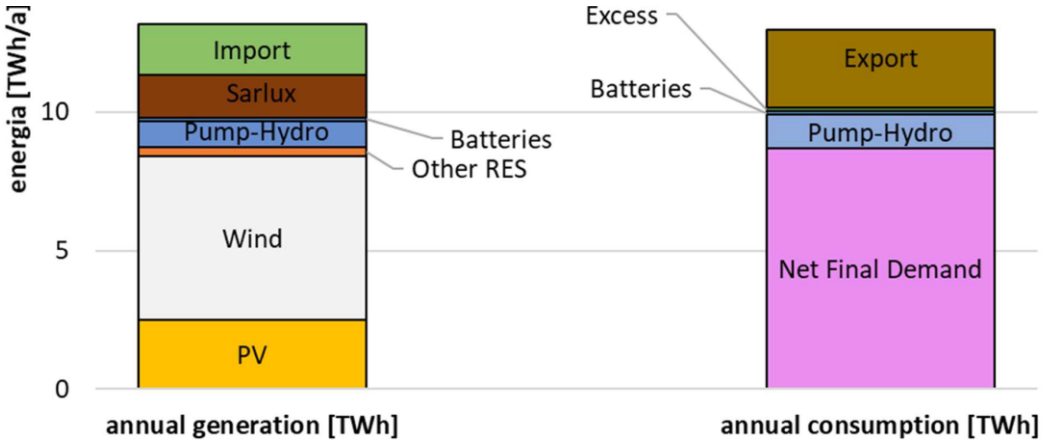


Figura 2.1 Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete da nuovi impianti di accumulo idroelettrico di pompaggio, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (configurazione A) [Fonte: Una valutazione socioeconomica dello scenario rinnovabili per la Sardegna]

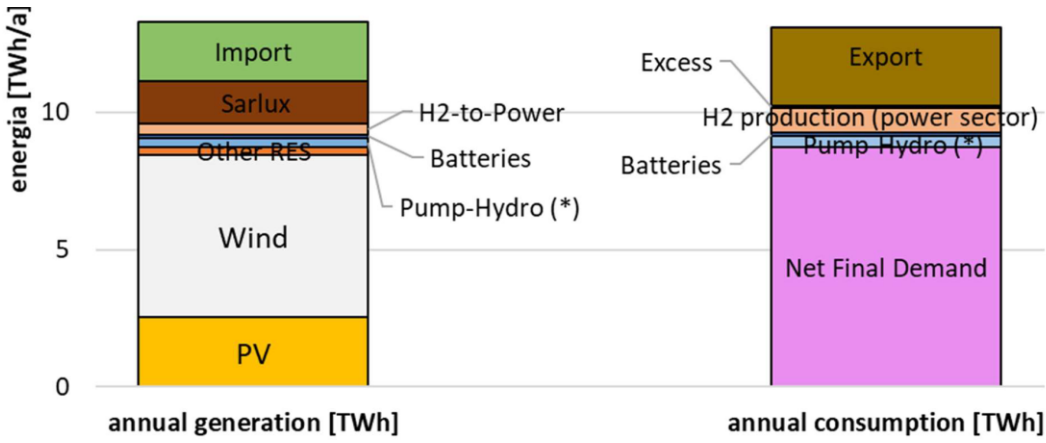


Figura 2.2 Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla filiera dell' idrogeno, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (configurazione B); (*) il contributo relativo all'accumulo di pompaggio fa riferimento al solo impianto esistente [Fonte: Una valutazione socioeconomica dello scenario rinnovabili per la Sardegna]

In tutti gli scenari il contributo di eolico e fotovoltaico si mantiene costante (essendo definito come dato in input), generando rispettivamente 5,9 e 2,6 TWh di energia elettrica annui. In egual modo non varia la quota di domanda elettrica convenzionale (8,7 TWh). Di interesse risulta invece l'analisi del comportamento della parte di generazione elettrica adibita alla stabilità della rete e delle interazioni che avvengono fra il sistema energetico sardo con il continente. Nella configurazione B il contributo dell'idroelettrico da pompaggio è limitato al solo impianto esistente (0,3 TWh), mentre

la filiera dell'idrogeno dedicato alla generazione elettrica riesce a garantire al sistema quasi 0,4 TWh, a fronte invece dei circa 0,7 TWh elettrici provenienti dai soli nuovi impianti di pompaggio. La differenza viene colmata ricorrendo ad un maggiore import elettrico attraverso le interconnessioni con il continente, raggiungendo i 2,2 TWh nel secondo caso (circa il 16,4% dell'elettricità complessivamente fornita). Dall'analisi delle curve di durata dei vari impianti, emerge, nella configurazione dove è prevista la filiera dell'idrogeno, un utilizzo particolarmente limitato nel tempo di elettrolizzatori e impianti di generazione a idrogeno. Entrambe le tecnologie, infatti, vengono utilizzate alla potenza nominale per circa 600 ore e sono inattive nel resto dell'anno (la generazione elettrica da idrogeno raggiunge circa 700 ore equivalenti di utilizzazione). Considerazioni simili caratterizzano i nuovi impianti di pompaggio previsti in sostituzione delle centrali a carbone (configurazione A), con un utilizzo della tecnologia alla potenza nominale per un periodo di tempo di quasi 500 ore, salvo poi seguire un utilizzo a potenze decrescenti più graduale (circa 1200 ore equivalenti). In entrambe le configurazioni sembra confermata quindi la funzione limitata al solo supporto della rete. Infine, il contributo di energia elettrica esportata verso la penisola si mantiene invece pressoché inalterata, pari a circa 2,8 TWh in entrambe le configurazioni.

Riavvio Produzione di Alluminio

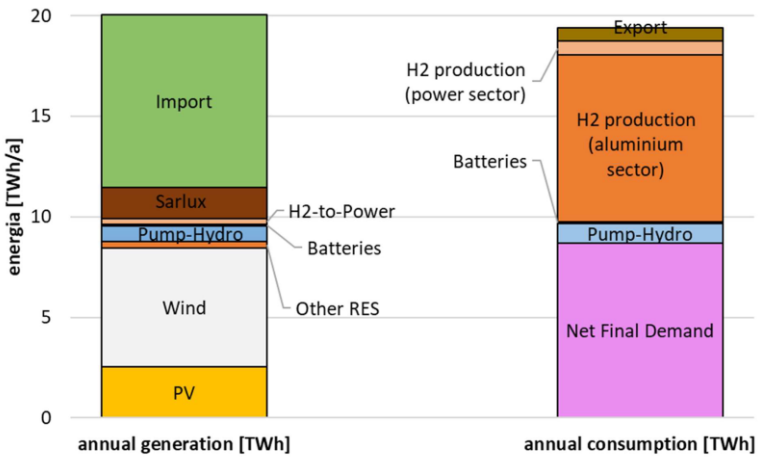


Figura 2.3 Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete sia dalla filiera dell'idrogeno che da nuovi impianti di pompaggio, prevedendo i consumi energetici nel

settore della produzione di alluminio (configurazione C) [Fonte: Una valutazione socioeconomica dello scenario innovabili per la Sardegna]

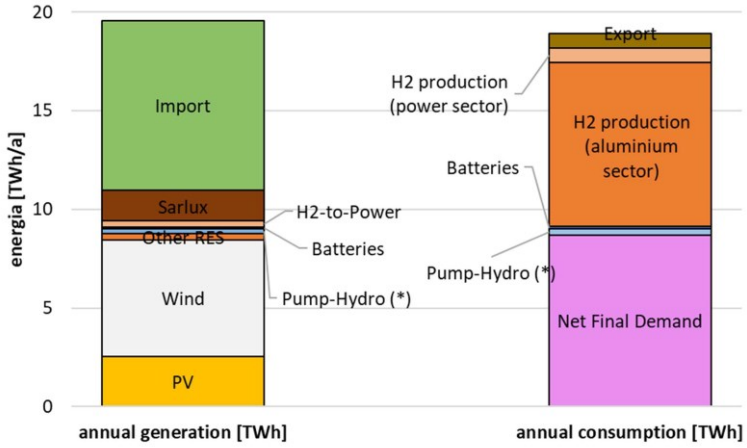


Figura 2.4 valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla sola filiera dell'idrogeno, prevedendo i consumi energetici nel settore della produzione di alluminio (configurazione D); (*) il contributo relativo all'accumulo di pompaggio fa riferimento al solo impianto esistente [Fonte: Una valutazione socioeconomica dello scenario rinnovabili per la Sardegna]

Anche in queste due ultime configurazioni si osserva il medesimo comportamento di stabilità alla rete fornito dai nuovi impianti di pompaggio o di generazione a idrogeno, con un ricorso limitato a circa 600 ore di funzionamento alla potenza nominale per i primi e di quasi 400 ore i secondi. In questo secondo caso si raggiungono però valori più bassi di utilizzazione, circa 600 ore equivalenti, a causa della presenza di maggiori consumi legati all'industria dell'alluminio. Situazione differente riguarda invece la filiera dell'idrogeno dedicata all'industria dell'alluminio. Gli impianti di produzione di allumina e alluminio primario prevedono un profilo di funzionamento pressoché costante. Nelle simulazioni effettuate gli elettrolizzatori dedicati sono stati dimensionati ad una capacità di poco superiore a quella necessaria per poter fornire l'idrogeno richiesto. Questo comporta un utilizzo pressoché ai massimi livelli degli elettrolizzatori e un limitato ricorso all'accumulo. Capacità installate maggiori degli elettrolizzatori ridurrebbero possibili criticità alla sicurezza del funzionamento continuo dell'industria dell'alluminio. Potrebbero inoltre beneficiare maggiormente degli eccessi elettrici durante i picchi di generazione da parte delle fonti rinnovabili non programmabili, con una maggiore incidenza di energia rinnovabile nel mix elettrico utilizzato. Infine, la presenza di consumi energetici aggiuntivi attribuibili all'industria della produzione di alluminio modificano anche le esportazioni di energia elettrica che dall'isola vengono

destinate alle altre zone di mercato, con una sensibile riduzione di più di 2 TWh rispetto alle precedenti configurazioni.

2.2 Sistema Energetico di riferimento al 2050

Le principali differenze rispetto agli scenari al 2030, presentato nel paragrafo precedente, riguardano sia la struttura del sistema energetico riprodotto, sia la composizione delle domande finali e delle tecnologie di generazione dei vari vettori energetici. Nello scenario di completa decarbonizzazione, il sistema energetico è modellizzato esclusivamente per la Sardegna e per gli scambi con il resto d'Italia. La struttura, presentata in Figura 2.5, si concentra attorno a due vettori energetici principali: energia elettrica ed idrogeno. Il primo viene destinato ad usi convenzionali, per il riscaldamento degli edifici, per la cottura, per la mobilità e per la produzione di calore a bassa temperatura. L'idrogeno invece è utilizzato per usi industriali ad alta temperatura, per i trasporti non elettrificabili e per la generazione elettrica.

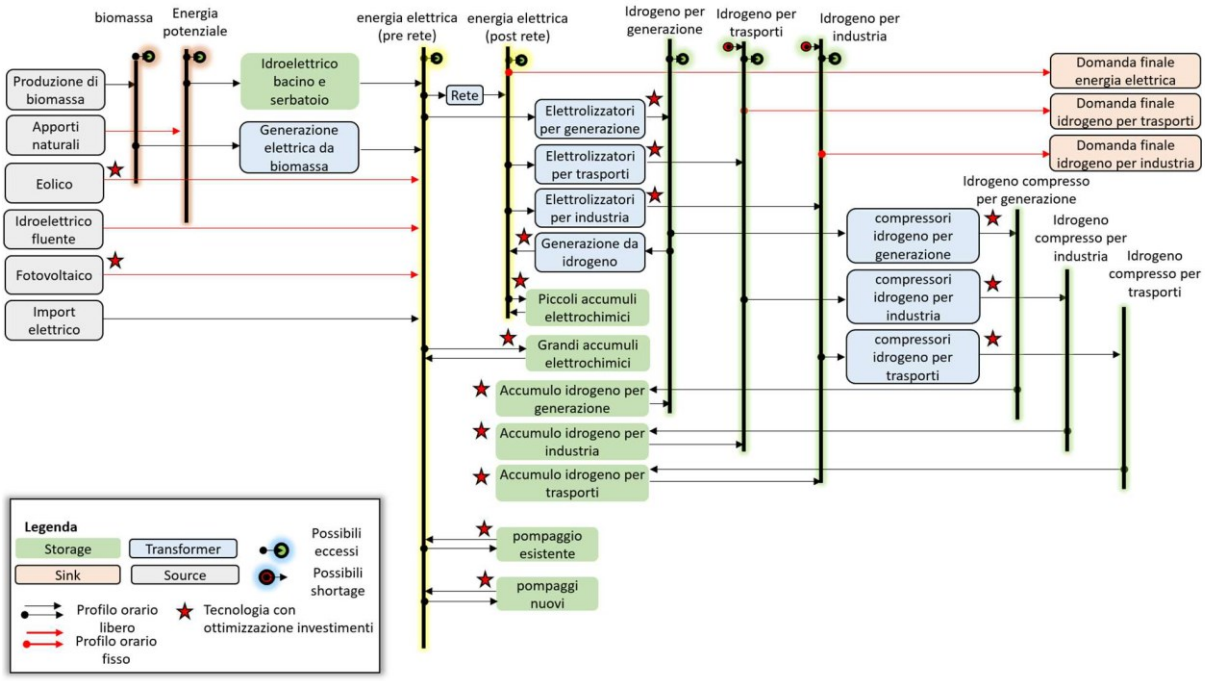


Figura 2.5 Sistema energetico di riferimento considerato dallo strumento di modellizzazione nello scenario di completa decarbonizzazione; le tecnologie indicate con una stella sono oggetto del processo di ottimizzazione degli investimenti (e dei costi operativi fissi).

L'elettricità è prodotta innanzitutto esclusivamente attraverso l'utilizzo diretto di fonti rinnovabili (FER). In particolare, per l'idroelettrico fluente, l'idroelettrico con sbarramento e la generazione da biomassa vengono mantenute le capacità attuali; per Eolico e fotovoltaico (FV) è considerata invece la possibilità di alcuni investimenti addizionali.
Fra gli impianti di accumulo sono rappresentati sia i sistemi elettrochimici (distribuiti o su rete), sia gli impianti di pompaggio. Anche questi ultimi con possibilità di investimento addizionale ottimizzato. Ulteriore contributo alla generazione elettrica può essere poi fornito attraverso il ricorso all'idrogeno, grazie alla filiera composta da elettrolizzatori, accumuli, celle a combustibile o cicli combinati. È inserita la possibilità di interconnessione elettrica con il continente, sono rappresentati con un maggiore dettaglio i principali sistemi di accumulo e sono distinti gli accumuli elettrochimici di piccola e grande taglia.
Nel calcolo della domanda annuale di energia elettrica, sono stati sommati al carico convenzionale dell'anno 2020 i contributi di energia elettrica addizionale destinata al riscaldamento, alla cottura, alla mobilità elettrica e alla produzione di calore industriale a bassa temperatura.

Vettore energetico	Domanda finale [TWh/a]
Energia elettrica	11,49
di cui:	
domanda convenzionale	*8,71*
riscaldamento	*0,27*
uso cucina	*0,27*
veicoli elettrici	*2,10*
calore industriale a bassa temperatura	*0,15*
Idrogeno per uso industriale	3,93
Idrogeno per trasporti	3,5

Figura 2.6 Domande finali annuali di energia nello scenario di completa decarbonizzazione al 2050

Nell'analisi del fabbisogno di energia termica per gli edifici sono stati ricavati i consumi elettrici degli impianti di riscaldamento attraverso la definizione di un coefficiente di prestazione variabile rispetto alla temperatura esterna e ponderato rispetto alla distribuzione della popolazione all'interno della regione.
Per l'uso cucina i consumi annuali sono stati stimati sfruttando il profilo annuale dei consumi per cottura ricavato da un modello stocastico per l'Italia, successivamente

riproporzionato sulla popolazione dell'isola, secondo le stime di evoluzione demografica. Per i veicoli leggeri è stata considerata la profilazione di ricarica oraria intelligente. La stima del fabbisogno di km-passeggeri corrisposto da veicoli elettrici è stata costruita sulla base di analisi interne precedenti in cui sono stati ottimizzati gli investimenti sul lungo termine per l'intero sistema energetico nazionale. Per la domanda di calore dell'industria sono stati utilizzati i consumi di gas stimati da Snam nel progetto di metanizzazione, assumendo, sulla base di analisi precedenti, di poter elettrificare una quota di calore pari a circa il 9% dei consumi petroliferi dell'industria e convertendo la rimanente parte in idrogeno verde.
La stima della domanda di idrogeno per i trasporti è stata ricavata partendo dai consumi petroliferi definiti nel bilancio regionale del 2013, tenendo conto della quota di domanda già attribuita alla mobilità elettrica.
Per la domanda di idrogeno nei trasporti e nell'industria, e per la domanda industriale di energia elettrica, sono stati assunti dei profili costanti. Tale semplificazione viene motivata dalla condizione di operatività continua che interessa tipicamente le industrie in questione, e permessa anche dalla presenza di accumuli dedicati per la produzione di idrogeno dalle grandi capacità.

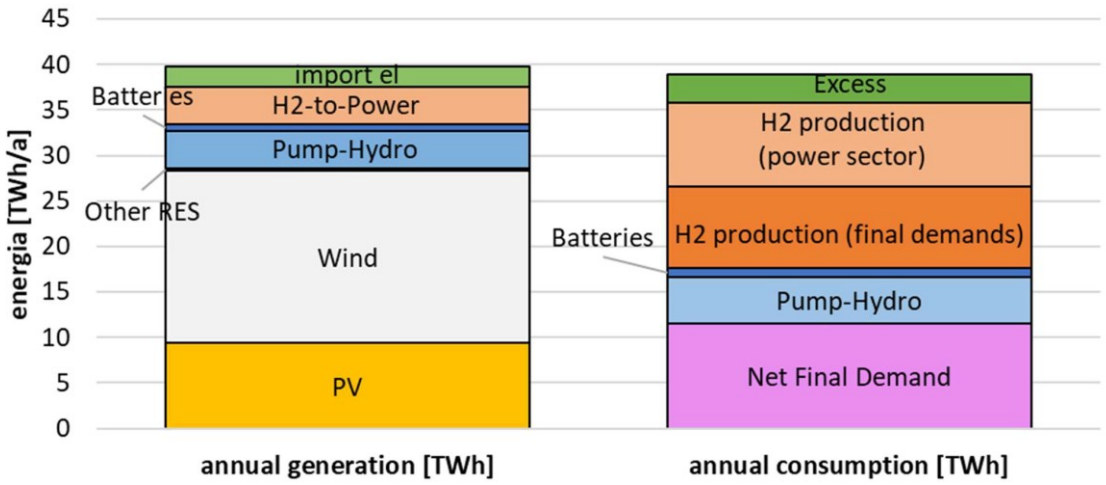


Figura 2.7 Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte per l'anno 2050

Nella generazione, si evidenzia un contributo maggioritario coperto da eolico: con un installato di 9,9 GW che provvede a fornire 18,9 TWh di energia, ovvero circa il 47% della produzione annuale. Nonostante risulti essere caratterizzato da minori costi di investimento rispetto alla tecnologia eolica, il fotovoltaico ricopre un ruolo meno

importante, per via della disponibilità più limitata e concentrata nel tempo, con un installato di circa 7 GW e una produzione di 9,4 TWh, circa il 24% della generazione annuale. Emerge un contributo importante da parte degli impianti di pompaggio, che forniscono quasi l'11% dell'energia elettrica totale e infine della generazione ad idrogeno, con circa il 10% della generazione complessiva (4,1 TWh). Gli accumuli elettrochimici vengono sfruttati nei soli periodi in cui gli impianti di pompaggio non sono in grado di garantire il vincolo di generazione stabile imposto (0,7 TWh).
La soluzione di import elettrico dal continente viene utilizzata quando disponibile, essendo tuttavia fortemente limitata alle sole ore centrali della giornata, contribuendo con circa 2,2 TWh sul bilancio annuale. Va notata inoltre la presenza di circa 3,1 TWh di eccessi elettrici, distribuiti su circa 1270 ore, per lo più concentrate nei periodi centrali delle giornate di primavera. Questi eccessi, presentano per 154 ore valori di potenza superiori ai 5000 MW, con circa il 33% dell'energia elettrica in eccedenza (circa 1 TWh). Per gli eccessi rimanenti è possibile pensare ad una possibilità di scambio con il continente. In tabelle 2.1 e nelle figure 2.8 e 2.9 vengono riportate le informazioni sulle capacità installate al termine del processo di ottimizzazione, in cui sono considerati sia i costi operativi che quelli di investimento.
Nel complesso risulta una forte necessità di accumulo di elettricità che determina l' installazione di tutto il potenziale per le soluzioni di accumulo economicamente più vantaggiose, ossia gli impianti di pompaggio e l'accumulo di idrogeno destinato alla generazione. Nuove installazioni di accumuli elettrochimici di grande taglia non vengono prese in considerazione per via dei maggiori costi di investimento e di manutenzione. Anche per i sistemi di accumulo di idrogeno destinato ad industria e trasporti, si osserva l'installazione dei massimi potenziali ipotizzati, presumibilmente per massimizzare i benefici della stagionalità legata alle fonti rinnovabili. Inoltre, risulta non strettamente necessaria un collegamento con il continente se non per avere una contingenza in alcuni periodi dell'anno. Nelle analisi di sensibilità, sempre svolte attraverso lo stesso strumento modellistico, si è osservato che, all'aumentare del prezzo dell'energia importata, corrisponde un aumento della capacità installata delle FRNP (fonte rinnovabile non programmabile), soprattutto per quanto riguarda il fotovoltaico, con conseguente maggiore necessità di garantire stabilità attraverso soluzioni come impianti di pompaggio o generazione da idrogeno.

Tecnologia	Capacità al 2030 [MWe]	Potenziale installabile [MWe]	Capacità aggiuntiva installata (2030-2050) [MWe]	% nuovo installato sul totale installabile
Fotovoltaico (utility scale)	1'441	50'800	1'455	2,9%
Fotovoltaico (small scale) (a)	352	4'100	3'748	100%
Eolico	2'135	46'800	7'765	17,4%
Elettrolizzatori (generazione)	0	26'667	3'426	12,8%
Elettrolizzatori (industria)	0	26'667	2'203	8,3%
Elettrolizzatori (trasporti)	0	26'667	1'707	6,4%
Celle a combustibile	0	20'000	1'758	8,8%
Tecnologia di accumulo	**Capacità al 2030 [MWh]**	**Potenziale installabile [MWh]**	**Capacità aggiuntiva installata (2030-2050) [MWh]**	**% nuovo installato sul totale installabile**
Impianti di pompaggio	1'920	15'330	13'410	100,0%
Nuovo pompaggio	10'000	20'750	10'750	100,0%
Accumulo elettrochimico (utility scale)	1'153	2'480	0	0%
Accumulo elettrochimico (small scale)	2'187	2'480	0 (a)	0 (a)
Accumulo idrogeno (generazione)	0	50'000	50'000	100,0%
Accumulo idrogeno (industria)	0	10'000	10'000	100,0%
Accumulo idrogeno (trasporti)	0	10'000	10'000	100,0%
Compressori idrogeno (generazione) (b)	0	50'000	2'044	4,1%
Compressori idrogeno (industria) (b)	0	10'000	1'226	12,3%
Compressori idrogeno (trasporti) (b)	0	10'000	932	9,3%

(a) Per completezza vengono riportati in tabella anche i valori di capacità installata per impianti fotovoltaici di piccola taglia ed i rispettivi accumuli elettrochimici; per queste tecnologie l'investimento non è stato considerato; non viene definito quindi un potenziale installabile;
(b) per i compressori dell'idrogeno nei rispettivi accumuli per uso industriale, trasporti e generazione elettrica i valori fanno riferimento alla potenza del vettore in uscita alla compressione [MW];

Tabella 2.1 Capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di generazione elettrica, di sintesi di idrogeno e per le tecnologie di accumulo per l'anno 2050

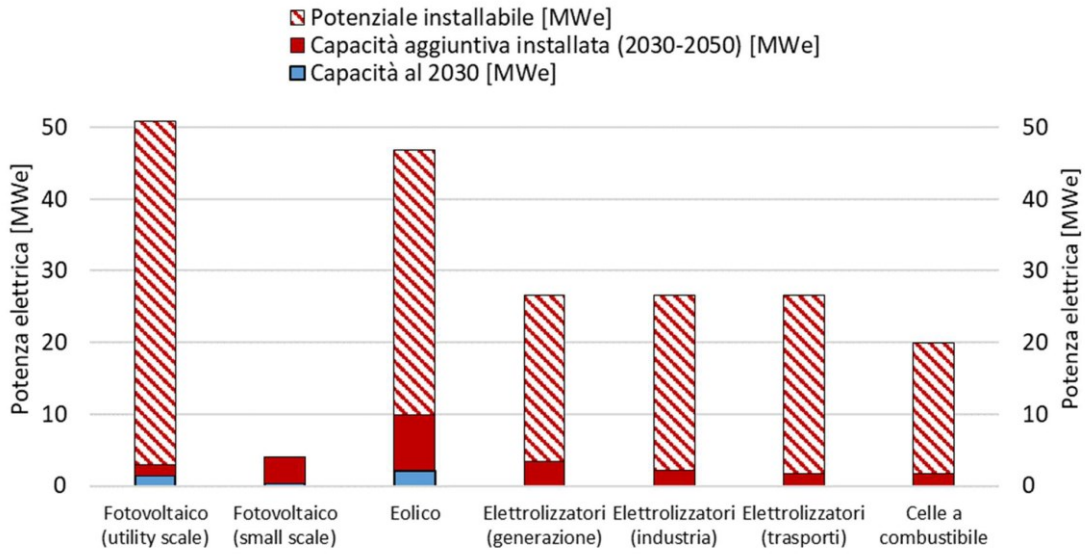


Figura 2.8 Capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di generazione elettrica, di sintesi di idrogeno per l'anno 2050

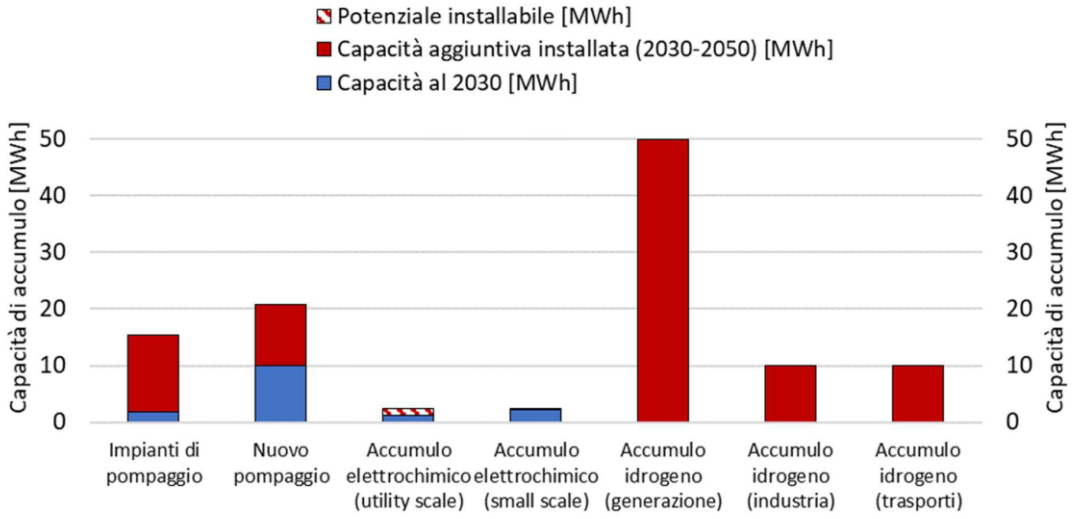


Figura 2.9 Capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di accumulo per l'anno 2050

2.3 Costi di investimento per le nuove fonti energetiche

Dallo studio dell'università di Padova si riporta un quadro dei costi e dei benefici legati allo sviluppo degli scenari green presentati nei paragrafi 2.1 e 2.2 per il 2030 e il 2050. Investire in fonti rinnovabili risulta molto più sicuro dal punto di vista del costo del combustibile". Questo è giustificato dal fatto che in futuro i costi dei combustibili fossili sono destinati ad aumentare nei prossimi decenni per problemi legati alla limitatezza degli stock e ai crescenti costi ambientali (esternalità negative) ad essi associati,

viceversa i costi di produzione per la produzione green sono destinate a diminuire. Ciò renderà sempre minore il vantaggio competitivo in termini di costi delle fonti fossili rispetto a quelle rinnovabili. Inoltre, la sostituzione dei combustibili fossili con l'impiego di fonti energetiche green rappresenta una delle strategie fondamentali nella lotta ai cambiamenti climatici, per cui la vera questione non è tanto se la transizione avrà luogo, visto che lo stock di combustibili fossili è una risorsa non rinnovabile e esauribile, quanto piuttosto individuare le tempistiche entro le quali essa potrà/dovrà realizzarsi.

In tabella 2.2 si riportano i costi di investimento (CAPEX) e operativi (OPEX) presenti e futuri (2030 e 2050) per le tecnologie necessarie per attuare gli scenari green presentati. Questi sono stati calcolati dallo studio dell'Università di Padova in collaborazione con il Politecnico partendo da una review di letteratura.

Tecnologia	CAPEX [€/MW]			OPEX [€/MW/anno]		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Fotovoltaico (small-scale)	1.100.000	704.000	462.000	33.000	26.730	18.480
Fotovoltaico (utility-scale)	700.000	469.000	294.000	9.500	6.745	4.180
Eolico	1.065.672	927.135	831.225	22.246	19.354	17.352
Idroelettrico (a)	2.543.000	2.406.000	2.179.000	55.000	55.000	55.000
Bioenergie (b)	2.134.000	2.089.000	1.916.000	111.197	111.197	111.197
Elettrolizzatori - Generazione	833.000	502.933	233.000	55.386	34.987	13.980
Elettrolizzatori - Trasporti	1.800.000	593.200	278.804	90.000	13.853	8.364
Elettrolizzatori - Industria	1.800.000	593.200	278.804	90.000	13.853	8.364
Celle a combustibile (c)	3.000.000	2.000.000	1.200.000	27.227	27.227	27.227
Impianti CHP a idrogeno (d)	908.000	908.000	908.000	11.378	11.378	11.378
Impianti turbogas a gas naturale (e)	454.000	454.000	608.000	11.378	11.378	11.378
Impianti CHP a gas naturale (e)	908.000	908.000	908.000	11.378	11.378	11.378

Tabella 2.22 Costi di investimento (CAPEX) e operativi (OPEX) per le nuove tecnologie di generazione elettrica e di sintesi di Idrogeno

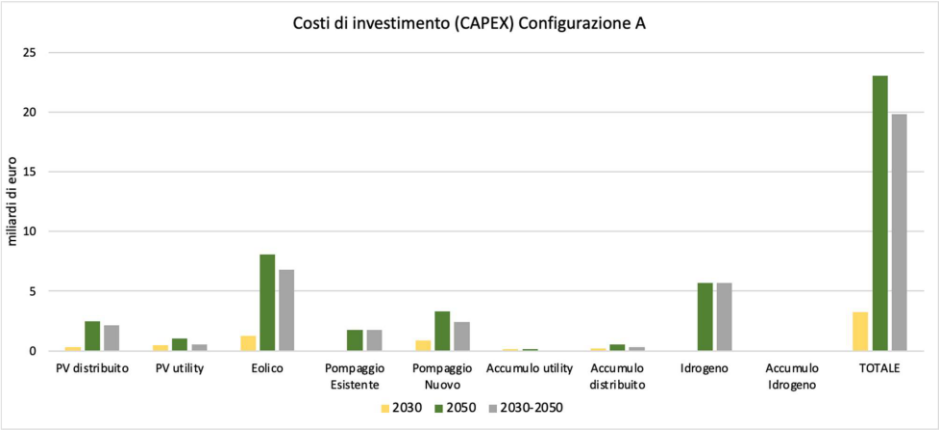
Tecnologia	CAPEX [€/MWh]			OPEX [€/MWh/anno]		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Accumulo elettrochimico (small-scale)	495.857	277.680	114.047	1.680	1.058	302
Accumulo elettrochimico (utility-scale)	243.726	121.863	63.369	5.236	3.037	1.100
Impianti di pompaggio - 8h equivalenti	130.000	130.000	130.000	40	40	40
Impianti di pompaggio - 10h equivalenti	160.000	160.000	160.000	40	40	40
Accumulo idrogeno per generazione elettrica (200 bar)	1.049	792	634	48	37	30
Accumulo idrogeno per trasporti (700 bar)	1.874	1.452	1.162	87	66	53
Accumulo idrogeno per industria (200 bar)	1.049	792	634	48	37	30

Tabella 2.33 Costi di investimento (CAPEX) e operativi (OPEX) per le nuove tecnologie di accumulo

Con i valori indicati nelle tabelle precedenti, è stato quindi calcolato il costo di investimento (CAPEX) per le diverse fonti tecnologiche per i quattro scenari al 2030 e al 2050. I risultati vengono riportati in tabella 2.4 e illustrati nelle figure 2.10, 2.11, 2.12, 2.13.

Costi di investimento (miliardi di euro)	2021-2030			
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D
PV (distribuito)	0,32	0,32	0,32	0,32
PV (utility)	0,49	0,49	0,49	0,49
Wind onshore	1,25	1,25	1,25	1,25
Pompaggio esistente	0	0	0	0
Pompaggio nuovo	0,88	0	0,88	0
Accumulo (utility)	0,13	0,13	0,13	0,13
Accumulo (distribuito)	0,2	0,2	0,2	0,2
Idrogeno	0	1,62	5,48	5,24
Accumulo idrogeno	0	0	0,32	0,41
Totale	3,27	4,01	9,07	8,04
Costi di investimento (miliardi di euro)	2030-2050			
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D
PV (distribuito)	1,47	1,47	1,47	1,47
PV (utility)	1,23	1,23	1,23	1,23
Wind onshore	6,81	6,81	6,81	6,81
Pompaggio esistente	1,74	1,74	1,74	1,74
Pompaggio nuovo	2,44	3,32	2,44	3,32
Accumulo (utility)	0,04	0,04	0,04	0,04
Accumulo (distribuito)	0,32	0,32	0,32	0,32
Idrogeno	5,69	4,68	4,72	6,65
Accumulo idrogeno	0,05	0,05	0,06	0,06
Totale	19,79	19,66	18,83	19,64

Tabella 2.4 Costi d'investimento per le 4 configurazione al 2030 e 2050



2.10 Costi di investimento configurazione A

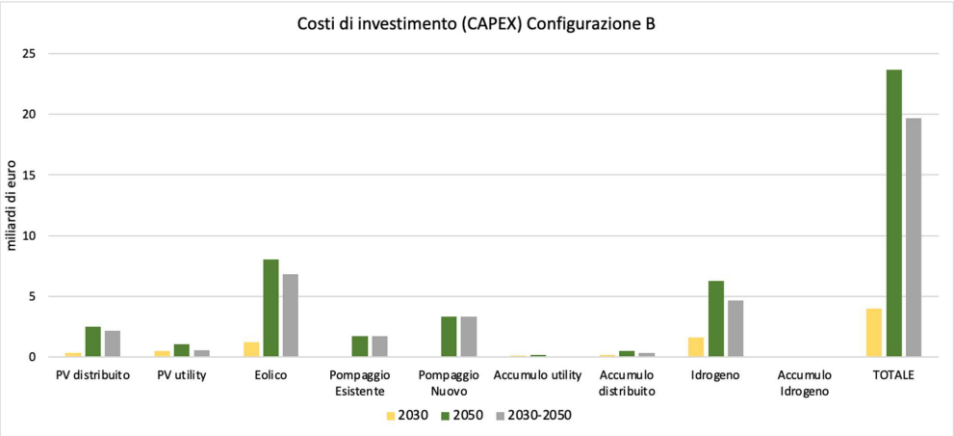


Figura 2.11 Costi di investimento configurazione B

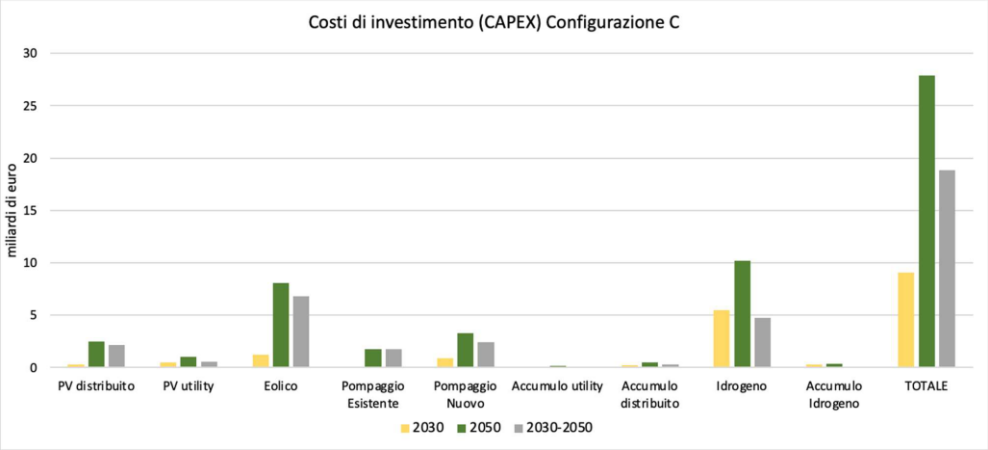


Figura 2.12 Costi di investimento configurazione C

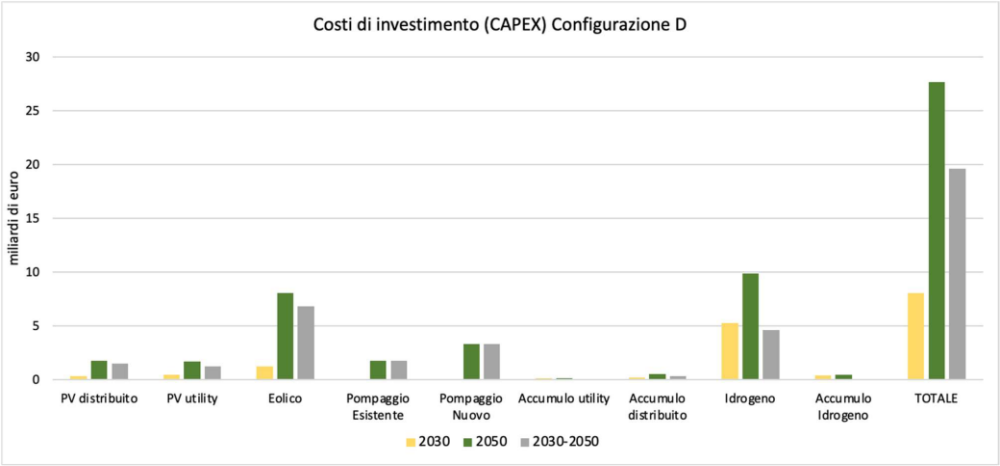


Figura 2.13 Costi di investimento configurazione D

CONSIDERAZIONI

A valle di quanto appena riportato risulta, soprattutto nel lungo periodo (2050) una forte necessità di integrare il sistema già esistente con la produzione e conseguentemente con l'accumulo e la distribuzione di Idrogeno. È di fondamentale importanza avere ben chiaro come la tendenza di sviluppo tecnologico di questo vettore energetico, legato fortemente all'interesse da parte dei maggiori players e degli enti regolatori, evolverà in questo arco di tempo. Nel capitolo successivo verranno presentate le politiche europee e italiane per capire come questo possa accadere.

3. Idrogeno: policy, tecnologie e sviluppo

L'idrogeno può essere visto sia come un vettore energetico a sé stante sia come una fonte di flessibilità, vista la possibilità di stoccaggio e riutilizzo in un secondo momento. Potrebbe infatti affiancare/sostituire il gas naturale come combustibile energetico di per sé (anche se spesso con perdite di efficienza energetica di produzione, distribuzione o di utilizzazione) a fini di riscaldamento o di trasporto (utilizzando ad esempio le celle a combustibile) e come materia prima per applicazioni industriali (soprattutto nei processi che richiedono elevate temperature ad esempio industria siderurgica, raffinerie, fertilizzanti). L'idrogeno è infatti già un input comune per alcuni processi industriali, ma è attualmente prodotto attraverso una varietà di processi che utilizzano combustibili fossili come materia prima, producendo emissioni di CO_2 di processo. Capire come e quando queste emissioni si potranno ridurre o addirittura azzerare è la vera sfida.
In questo capitolo si andrà a valutare come l'UE e l'Italia siano intervenuta e stiano intervenendo per raggiugere gli obiettivi imposti nel breve e nel lungo periodo per arrivare a ridurre e poi ad azzerare le emissioni di CO_2. Ci si focalizzerà prima sulle scelte generali per arrivare a parlare di come l'idrogeno avrà un ruolo fondamentale nel raggiungimento di questi obiettivi.

3.1 Strategia Europea per l'uso dell'idrogeno

La Commissione Europea ha recentemente presentato la Strategia europea dell'idrogeno, in cui è prevista la diffusione di idrogeno rinnovabile nel lungo periodo (idrogeno verde prodotto attraverso elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili o mediante reforming di biogas se conforme ai requisiti di sostenibilità) e idrogeno low-carbon (anche detto idrogeno blu, ottenuto dal reforming del gas naturale e combinato con CCS, da rifiuti o da altre tecnologie basso emissive) nella fase di transizione. Resta completamente escluso invece l'idrogeno grigio, da combustibili fossili senza CCS e con un impatto rilevante a livello emissivo, che rappresenta attualmente la maggior parte dell'idrogeno prodotto. Risulta opportuno prendere in considerazione tutte le soluzioni che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi dell'UE in materia di energia, ambiente, clima e economia circolare al fine di assicurare un approccio olistico e neutrale sotto il profilo tecnologico e condizioni di parità sul mercato. Tuttavia, le due sfide principali restano i costi ancora elevati di produzione e la domanda piuttosto

bassa. Oggi, l'idrogeno rappresenta infatti una frazione modesta del mix energetico globale e dell'UE ed è ancora in gran parte prodotto da combustibili fossili, in particolare dal gas naturale o dal carbone, con conseguente rilascio di 70-100 milioni di tonnellate di CO2 all'anno nell'UE. Per indirizzare il sostegno alle più pulite tecnologie disponibili, la Commissione si adopererà per introdurre una terminologia e una certificazione completa, per definire le energie rinnovabili e altre forme di idrogeno. La strategia europea definisce una tabella di marcia, suddivisa in tre fasi, lungo cui stabilire una traiettoria di sviluppo graduale per l'idrogeno.

- In una prima fase (2020-2024) l'UE dovrebbe decarbonizzare l'attuale produzione di idrogeno
- Durante la seconda fase (2025-2030) l'idrogeno verde dovrebbe diventare una parte sostanziale del sistema energetico europeo
- Infine, nella terza fase (2030-2050) le tecnologie per l'idrogeno verde dovrebbero essere mature a sufficienza per uno sviluppo su larga scala.

	2020	2030	2050
PENETRAZIONE DELL'IDROGENO	2%	—	14%
CAPACITÀ INSTALLATA DI ELETTROLISI	< 1 GW	40 GW*	500 GW
PRINCIPALI SETTORI PER L'IDROGENO	• Industria chimica • e raffineria	• Industria chimica e raffinerie • Trasporti su strada/rotaia • Blending in rete	• Industria siderurgica • Trasporto marittimo/aereo
INVESTIMENTI PREVISTI	—	320 – 458 mld € **	180 – 470 mld € ***

Figura 3.1

Gli investimenti cumulati nell'idrogeno rinnovabile in Europa potrebbero raggiungere i 180-470 miliardi di euro entro il 2050 mentre quelli per l'idrogeno a basso tenore di carbonio potrebbero raggiungere i 3-18 miliardi di euro.

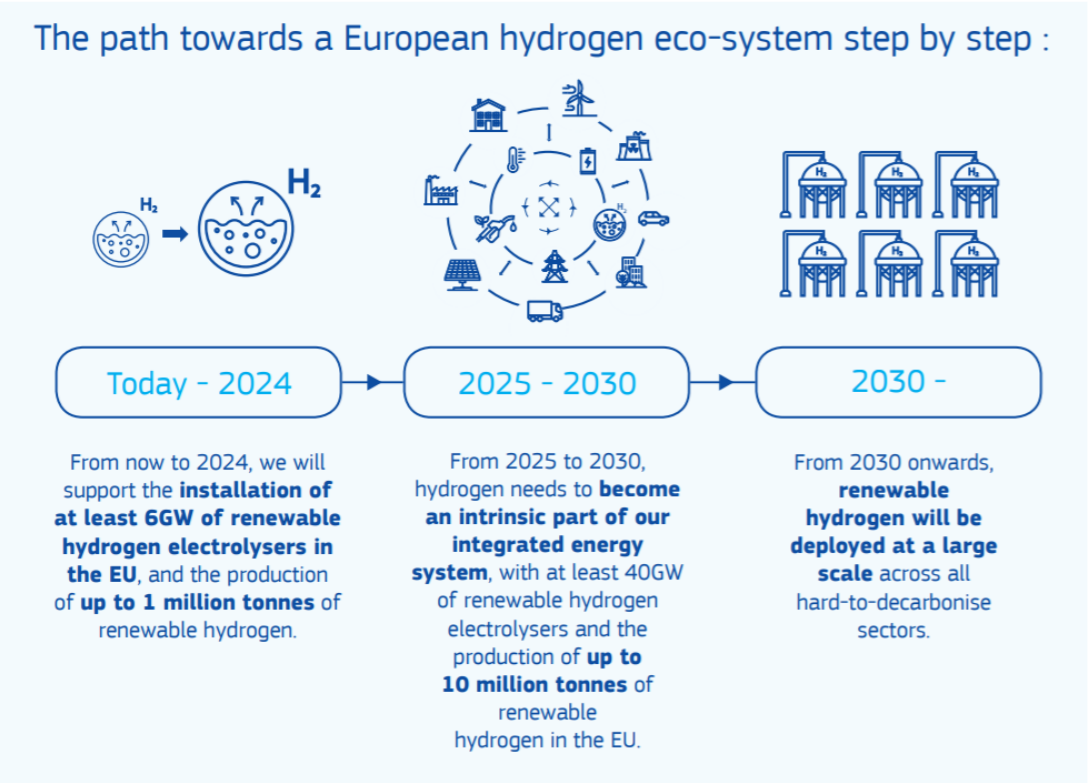


Figura 3.2 Fasi di sviluppo della Strategia Europea dell'Idrogeno (Fonte: commissione Europea)

L'aumento della domanda e dell'offerta di idrogeno richiederà probabilmente varie forme di sostegno:

- Durante una fase di transizione, sarà necessario un adeguato supporto per l'idrogeno a basse emissioni di carbonio (cosiddetto idrogeno blu), questo non dovrebbe però portare ad attività bloccate ovvero al cosiddetto lock-in effect, ma andranno calibrati gli investimenti per evitare il rischio di stranded asset
- Per sviluppare una domanda sufficiente, si prevede la creazione di quote di idrogeno verde in settori specifici dell'industria e dei trasporti (di merce e di persone), oppure una percentuale minima di utilizzo, come già previsto dalla normativa europea per le rinnovabili,
- Sul lato dell'offerta, l'UE intende creare un ecosistema industriale sostenibile, attraverso uno standard comune per promuovere la produzione di idrogeno in

base alle emissioni GHG nell'intero ciclo di vita, la Commissione proporrà una terminologia e dei criteri europei per certificare l'idrogeno verde, sul modello delle "garanzie d'origine" (GOs) già previste dalla Direttiva sulle rinnovabili.

- l'adeguamento del framework legislativo e regolatorio per tenere conto dell'impatto dell'idrogeno
- Sotto il profilo infrastrutturale, l'intenzione dell'UE è quella di concentrare gli strumenti regolatori (TEN-E e TEN-T) e finanziari europei (programma CEF) a sostegno di progetti "a prova di futuro" che facilitino l'integrazione dei gas rinnovabili e contribuiscano efficacemente alla transizione energetica.
- Ulteriori regole uniformi a livello UE dovranno essere definite con riferimento al blending di idrogeno nelle reti gas. La miscelazione, infatti, modifica la qualità del gas che verrà consumato in Europa con impatti sulle infrastrutture di trasporto e distribuzione, sulle applicazioni finali e sull'interoperabilità dei sistemi transfrontalieri.

La strategia europea di lungo termine (Comunicazione della Commissione UE 773-2018) prevede il raggiungimento della Carbon Neutrality al 2050, attraverso:

- un aumento dell'efficienza energetica e della generazione elettrica rinnovabile
- una crescita dell'elettrificazione degli usi finali
- un calo dei consumi di petrolio e carbone
- una contrazione delle importazioni di gas naturale
- un aumento dei consumi di biometano e idrogeno prodotti in UE.

L'Unione Europea ha già intrapreso la modernizzazione e la trasformazione necessarie per giungere a un'economia climaticamente neutra e continuerà a guidare gli sforzi a livello mondiale in questa direzione. I cambiamenti climatici rappresentano però una minaccia globale e l'Europa, da sola, non può fermarli. È quindi indispensabile che cooperi con i paesi partner per consolidare i percorsi di riduzione delle emissioni di gas serra che sono coerenti con l'accordo di Parigi. Il settore dell'idrogeno è esplicitamente menzionato più volte nell'insieme delle comunicazioni della Commissione e, nell'ambito degli attuali piani, esso è destinato a figurare in primo piano in molti dei vari programmi. Sono stati definiti diversi scenari in funzione dell'evoluzione tecnologica

attesa nei prossimi anni e delle scelte strategiche che gli Stati Membri potranno seguire, con l'obiettivo finale di contribuire a mantenere l'aumento della temperatura globale entro i limiti fissati nell'accordo di Parigi del dicembre 2015.

Nella figura xx si vede la suddivisione di fornitura al 2050 nei diversi scenari, per i quali non verranno descritte le ipotesi di assunzione e le caratteristiche di ciascuno, ma la si propone per dare un'idea generale di quali saranno le principali fonti di generazione.

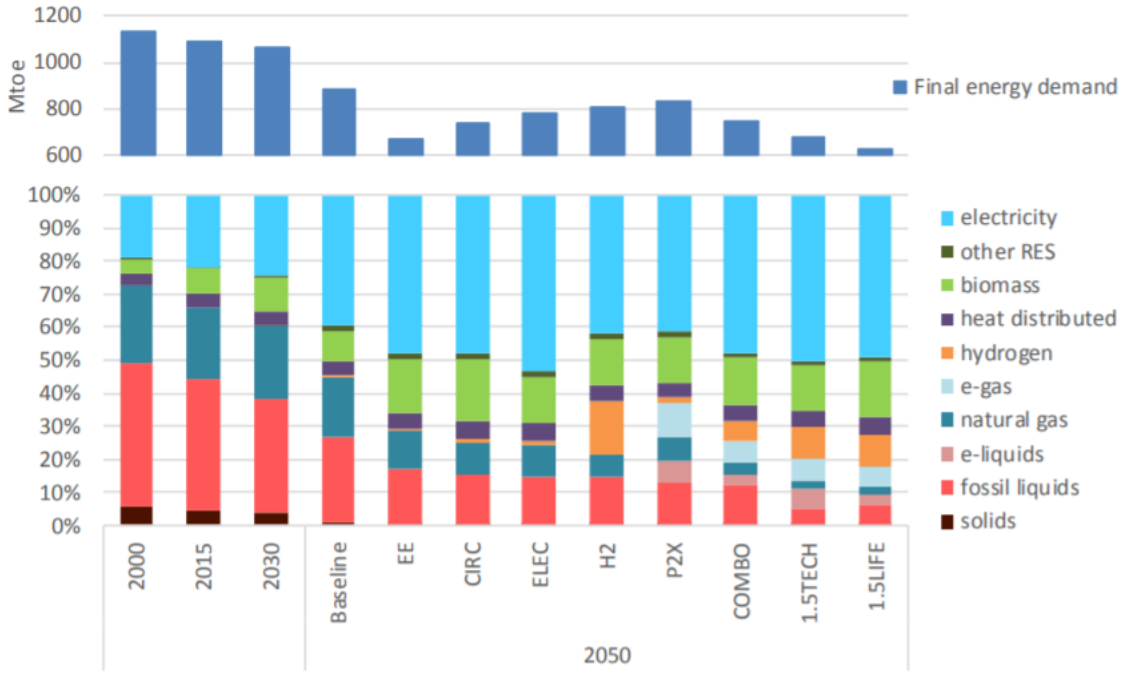


Figura 3.3 Proiezioni dei diversi vettori energetici nei consumi finali

Con particolare riferimento ai combustibili gassosi, la strategia di lungo termine mostra una grande variabilità in relazione ai diversi scenari. Questa incertezza rappresenta sicuramente una sfida per pianificare la transizione energetica e, in particolare, nel pianificare il futuro dell'infrastruttura del gas. Nel lungo termine, le emissioni del gas naturale diventano sempre più incompatibili con gli obiettivi climatici. A seconda del settore, il gas naturale può essere sostituito da forme di gas a emissioni zero (biogas/biometano, e-gas da rinnovabili) o eventualmente da idrogeno (H_2), che può sostituire tout court alcuni usi tradizionali del gas ma necessita lo sviluppo di adeguamenti tecnologici per abilitare le applicazioni industriali.

Il consumo di gas naturale (escluso il consumo non energetico) risulta essere fortemente ridotto entro il 2050 in tutti gli scenari della Commissione Europea, passando dai 345 Mtoe nel 2015 a 273 Mtoe nel 2030 e ancora minore al 2050.
Nella maggior parte dei casi, il gas naturale continuerà ad essere consumato nella generazione dell'energia elettrica (associato alla CCS nei casi di riduzione più forte delle emissioni), mentre una parte residua significativa del consumo di gas naturale si riferirà al fabbisogno non energetico (chimica organica). Alla riduzione del gas naturale nei consumi farà da contraltare un aumento dei green gas, fra cui l'idrogeno.
Nella maggioranza degli scenari energetici tecnologicamente agnostici, l'uso dell'idrogeno si sviluppa nel settore industriale hard to abate (prevalentemente acciaio, cemento, vetro, carta e alluminio per le elevate temperature richieste o ammoniaca, fertilizzanti, raffinazione e plastica per l'impego come materia prima), nei trasporti (prevalentemente mezzi pesanti a lungo raggio per i quali l'opzione dell'elettrificazione è meno efficace, ma potenzialmente anche bus, veicoli commerciali leggeri, treni, mezzi di movimentazione merci e auto di media/grande taglia1) e, in modo minore, nel settore elettrico (considerando le opportunità connesse allo stoccaggio giornaliero e/o stagionale offerte dal vettore) e nel comparto residenziale e terziario.

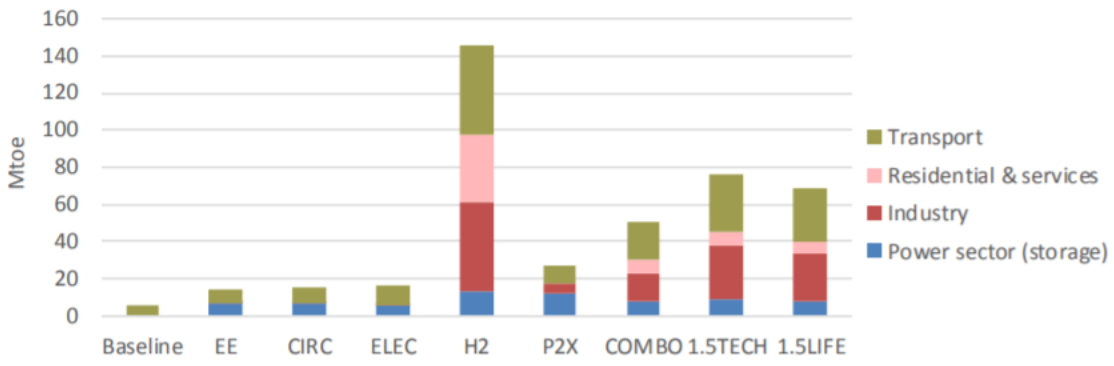


Figura 3.4 Prospettive sul consumo di idrogeno per settore (Fonte: EU Long Term Strategy)

3.2 Policy Italiana

3.2.1 Analisi delle opportunità dell'idrogeno in Italia

L'idrogeno svolgerà un ruolo fondamentale sia in forma pura attraverso un utilizzo sia diretto nei comparti industriali della chimica e della raffinazione come materia prima o nell'industria ad alta intensità energetica che richiede il riscaldamento ad altissime temperature (anche oltre 1000 °C) e/o agente riducente in acciaierie e come combustibile nella mobilità (in primis pesante a lungo raggio), sia indiretto, specialmente in una seconda fase in cui risulterà più abbondante ed a buon mercato, per la produzione di energia elettrica e termica attraverso l'iniezione dell'idrogeno nella rete gas miscelato con il gas naturale o puro (100% H_2) che trasformato nei combustibili liquidi a basse o nulle emissioni di carbonio (Low Carbon liquid fuels). I combustibili possono essere di vari tipi: idrogeno puro, biofuels idrogenati o fuels sintetici prodotti a partire da esso. L'idrogeno è potenzialmente sfruttabile anche come mezzo di accumulo ad alta densità energetica e potrà svolgere anche un ruolo nell'integrazione delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici: adatto per stoccaggi di grandi dimensioni (possono essere immagazzinate migliaia di tonnellate di idrogeno per una capacità di accumulo di centinaia di GWh) e per lunghi periodi (fino agli accumuli stagionali), è una soluzione che permette di collegare tra loro le reti energetiche (sector coupling) e di trasferire l'eccesso di produzione da energie rinnovabili ad altri settori. Ad oggi il consumo di idrogeno in Italia è quasi interamente limitato agli usi industriali nella raffinazione e nella chimica (ammoniaca) ed è prevalentemente di tipo grigio, si potrebbe partire quindi proprio da tali usi per sostituire l'idrogeno grigio con idrogeno sostenibile. La produzione avviene tipicamente in loco in grandi impianti di steam reforming del gas naturale e alimenta direttamente i processi chimici. L'attuale consumo finale di idrogeno in Italia è pari a circa 16 TWh, pari all'1% dei consumi finali di energia a livello nazionale (1.436 TWh) e corrispondente a circa 480,000 t/anno, di cui circa 8,500 t/anno risultano commercializzati in bombole e in apposite tubature.

3.2.2 Le attuali politiche italiane nel campo dell'idrogeno

Nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima viene preso in considerazione l'idrogeno, in particolare quello prodotto utilizzando energia elettrica da fonti

rinnovabili, evidenziando come sia ottenibile da tecnologie attualmente disponibili sul mercato e permetta lo sviluppo di soluzioni di accumulo innovative quali il power to gas. Inoltre, l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso viene considerata una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e sfruttare l'infrastruttura del gas naturale. In particolare, viene previsto che si potrà ottenere un incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento e quindi della sicurezza energetica, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture gas esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l'incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e idrogeno).

Nel Piano del Governo viene considerata la necessità di investire nella ricerca nei prossimi anni, indirizzando gli sforzi verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas. Soluzioni di generazione on-site con collegamento diretto all'utenza (anche tramite trasporto veicolare) saranno complementari a tali infrastrutture.

Più in particolare, le linee guida pongono un obiettivo di capacità di elettrolizzatori di 5 GW al 2030 con conseguenti investimenti previsti per circa 10 mld€ di cui 5-7 mld € per la produzione di H_2 (non per la generazione rinnovabile necessaria), 2-3 mld € per lo sviluppo di infrastrutture e 1 mld € per la ricerca.

In figura 3.3 sono presentate le stime di come dovrebbe evolversi la situazione per l'Idrogeno prendendo come target di riferimento sempre gli anni 2030 e 2050.

	2020	2030	2050
PENETRAZIONE DELL'IDROGENO**	≈1%	2%**	>20%
CAPACITÀ INSTALLATA DI ELETTROLISI	—	5 GW	—
PRINCIPALI SETTORI PER L'IDROGENO	• Industria chimica e raffinerie	• Industria chimica e raffinerie • Trasporti su strada/rotaia • Blending	• Industria siderurgica • Trasporto marittimo/aereo • Riscaldamento • Servizi di flessibilità rete elettrica
INVESTIMENTI PREVISTI	—	10 mld €	—

Figura 3.5

3.2.3 Scenari di sostenibilità economica per l'Idrogeno in Italia

L'Italia possiede tre caratteristiche chiave che le consentono di candidarsi come abilitatore di una strategia europea sull'idrogeno. La presenza di una rete capillare per il trasporto e la distribuzione di gas e la strategica posizione geopolitica nel mediterraneo, attraverso una serie di interventi mirati, il Paese può costituire la base per accogliere sempre maggiori percentuali di idrogeno per gli usi interni e, potenzialmente nel lungo termine, per l'esportazione verso il nord Europa. Sebbene ci siano degli ambiti tecnologici e produttivi in cui è ancora necessario potenziare il proprio posizionamento, l'Italia può contare anche sui grandi player nazionali della ricerca e dell'energia in grado di porsi come soggetti capofila in grandi processi di innovazione e trasferimento tecnologico. L'Italia può sfruttare la sua capacità di integrazione dell'idrogeno nel sistema energetico, grazie alle sue caratteristiche distintive. La predisposizione del Paese all'utilizzo del gas e la disponibilità delle infrastrutture dedicate che ne derivano, possono fungere da facilitatrici per la transizione verso l'idrogeno del Paese. Inoltre, per quanto riguarda la produzione di idrogeno verde, l'Italia può contare non solo su un posizionamento che la colloca tra i Paesi più evoluti in Europa per la quota di rinnovabili nella produzione di energia elettrica (17,8%), ma anche su elevate competenze nella produzione di biogas e biometano (4° produttore al mondo di biogas e 2° in Europa). L'Italia può inoltre posizionarsi strategicamente in tutti i settori di riferimento della filiera idrogeno: produzione sia a terra che in mare, logistica e trasporto, usi finali nella mobilità (soprattutto pesante a lungo raggio), industria e usi termici ed elettrici residenziali e commerciali, a importante complemento del ruolo giocato dall'elettrificazione dei consumi prevista dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Le piccole e medio imprese, come le start up innovative, possono svolgere inoltre un importante ruolo di business development. L'industria italiana è supportata da centri di ricerca di rilevanza internazionale con competenze in grado di coprire tutti gli aspetti dalla ricerca all'innovazione e di supportare lo sviluppo sperimentale fino alla realizzazione del prodotto commerciale. Occorre garantire un percorso efficiente di sviluppo tecnologico, valorizzando le nostre caratteristiche specifiche di sistema Paese, e pertanto, valorizzando le soluzioni tecnologiche che sono più efficienti, in considerazione dei costi emergenti, dell'avanzamento tecnologico e delle correlate esternalità di sistema (positive e negative). Inoltre, per cogliere l'opportunità offerta e

rilanciare l'economia nella crisi post COVID, sarebbe opportuno concentrarsi sull'accelerazione dei modelli di business basati sull'idrogeno prodotto a livello nazionale per ridurre la dipendenza dalle importazioni. La produzione di idrogeno da fonti rinnovabili contribuirebbe all'integrazione del sistema energetico ed al bilanciamento della rete, affiancando le risorse di generazione tradizionali e accelerando la transizione: si conseguirebbe un'efficace integrazione tra i settori, anche valorizzando i futuri sviluppi di generazione rinnovabile in mare tramite le tecnologie per la conversione del moto ondoso, eolico fisso e galleggiante, oltre che il solare galleggiante per mare aperto. Una possibilità per abilitare l'avvio della filiera dell'idrogeno verde può essere, ad esempio, la produzione del vettore in co-localizzazione con le FER elettriche collegate alla rete (o comunque con fornitura di energia rinnovabile) o con i settori difficili da de-carbonizzare con l'elettrificazione diretta (industrie chimiche che impiegano l'idrogeno come materia prima e industrie ad alta intensità energetica come l'acciaio ed il vetro). Sarebbe altresì opportuno coinvolgere nella prima diffusione dell'idrogeno i comparti industriali con la maggiore disponibilità all'investimento nelle tecnologie carbon free.

Una strategia nazionale per l'idrogeno che ambisca a un reale successo dovrebbe inoltre prendere le mosse da un'analisi dell'attuale situazione infrastrutturale del Paese, per sfruttarla in modo adeguato e minimizzare l'impatto economico e sociale delle trasformazioni necessarie per perseguire gli obiettivi di piena decarbonizzazione al 2050 e oltre.

In questa prospettiva, occorre tenere presente tra le altre cose:

- la capillarità delle reti italiane di distribuzione del gas naturale in termini fisici e la loro capacità di "fare sistema" con la parte restante della filiera infrastrutturale del gas naturale nel garantire capacità di punta e capacità di stoccaggio di energia a fronte dei picchi di domanda;
- la compatibilità di tali reti con l'idrogeno, con percentuali fino al 20% di miscelamento con il gas naturale, attualmente in fase di sperimentazione a livello europeo e nazionale;
- l'attuale grado di penetrazione del gas tra le famiglie italiane, pari a circa il 92%, e tra le piccole attività artigianali e di servizio, che complessivamente "pesano" per oltre un terzo dei consumi attuali di gas naturale (circa 21Mld m^3);

- l'elevata tracciabilità dell'energia elettrica generata dagli impianti FER in grado di permettere la certificazione dell'impiego di Idrogeno verde nei siti industriali e ottenere un immediato effetto di decarbonizzazione sui settori che sono più difficili da "decarbonizzare".

Si tratta di un patrimonio, sia in termini di immobilizzazioni tecniche che di abitudini consolidate, che va efficientemente sfruttato per favorire la penetrazione del nuovo vettore energetico e il rapido raggiungimento della maturità tecnologica e delle economie di scala necessarie per la sua affermazione come elemento essenziale per la transizione energetica.

Le reti di trasporto e di distribuzione e i loro gestori possono svolgere un ruolo decisivo sul versante dell'offerta, rendendosi disponibili e contribuendo alla sperimentazione e al progressivo sviluppo di produzioni locali di idrogeno da fonte rinnovabile, ottenuto da eccedenze elettriche o da campi fotovoltaici dedicati, per la successiva immissione in rete in blending con gas naturale e in futuro con biometano.

Nonostante una base solida di partenza per l'integrazione del nuovo vettore energetico nel sistema già esistente, di fondamentale importanza è un'evoluzione del quadro regolatorio e del mercato dell'idrogeno, prevedendo in una prima fase di sviluppo anche agli operatori di rete di investire nella sperimentazione, nello sviluppo tecnologico e nello scaling up impiantistico degli impianti per la produzione di idrogeno, così di fornire l'adeguata liquidità al mercato. "A monte" occorrerà preventivamente definire un'adeguata classificazione dell'idrogeno prodotto, secondo le diverse tecnologie disponibili, in grado di rappresentarne le qualità ambientali e di stabilirne l'idoneità ai fini del riconoscimento del target e un altrettanto coerente sistema di tracciatura che permetta di certificarne l'origine (attraverso un sistema di certificazione e una normazione tecnica). Andranno anche messi a punto sistemi di iniezione controllata dell'idrogeno in rete e stabilita la pressione di iniezione.

In conclusione, si ritiene opportuno favorire nel breve-medio periodo la decarbonizzazione dei settori "hard to abate" o, comunque, di quelli in cui le tecnologie sono più mature e promettenti. Nel medio-lungo periodo si potrà poi procedere alla diffusione delle tecnologie dell'idrogeno nei diversi ambiti applicativi per gli usi finali, nel rispetto del principio della neutralità tecnologica, per consentirne lo sviluppo su

larga scala e trarne i vantaggi in termini economici, valorizzando le competenze già presenti in Italia.

3.2.3 Piano d'azione: misure di policy necessarie per il successo della strategia

Per attivare gli investimenti nei prossimi anni in Italia e in Europa è necessario che i policy makers della Ue avviino un dialogo ad alto livello con l'obiettivo di creare un quadro politico, un coordinamento tecnico ed un framework regolatorio abilitante che consentano la creazione di forti segnali di prezzo e il funzionamento del mercato, così da assicurare la crescita dimensionale dell'idrogeno e superare l'attuale fallimento di mercato. Ricerca e innovazione sono inoltre necessarie per incrementare l'efficienza e il funzionamento dell'intera value chain. A regime saranno fondamentali politiche che valutino l'impatto in termini di GHG saving sull'intero ciclo di vita per le diverse tecnologie di produzione idrogeno. Tali politiche dovrebbero promuovere tutte le possibili alternative, come l'idrogeno verde, blu, idrogeno da carbonio riciclato e in genere tutte le tipologie di idrogeno a ridotto impatto emissivo.

Le policy regolatorie dovrebbero intervenire in particolare su 3 tipi di fronte:

- supporto alla ricerca
- Supporto alla produzione di idrogeno e suoi derivati
- Sostegno alla domanda di idrogeno e suoi derivati

Fornire chiarezza a monte sulle regole di sviluppo del settore eviterà l'insorgere di investimenti inefficienti o di costi ex post per la riallocazione degli interventi. Si dovrebbe predisporre un chiaro quadro normativo che si dirami non solamente alle tecnologie di produzione, ma anche alla componentistica che equipaggia le reti (stoccaggio, trasporto, ecc…), per arrivare agli usi finali. Tale normativa deve essere realizzata, là dove possibile, a livello globale ed europeo promuovendo la cooperazione tra stati.

Un mercato dell'idrogeno, aperto e competitivo con prezzi che riflettano i costi di produzione, i costi di carbonio, e i costi e i benefici derivanti dalle esternalità ambientali fornirebbe in modo efficiente il vettore agli utenti finali. Occorre garantire che la parità di trattamento dell'idrogeno con altri vettori non comporti distorsioni nei prezzi relativi dei diversi vettori energetici. Solidi segnali di prezzo sono fondamentali poiché non solo consentono agli utilizzatori di energia di prendere decisioni informate su quale vettore

energetico utilizzare ma anche spingono gli utenti verso decisioni di investimento in misure di efficienza energetica.

3.3 Tecnologie per l'Idrogeno

L'idrogeno come sappiamo è un vettore energetico che, nella sua forma green, può rappresentare un modello di energia pulita, cioè privo di emissioni lungo tutta la filiera (dalla produzione all'utilizzo finale). Questo gli consente, come già detto più volte, di presentarsi come una valida soluzione alternativa all'interno del più ampio percorso di decarbonizzazione al 2050 intrapreso a livello comunitario e mondiale. Quando si parla di "idrogeno" nel contesto energetico si intende in realtà la molecola di idrogeno H_2, molecola presente allo stato gassoso in condizioni ambiente e in realtà molto poco diffusa in atmosfera. L'importanza della molecola idrogeno risiede nella possibilità di produrre energia, termica mediante combustione o elettrica mediante elettrolisi, in maniera pulita senza emissione di anidride carbonica. La difficoltà risiede nel fatto che la molecola di idrogeno è scarsamente presente in Natura e va quindi prodotta, consumando a sua volta energia e con un costo associato. Il bilancio tra le emissioni di CO_2 nella produzione della molecola di idrogeno e i costi complessivi per la sua generazione, trasporto e stoccaggio è alla base dell'intero ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica.

La tematica della produzione di idrogeno – da qui in avanti è da intendersi la molecola di idrogeno – ha portato a definire una serie di "colori", presentati in figura 3.4, con i quali distinguere i diversi processi produttivi dell'idrogeno in base alla fonte energetica utilizzata e, conseguentemente, alle relative emissioni di CO_2 in atmosfera.

	IDROGENO MARRONE	IDROGENO GRIGIO	IDROGENO BLU	IDROGENO TURCHESE	IDROGENO GIALLO	IDROGENO ROSA	IDROGENO VERDE
PROCESSO	Gassificazione	Steam reforming	Steam reforming o gassificazione con CCUS	Pirolisi	Elettrolisi	Elettrolisi	Elettrolisi
FONTE ENERGETICA	Carbone	Gas metano	Gas metano Carbone	Gas metano	Energia elettrica dalla rete	Energia elettrica nucleare	Energia elettrica rinnovabile

Figura 3.6 I colori dell'idrogeno

Il tema centrale della produzione dell'idrogeno sta tutto qui: come produrre idrogeno per gli attuali usi e per gli usi futuri come il trasporto pesante, il riscaldamento urbano o la decarbonizzazione di alcuni processi industriali, a costi competitivi con gli attuali, ma senza emissioni in atmosfera.

Al momento i processi principali per la produzione dell'idrogeno sono legati all'utilizzo di combustibili fossili (gas naturale e carbone), si parla quindi principalmente di idrogeno marrone e grigio.

Poco rilevante a livello di numeriche attuali appare invece la produzione a basse/nulle emissioni di CO2, ottenuta attraverso l'utilizzo del Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) e dell'elettrolisi. Queste soluzioni, anche grazie ad un affinamento delle tecnologie e dei processi produttivi, che permetteranno un abbattimento del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), otterranno nel prossimo futuro una importanza sempre maggiore.

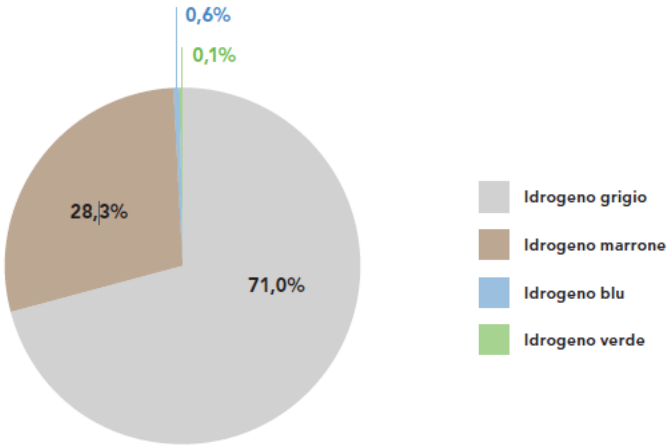


Figura 3.7 ripartizione % produzione diretta di idrogeno al 2019

Attualmente, come si riporta nel grafico a torta di figura 3.7 la produzione diretta di idrogeno deriva quasi interamente da fonti fossili (99,3%): in particolare, oltre il 70% si riferisce a idrogeno grigio prodotto in larga parte nel processo di Steam Methane Reforming, il 28% si riferisce a idrogeno marrone, prodotto dalla gassificazione del carbone. La restante quota si suddivide tra idrogeno blu (0,6%) e idrogeno green (0,1%);

A livello europeo, in accordo alle attuali soglie di emissioni stabilite dalla RED II, direttiva europea che pone precise regole alla generazione da FER, la produzione di idrogeno pulito deve mantenere la propria quota di emissioni al di sotto delle 3 ton CO2/ton H2. Oggi l'idrogeno blu non sarebbe in grado di soddisfare i limiti imposti dalla RED II, così come l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi dell'acqua mediante prelievo di elettricità dalla rete, il cosiddetto "idrogeno giallo", se questa è prodotta con un mix energetico altamente derivante da combustibili fossili.
L'idrogeno verde, ovvero la produzione di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando elettricità prodotta da fonti rinnovabili, è ad oggi l'unica tecnologia presente sul mercato in grado di rispettare appieno i limiti di emissioni imposte dalla RED II: l'idrogeno verde è quindi il pilastro su cui è centrata tutta la Strategia europea dell'idrogeno. In breve, l'idrogeno verde, si basa sulla rottura della molecola dell'acqua H2O che avviene quando questa è sottoposta ad una tensione superiore a circa 1,48 V in una cella elettrolitica, sviluppando ai due elettrodi rispettivamente H_2 e O_2. La produzione di idrogeno verde avviene quindi alimentando mediante elettricità prodotta da fonte rinnovabile una serie di celle elettrolitiche in serie, denominata stack, che consumano acqua e producono idrogeno e ossigeno. Una serie di stack posti in parallelo, denominato "modulo", assieme alle componenti necessarie per la purificazione dell'acqua, il trattamento dei gas e l'alimentazione elettrica, il cosiddetto "Balance of System", costituiscono complessivamente l'elettrolizzatore.
La limitata affidabilità, unita a efficienze non elevatissime, ha rappresentato negli anni un elemento molto importante che ha limitato la decisa e rapida penetrazione delle tecnologie per la produzione di idrogeno. Soprattutto, relativamente alla produzione di idrogeno tramite elettrolisi, allo stato attuale si evidenzia come non esista una tecnologia che preformi nettamente meglio delle altre. L'innovazione tecnologica e la competizione tra i differenti produttori diventeranno quindi fattori chiave per rendere queste tecnologie sempre più performanti e market ready dal punto di vista economico. Le difficoltà nello sviluppo tecnologico hanno determinato una lenta riduzione dei costi di produzione dell'idrogeno rendendolo economicamente non conveniente e competitivo rispetto alle fonti energetiche tradizionali. Tale concetto risulta estremizzato se si pensa all'idrogeno «verde» prodotto da energia rinnovabile, che risulta ad oggi notevolmente più costoso rispetto a quello prodotto da fonti fossili a

causa anche del forte impatto dei costi di approvvigionamento di energia elettrica green necessaria al processo di elettrolisi.
In figura 3.8 si riassumono le caratteristiche principali del vettore energetico in considerazione.

Figuara 3.8 pro e conto dell'idrogeno

La filiera dell'idrogeno, presentata in figura 3.9 può essere schematizzata in quattro fasi fondamentali: la produzione, la trasformazione, il trasporto o stoccaggio e l'utilizzo finale. Da sottolineare come la fase di trasformazione sia «opzionale» e avvenga solo nel caso in cui si vogliano ottenere combustibili sintetici, ammoniaca o altri prodotti a partire dall'idrogeno prodotto.

Figura 3.9 Filiera dell'idrogeno 4

Uno dei principali elementi da tenere in considerazione nello sviluppo di una filiera dell'idrogeno è senz'altro la presenza sul territorio di potenziali utilizzatori in modo da poter valutare anche una sorta di efficienza logistica per favorirne l'uso e abbattere in costi di trasporto e utilizzo.

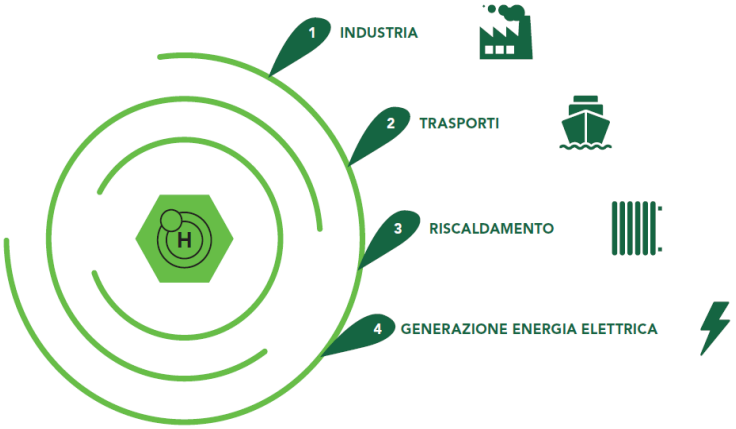


Figura 3.10 Principali utilizzatori di H_2

3.3.1 Industria

Attualmente l'utilizzo dell'idrogeno in ambito industriale è quasi esclusivamente legato ai settori chimico, petrolchimico e raffinerie, nei quali viene sfruttato come feedstock per i processi produttivi. Solo in parte residua (circa il 2%) è trattato come vettore energetico per la produzione di calore, a causa soprattutto degli elevati costi di produzione e della scarsa competitività rispetto alle tradizionali fonti energetiche. In uno scenario in cui la disponibilità e il prezzo risultano maggiormente favorevoli, l'idrogeno, insieme all'elettrificazione dei processi a «bassa temperatura», può rappresentare una opportunità per supportare la decarbonizzazione del settore, soprattutto per soddisfare il fabbisogno di calore ad alta temperatura necessario in numerosi processi industriali, ad oggi alimentati a fonti fossili. Nel caso di switch del combustibile da fonti fossili ad idrogeno un fattore che deve essere tenuto in considerazione riguarda l'adeguamento tecnologico dei macchinari (quali forni, caldaie, reattori) che in alcuni casi dovranno essere opportunamente modificati o sostituiti per consentire l'utilizzo del nuovo combustibile. Ciò comporta ulteriori costi di investimento che incrementano il costo di switch all'utilizzo dell'idrogeno.

3.3.*2* Trasporti

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, la partita dell'idrogeno si giocherà soprattutto nel segmento del trasporto pesante. La prima opportunità è rappresenta dal trasporto merci su lungo raggio, infatti attraverso l'utilizzo delle celle a combustibile, l'idrogeno può imporsi come alternativa ai mezzi di trasporto elettrici, mentre per quanto riguarda le auto

e i veicoli leggeri, i produttori sembrano essersi orientati verso una scelta di puntare sui veicoli elettrici. Per il trasporto pubblico si pone la medesima condizione, in quanto per i veicoli urbani a corto raggio la soluzione elettrica sembra essere la più matura, mentre, per le tratte extra-urbane a lungo raggio, oltre alla alternativa elettrica, sembra emergere la possibilità di utilizzare anche l'idrogeno tramite le celle a combustibile. L'idrogeno, inoltre, può essere convertito in combustibili a base di idrogeno/e-fuel (metano sintetico, metanolo, ammoniaca, combustibili sintetici liquidi) che possono essere usati per diverse tipologie di trasporto nelle quali risulta più difficoltosa l'alimentazione elettrica. Per il trasporto navale e aereo sembra esserci invece un interesse diretto verso gli e-fuel a base di idrogeno.

3.3.3 Riscaldamento

Così come l'industria e i trasporti, anche il segmento degli edifici richiederà notevoli investimenti per attuare un percorso di decarbonizzazione. All'interno dei consumi di un edificio, la quota maggiore di energia viene utilizzata per il riscaldamento, il quale utilizza nella maggior parte dei casi gas metano, al quale seguono in parte minoritaria l'elettricità e i prodotti petroliferi. La decarbonizzazione di questo settore, soprattutto nel caso di nuove costruzioni o di ristrutturazioni «rilevanti», sembra orientata verso l'impiego dell'energia elettrica come vettore di alimentazione per impianti a pompa di calore.
L'idrogeno può rappresentare una possibile alternativa nel caso di sostituzione degli impianti senza una relativa ristrutturazione degli edifici o nel caso di mancata applicabilità degli impianti a pompa di calore. In questo contesto gli impianti di combustione (caldaie e boiler), se recenti, sono già pronti ad accettare blend a basse percentuali di idrogeno, viceversa, sarà richiesta la sostituzione degli impianti nel caso di utilizzo di elevate percentuali di idrogeno. Tuttavia, considerando le proprietà chimico fisiche dell'idrogeno non vanno trascurate le problematiche tecniche di immissione in rete del vettore, ad esempio l'ammodernamento delle reti di distribuzione

3.3.4 Generazione Elettrica

La quarta modalità di utilizzo qui considerata (meglio conosciuta come Gas-to-Power) riguarda la generazione di energia elettrica all'interno di cicli combinati o celle al combustibile sfruttando come fuel l'idrogeno. Il vantaggio di questa modalità deriva dalla

possibilità di stoccare l'idrogeno prodotto sfruttando i picchi giornalieri o stagionali di produzione da fonti rinnovabili per poi generare energia elettrica nei periodi in cui la domanda è più elevata o per prestare servizi di rete sul mercato dei servizi di dispacciamento. In un orizzonte di piena decarbonizzazione del sistema elettrico e di stabilizzazione della rete, la flessibilità dell'idrogeno e delle tecnologie annesse potrà potenzialmente rivestire un ruolo chiave in ottica di sistema.

3.3.5 Attuali Tecnologie di produzione

Si punta a fornire maggiori dettagli a livello tecnologico ed economico sulle seguenti 4 tipologie di idrogeno, le più rilevanti nell'uso attuale e con una maggiore possibilità di crescita:

Figura 3.11 Princpali tipologie di idrogeno

Particolare attenzione sarà posta sulle tecnologie alla base della produzione dell'idrogeno verde per verificare la possibile convergenza a livello di costo di produzione (Levelized Cost Of Hydrogen – LCOH) rispetto alla produzione da fonti fossili (idrogeno marrone e grigio) e alla produzione da fonti fossili con l'utilizzo di Carbon Capture Utilization and Storage (idrogeno blu).

3.3.5.1 Idrogeno Marrone

La produzione di idrogeno marrone, che avviene mediante la gassificazione del carbone, risulta un processo maturo e ben sviluppato in quanto utilizzato per molti anni all'interno dell'industria chimica e dei fertilizzanti per la produzione di ammoniaca. La gassificazione è un processo chimico che permette di convertire materiale ricco di carbonio (carbone, petrolio o biomassa) in un gas di sintesi (syngas) composto da monossido di carbonio (CO), idrogeno (H2) e altre sostanze gassose.In funzione dello scopo del processo, la miscela può essere considerata un combustibile o può essere utilizzata per la produzione di idrogeno come prodotto finale mediante un processo di Water Gas Shift (WGS).

Il prezzo di riferimento per questa tecnologia è: 1 - 1,5 US$/Kg$H_2$ (Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019, Assunzioni: Prezzo del carbone = 30,1 US$/ton)

3.3.5.2 Idrogeno Grigio

La soluzione più diffusa a livello mondiale per la produzione di idrogeno grigio risulta quella dello steam reforming che sostanzialmente è declinabile in 3 processi principali:

- STEAM METHANE REFORMING (SMR): In questo processo il vapore acqueo viene miscelato con il gas naturale agendo come ossidante del metano in una reazione endotermica, producendo idrogeno e CO; quest'ultimo verrà successivamente convertito in CO2 e H2 mediante un processo di Water Gas Shift (WGS).
- PARTIAL OXIDATION: L'ossigeno viene utilizzato come ossidante in una miscela con il combustibile; questo processo viene utilizzato per estrarre idrogeno dal petrolio grezzo e dal carbone. Anche in questo caso si utilizza in cascata un processo di Water Gas Shift.
- AUTOTHERMAL REFORMING (ATR): Questo processo rappresenta una combinazione dei due processi precedenti.

Tecnologia più utilizzata per la produzione di idrogeno su larga scala. Il gas naturale viene utilizzato sia come combustibile (circa 30-40%) che come materia prima (combinato con l'acqua). Considerato l'elevato numero di impianti attualmente in esercizio, il processo molto probabilmente resterà la tecnologia dominante per la produzione di idrogeno su larga scala nel breve termine, anche tenendo in considerazione i costi di produzione nettamente inferiori rispetto alle altre soluzioni tecnologiche.

Il prezzo di riferimento per questa tecnologia è 1 - 2 US$/KG$H_2$ (Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019 Assunzioni: prezzo del gas = 3-11 US$/MBtu)

3.3.5.3 Idrogeno Blu

La produzione di idrogeno blu consiste nell'installazione di un impianto di Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) all'interno dei processi di Steam Methane Reforming o di gassificazione del carbone.

Presentato in figura 3.12 un impianto di Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) può ottenere una riduzione delle emissioni di CO2 fino al 90%* se applicato sia al processo che ai flussi energetici in uscita

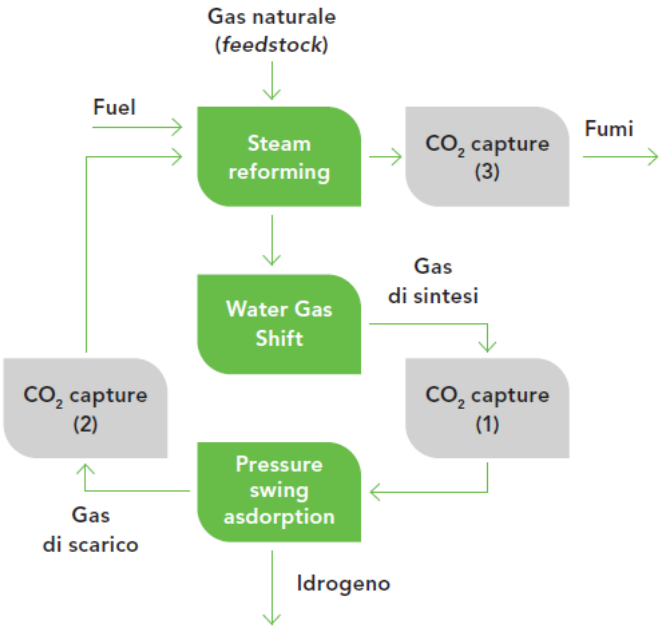


Figura 3.12 schema impianto CCUS

Il prezzo di riferimento per questa tecnologia è 2 - 2,5 US$/KGH**2 (** Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019; Assunzioni: CAPEX CCUS= 400-700 US$/kWH2. Prezzo del gas = 3-11 USD$/MBtu)

3.3.5.4 Idrogeno Verde

L'idrogeno verde viene prodotto tramite il processo di elettrolisi che si può descrivere come la scissione della molecola d'acqua in idrogeno ed ossigeno per via elettrochimica (water split).

$$2H_2O \text{ energia} \rightarrow O_2 + 2H_2$$

Dal punto di vista ambientale, le emissioni di CO**2** associate a questo processo di produzione sono, fondamentalmente, solo quelle della produzione dell'energia elettrica; e quindi nel caso di utilizzo di energia rinnovabile sono sostanzialmente nulle.
Dal punto di vista economico, ad oggi la produzione di idrogeno green non risulta ancora sostenibile, raggiungendo valori di Levelized Cost Of Hydrogen (LCOH) 2-3 volte superiori rispetto ai valori dell'idrogeno grigio oggi largamente prodotto e

utilizzato nel mercato. Al fine di definire correttamente il Levelized Cost Of Hydrogen, devono essere tenuti in considerazione diversi fattori, quali:

- Costo di investimento degli elettrolizzatori (CAPEX)
- Costi operativi annui (OPEX)
- Vita utile degli stack e ore di utilizzo
- Sostituzione periodica dello stack
- Rendimento della tecnologia, che determina i quantitativi di energia elettrica e di acqua necessari per produrre l'idrogeno

Inoltre, si dovrà anche tenere in considerazione la zona di utilizzo:

- Costo dell'energia elettrica necessaria per realizzare il processo di elettrolisi, comprensivo di eventuali oneri di rete
- Fattore di utilizzo dell'elettrolizzatore (dipendente dalla tipologia di fonte di energia elettrica scelta)
- Costo dell'approvvigionamento dell'acqua necessaria per il processo di elettrolisi

2,5 – 7 US$/KGH2 (Assunzioni: Prezzo energia elettrica 20-140 US$/MWh. Il range indicato si riferisce ad un contesto worldwide)

Esistono diverse tipologie di elettrolizzatori, alcune di esse già presenti sul mercato ed altre in fase di ricerca e sviluppo. Le tecnologie che ad oggi sono maggiormente note vengono qui classificate sulla base del Technology Readiness Level (TRL), utilizzato come indicatore della maturità tecnologica su una scala da 1 a 9, e della diffusione attuale delle tecnologie sul mercato, indice dell'adozione delle stesse:

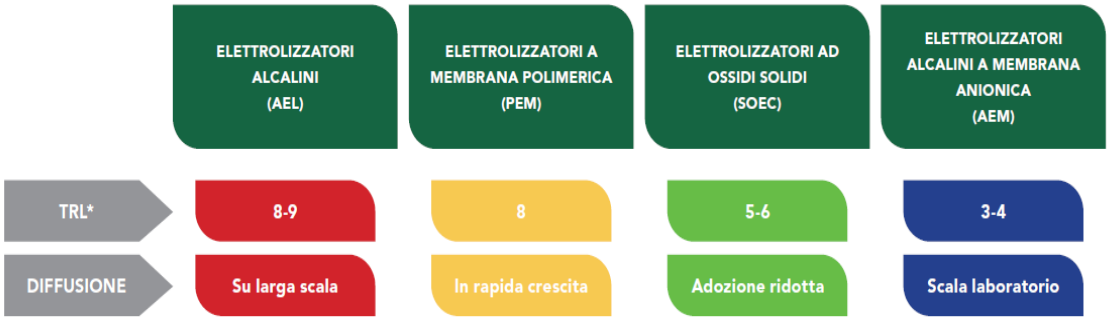


Figura 3.13 Dati sull'avanzamento tecnologico degli elettrolizzatori

Si riporta di seguito una tabella (xx) riassuntiva delle principali caratteristiche tecnico-economiche dei 4 elettrolizzatori oggetto di studio, evidenziandone i valori al 2020.

PARAMETRI [2020]	AEL	PEM	SOEC	AEM
TRL	8-9	8	5-6	3-4
Diffusione	Su larga scala	In rapida crescita	Adozione ridotta	Scala laboratorio
CAPEX impianto [US$/kW]	700 - 1.300	1.000-1.400	2.800 - 5.600	R&D stage
OPEX* [% Capex Impianto]	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	
CAPEX sostituzione *stack* [US$/kW]	270	400	>2.000	
Vita utile *stack* [h]	60.000 - 100.000 h	50.000 - 80.000 h	10.000 - 30.000 h	10.000-15.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH_2]	50 – 78	50 – 83	40 – 50	57 – 69
Tecnologia reversibile	No**	Si	Si	Si
Variazioni di carico [%]	20 - 100%	10% - 160%	25% - 125%	5% - 100%
Flessibilità a freddo [min]	<50 minuti	<20 minuti	>600 minuti	<20 minuti
Temperatura [°C]	60 - 90°C	50 - 80°C	700 - 850°C	40 - 60°C
Pressione operativa [bar]	1 - 30 bar	30 - 80 bar	1 bar	<35 bar

Figura 3.14 Dati sugli elettrolizzatori

Oltre alle tecnologie di gassificazione, SMR ed elettrolisi, che sono rispettivamente quelle maggiormente note per la produzione di idrogeno grigio, blu e verde, esistono altre tecnologie emergenti o in fase di sperimentazione che rappresentano potenzialmente delle valide alternative per una produzione dell'idrogeno sempre più efficiente in termini di costi e performance.

- Il processo di pirolisi, che dà origine all'idrogeno turchese;
- Il progetto Prometeo, che sta testando l'elettrolisi ad alta temperatura alimentata tramite impianti solari a concentrazione

Questi vengono solo citati in quanto in fase di studio.

4. Idrogeno e Sardegna: analisi di fattibilità

In questo capitolo si valuteranno quali sono i punti di maggiore importanza per permettere che la Sardegna riesca a inserire al suo interno la filiera dell'idrogeno. La velocità con cui la transizione verso fonti energetiche rinnovabili avrà luogo dipenderà in primo luogo dai futuri costi di queste tecnologie, e dalla rapidità con cui il delta economico tra fossili e rinnovabili tenderà a zero. La Sardegna potrebbe fungere, date le sue caratteristiche, da ambiente di test per lo sviluppo di questa filiera. Ad oggi, per quanto riguarda il progetto "metanizzazione della Sardegna" è in stato di costruzione il tratto sud del gasdotto che dovrebbe collegare gli estremi sud e nord dell'isola, mentre è ancora in stato di approvazione il tratto nord. "La realizzazione di questa infrastruttura è strategica nel percorso di transizione energetica della Sardegna perché progettata per trasportare prima il metano e poi gas di sintesi e idrogeno" sono le parole con cui si giustifica la costruzione della dorsale. Non sapendo però come e se le tecnologie di sviluppo ma anche di trasporto dell'idrogeno nei metanodotti si evolveranno si è cercato di valutare come e quali dovrebbero essere i punti su cui porre attenzione per creare fin da subito una filiera sostenuta da generazione da FER o eventualmente sfruttare il sistema energetico attuale, attraverso l'applicazione dell'idrogeno. Investire in produzione da FER è senza dubbio allo stato attuale una soluzione più coraggiosa, ma che a lungo andare, secondo quando riportato, risulterà vincente. L'obiettivo di questo capitolo è quello di capire quali sono le attività da attivare per permettere all'idrogeno, in uno scenario ipotetico, di penetrare nel sistema energetico dell'isola. I principali punti di attenzione sono:

- Filiera chiara e accessibile
- Strategia favorevole allo sviluppo
- Analisi Costi e Benefici

4.1 Filiera Idrogeno applicata al contesto Sardo

Per realizzare il progetto di un'economia dell'idrogeno Sardo sarà necessario affrontare tematiche specifiche su tutta la catena del valore, in ottica di una filiera integrata. Le tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile sono già utilizzabili e in continua fase di crescita e possono essere industrializzate per abbattere i costi e portare le applicazioni a competere con quelle tradizionali in tutti i settori produttivi. Il paragrafo affronta tutta la filiera partendo dalla produzione dell'idrogeno, segmento della filiera

che a monte impatta su tutta la catena, passando al trasporto e distribuzione, stoccaggio e logistica per poi affrontare gli usi finali suddivisi in 3 macro settori: mobilità, usi energetici e usi industriali per poi trattare quelle tematiche trasversali che attraversano la supply chain intersettorialmente. Non si entrerà nello specifico di ogni "tassello" della filiera ma verranno presentate le informazioni principali cercando, in accordo con quanto detto fino ad ora, di integrare con il contesto Sardo. Si ipotizza di applicare gli scenari B e D individuati dal Politecnico, quelli nel quale l'idrogeno è maggiormente presente e l'investimento in infrastrutture a gas non è un'opzione.

4.1.1 Produzione

La produzione di idrogeno rappresenta una delle priorità di azione per la costituzione di una filiera che permetta il progresso delle applicazioni. È importante individuare in questo segmento di filiera, innanzitutto, le tecnologie più adatte alla produzione di idrogeno per i vari settori di intervento (elettrolisi, reforming del gas naturale (solo in fase di transizione 2025-2050)). Come già anticipato nel capitolo 3 lo studio della tendenza di sviluppo tecnologico per la produzione di Idrogeno ad ora non permette di produrre a costi competitivi, soprattutto l'Idrogeno verde. Per questo si parla di una fase di transizione nella quale l'utilizzo di Idrogeno Grigio, piuttosto che marrone, è sensata, per attivare la totale filiera che in futuro arriverà a emettere molto poco, se non zero, emissioni di gas serra. Parallelamente è necessario sicuramente andare a predisporre una produzione di energia da FER per alimentare gli elettrolizzatori. Da qui che sorge il dubbio sulla metanizzazione della Sardegna. Un investimento di tale entità rischierebbe di portare al cosiddetto lock-in, nel quale si rimarrebbe forzatamente bloccati nell'utilizzo del gas metano a causa degli investimenti passati. C'è da considerare comunque che gli studi per il trasporto di Idrogeno all'interno di gasdotti si sta consolidando e che, eventualmente, si potranno convertire per trasportare H2 (per legge ora max 10% di H2 in volume totale, ma, per ora almeno, è impossibile trasportare solo H2 nei condotti). Per la fase di transizione in Sardegna con l'aiuto iniziale della centrale di Sarlux fino al 2050 si potrà investire in produzione da FER attraverso le quali, nei momenti di overgeneration, si andrà a produrre idrogeno.
Lo scenario finale secondo le simulazioni al 2050 del politecnico è quello riportato in figura xx, nel quale viene preso in considerazione la ripresa o meno della filiera dell'alluminio:

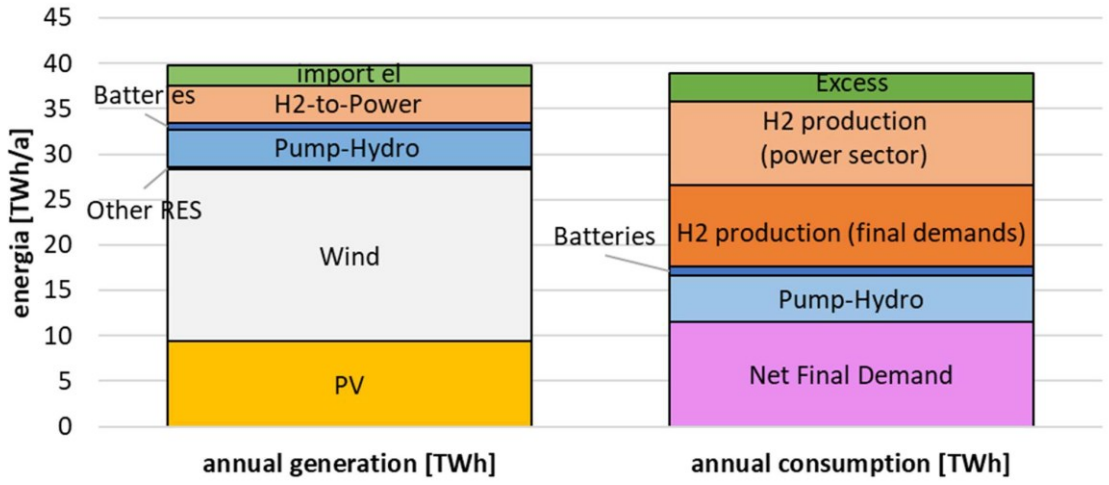


Figura 4.1 Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte per l'anno 2050

Nella generazione, si evidenzia un contributo maggioritario coperto da eolico: con un installato di 9,9 GW che provvede a fornire 18,9 TWh di energia, ovvero circa il 47% della produzione annuale. Nonostante risulti essere caratterizzato da minori costi di investimento rispetto alla tecnologia eolica, il fotovoltaico ricopre un ruolo meno importante, per via della disponibilità più limitata e concentrata nel tempo, con un installato di circa 7 GW e una produzione di 9,4 TWh, circa il 24% della generazione annuale. Emerge un contributo importante da parte degli impianti di pompaggio, che forniscono quasi l'11% dell'energia elettrica totale e infine della generazione ad idrogeno, con circa il 10% della generazione complessiva (4,1 TWh). Gli accumuli elettrochimici vengono sfruttati nei soli periodi in cui gli impianti di pompaggio non sono in grado di garantire il vincolo di generazione stabile imposto (0,7 TWh).
La soluzione di import di energia elettrica dal continente viene utilizzata quando disponibile contribuendo con circa 2,2 TWh sul bilancio annuale. Va notata inoltre la presenza di circa 3,1 TWh di eccessi elettrici.
In figura xx è illustrato il parco di generazione ad oggi ed al 2050 evidenziando il delta tra impianti presenti e potenza che dovrà essere installata in accordo con quanto appena esposto, oltre che le reali potenzialità della regione in un'ottica di crescita futura post 2050.

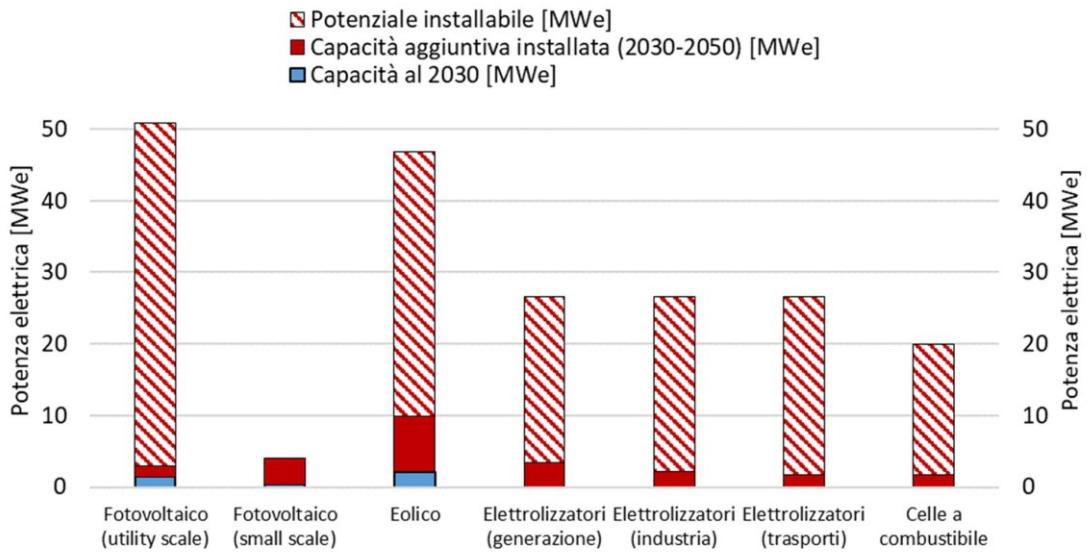


Figura 4.2 Capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di generazione elettrica, di sintesi di idrogeno per l'anno 2050 della generazione annuale.

Nello specifico non si fa distinzione tra eolico onshore e offshore ma, da notizie molto recenti, emerge che l'isola punta molto sulla tecnologia offshore. Infatti, è stato presentato a fine 2021 un progetto che prevede la costruzione di 2 parchi offshore che utilizzeranno la tecnologia galleggiante, che consente di installare le turbine eoliche in mare aperto e profondo, senza realizzare fondazioni fisse. L'iniziativa della società Nora Ventu prevede l'installazione di una potenza totale di 1,4 GW al largo delle coste nel Golfo di Cagliari.

Al 2030 lo scenario non è unico come al 2050 ma ne vengono individuati ben 4. Due in particolare sono interessanti per questo studio, ovvero, lo scenario B e lo scenario D. Vengono analizzati nello specifico solo questi 2 contesti, poichè al 2030, cioè nella fase di transizione e sempre secondo il modello di calcolo prodotto dal politecnico, l'idrogeno può avere un ruolo più o meno fondamentale per valutare la stabilità del sistema energetico a fronte del phase-out della generazione a carbone.

Nello specifico la configurazione B non prevede la riattivazione della produzione di alluminio e prevede l'installazione di impianti di generazione a idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione, per mezzo di celle a combustibile o turbine) per una capacità di 550 MW in generazione elettrica, e una capacità di accumulo di idrogeno di 24 ore equivalenti.

La Configurazione D, al contrario prevede la riattivazione della produzione di alluminio e in egual modo allo scenario B l'installazione di impianti di generazione a idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione, per mezzo di celle a combustibile o turbine) per una capacità di 550 MW in generazione elettrica, e una capacità di accumulo di idrogeno di lungo termine, equivalente a 18 settimane.

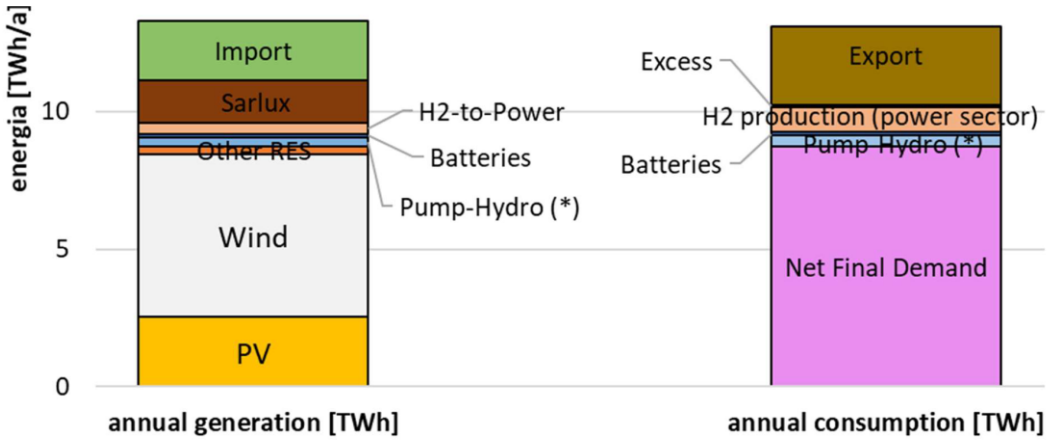


Figura 4.3 Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla filiera dell'idrogeno, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (configurazione B); (*) il contributo relativo all'accumulo di pompaggio fa riferimento al solo impianto esistente [Fonte: Una valutazione socioeconomica dello scenario rinnovabili per la Sardegna]

Nella configurazione B il contributo dell'idroelettrico da pompaggio è limitato al solo impianto esistente (0,3 TWh), mentre la filiera dell'idrogeno dedicato alla generazione elettrica riesce a garantire al sistema quasi 0,4 TWh. Iniazialmente, in questa fase di transizione, sarà necessario ricorrere ad un maggiore import elettrico attraverso le interconnessioni con il continente, raggiungendo i 2,2 TWh nel secondo caso (circa il 16,4% dell'elettricità complessivamente fornita). Dall'analisi delle curve di durata dei vari impianti emerge un utilizzo particolarmente limitato nel tempo di elettrolizzatori e impianti di generazione a idrogeno. Entrambe le tecnologie, infatti, vengono utilizzate alla potenza nominale per circa 600 ore e sono inattive nel resto dell'anno (la generazione elettrica da idrogeno raggiunge circa 700 ore equivalenti di utilizzazione). È confermata quindi la funzione limitata, in questa prima ondata, al solo supporto della rete. Infine, il contributo di energia elettrica esportata verso la penisola è di 2,8 TWh. Viceversa, Andando invece ad analizzare l'impatto di una riattivazione della filiera industriale dell'alluminio, la fotografia del sistema energetico subisce una importante variazione. L'impianto cogenerativo dedicato, alimentato a idrogeno, richiede un consistente quantitativo di tale vettore energetico (che si traduce in 8,3 TWh elettrici aggiuntivi necessari per la sua sintesi). Ciò si ripercuote sugli equilibri degli interscambi energetici fra la regione Sardegna ed il resto del continente, con un incremento delle importazioni di energia elettrica (circa 8,6 TWh in entrambe le configurazioni C e D, pari al 44% dell'energia fornita al sistema).

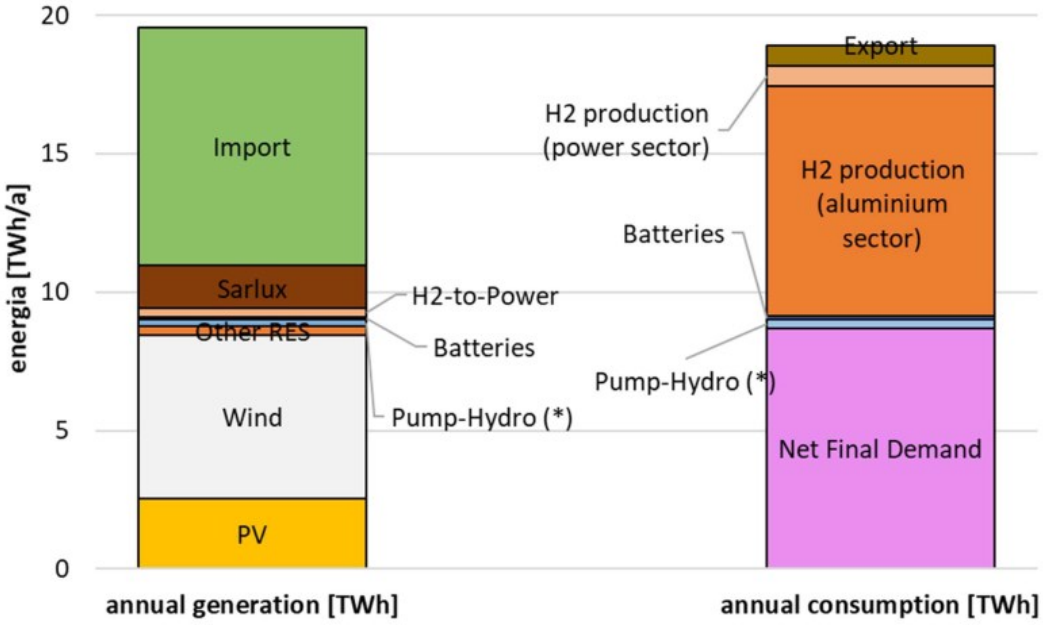


Figura 4.4 5 valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla sola filiera dell'idrogeno, prevedendo i consumi energetici nel settore della produzione di alluminio (configurazione D); (*) il contributo relativo all'accumulo di pompaggio fa riferimento al solo impianto esistente [Fonte: Una valutazione socioeconomica dello scenario rinnovabili per la Sardegna]

In questa configurazione si osserva il medesimo comportamento di stabilità alla rete fornito dai nuovi impianti di generazione a idrogeno della configurazione B. Situazione differente riguarda invece la filiera dell'idrogeno dedicata all'industria dell'alluminio. Gli impianti di produzione di allumina e alluminio primario prevedono un profilo di funzionamento pressoché costante.

4.1.2 Trasporto, Distribuzione e Trattamento

Il trasporto, la distribuzione e il trattamento dell'idrogeno rappresentano la seconda parte più importante dell'intera filiera. Contesto molto articolato di soluzioni e applicazioni, si aggancia da un lato alla produzione dell'idrogeno e dall'altro lato con i vari usi finali, sia come utente finale (utenza domestica o industriale) che, come utente commerciale, (rivenditore). Grazie al recente sviluppo delle celle a combustibile e dell'utilizzo di fonti di energia rinnovabile, l'idrogeno oggi diviene anche combustibile per la mobilità CO2-free e combustibile, oltre che materia prima, per la de-carbonizzazione di numerosi processi industriali e civili. In questo contesto è chiaramente prevedibile un aumento delle necessità di trasporto e distribuzione per soddisfare i diversi bisogni di consumo energetico.

Qui di seguito si riassume una classificazione delle forme di gestione principali:

- TRASPORTO H2 IN GASDOTTI: Il trasporto di idrogeno in gasdotti è una tematica di grande rilevanza. Una parte cospicua delle reti di trasporto del gas naturale esistenti in Italia sono compatibili con il trasporto di miscele gas-naturale/H2 con concentrazioni di idrogeno ben superiori al 10%; gli attuali limiti imposti dalle norme non sono quindi dettati da limiti tecnici. Nonostante la Sardegna non sia estramamamente magliata rispetto al resto d'Italia presenta comunque attualmente una buona rete di gasdotti il che fornisce ottimi vantaggi per lo sviluppo della filiera in termini di costi, velocità di attuazione, efficienza energetica e possibilità di stoccaggio di consistenti quantità di energia in line pack. Il limite sta nell'impossibilità di stoccare solamente H2 ma di doverlo miscelare con altri gas, che in futuro potrebbero essere di origine non fossile. In alternativa la possibilità di costruzione di Idrogenodotti specifici all'interfacciamento e fornitura degli utenti finali.
- TRASPORTO H2 SU MEZZI
  Il trasporto si prevede potrà avvenire su strada su treni e su navi con idrogeno in fase gassosa, liquida su vettori organici o liquefatta. La possibilità, dunque, nonostante non ci sia un collegamento diretto con gasdotti alla penisola italiana di esportare idrogeno in tutto lo stato.
- TRATTAMENTO H2
  - Sistemi di compressione: Tra le tecnologie di trattamento dell'idrogeno per i diversi usi, la compressione assume particolare rilevanza, sia per l'immissione in gasdotti (puro o in miscela con gas naturale), sia per l'accumulo in recipienti ad alta pressione ai fini del trasporto e della distribuzione, sia per il rifornimento di autoveicoli e per l'accumulo al servizio di applicazioni residenziali ed industriali.
  - Sistemi di separazione e purificazione: Il trasporto di idrogeno in miscela con il gas naturale o eventualmente con altri gas necessita di controlli sulla composizione della miscela a monte dell'immissione e potrebbe necessitare di una separazione a valle del trasporto. La qualità dei componenti in ingresso è considerata parte del processo di "produzione". Invece la separazione a valle è parte integrante di trasporto e distribuzione.
  - Sistemi di liquefazione: La liquefazione dell'idrogeno è una tecnologia con prospettive di sviluppo nel medio-lungo termine. Per il trasporto su grandi distanze, in particolare il trasporto transoceanico, e il commercio internazionale (grandi quantità) ad oggi appare come l'unica possibile

alternativa all'utilizzo di gasdotti. Iniziano a diffondersi maggiormente anche il traporti di idrogeno liquefatto in trailer o navi.

Questa parte della filiera dovrà dunque essere totalmente, a meno di investimenti su gasdotti, disegnata ad hoc per la Sardegna. Questo è un enorme vantaggio in termini di qualità del servizio, infatti essendo ancora una regione in uno stato non avanzato a livello di strutture energetiche, si è in grado di creare una composizione specifica a seconda delle esigenze, ponderando attentamente le scelte, senza avere varabili di origine esterna (esempio investimenti passati) che andranno ad influenzare.

4.1.3 Stoccaggio

Lo stoccaggio è un tema tra i più strategici e specifici dell'intera filiera per l'uso dell'idrogeno come vettore energetico, imprescindibile per una totale decarbonizzazione. In tale ambito trovano sede diverse tematiche che ruotano in primo luogo sulla modalità di stoccaggio dell'idrogeno (fase gassosa, liquida o mediante carriers) e delle quantità in gioco. La Sardegna avendo un elevato potenziale di produzione da FER (con un trend in forte crescita) in particolare, eolico inshore e offshore e fotovoltaico che sappiamo essere generazioni intermittenti, necessità di sistemi di accumulo in modo da poter alimentare la rete nei momenti di scarsa produzione. Puntando al 2050 di eliminare completamente le centrali a carbone e a gas è necessario pensare ed investire in questi sistemi per raggiungere gli obiettivi prestabiliti.

Confronto con Elettrochimico

Gli accumuli elettrochimici sono una tecnologia abbastanza recente con costi di investimento piuttosto elevati, che ne limitano lo sviluppo a larga scala.
Supponendo di essere in una situazione di overproduciton di energia elettrica (quindi per semplicità si intende rendimento di produzione 1) andiamo a fare un breve confronto tra le 2 tecnologie di accumulo più promettenti. Attualmente l'efficienza media di conversione di un elettrolizzatore si aggira attorno al 45-60%. Dopo l'elettrolisi, l'idrogeno viene immagazzinato con un'efficienza di archiviazione che è quasi del 100% con una densità di energia che varia a seconda del tipo di accumulatore ma che può raggiungere ad ora i 2000-2500 kWh/m^3. Passando poi attraverso ad una cella a combustibile per tornare ad avere energia elettrica si introduce un altro rendimento che varia dal 40% al 60%. Gli accumuli elettrochimici hanno rendimenti molto più elevati (si può arrivare anche al 95% con le batterie agli ioni di litio) ma presentano degli svantaggi come una densità energetica inferiore (max 500 kWh/m^3, ma

con costi elevatissimi) un capex in alcuni casi anche paragonabile agli accumuli di idrogeno (ma con densità energetiche molto basse) ma una durata di vita inferiore. Il rendimento di archiviazione inoltre è inferiore al 100%. Il fatto di puntare sugli accumulatori elettrochimici vorrebbe dire non poter trasportare il vettore energetico se non attraverso la rete elettrica, che dovrebbe essere fortemente intensificato per permettere un'elettrificazione totale. Lo stoccaggio di energia attraverso l'idrogeno presenta vantaggi dal punto di vista dei volumi, della mobilità, intesa per il vettore in se. Per quanto i riguarda i costi, come già detto più volte, ora non sono fortemente competitivi ma si punta ad una diminuzione graduale negli anni, proporzionale al livello di penetrazione. Un altro tema che citeremo soltanto è l'impatto degli accumulatori a livello di intero ciclo di vita, soprattutto per quanto riguardo lo smaltimento. Infatti, se per l'idrogeno si parla di contenitori pressurizzati, per l'elettrochimico parliamo di smaltire materiali altamente inquinanti.

4.1.4 Mobilità

Il tema della mobilità riveste un particolare interesse nell'ambito delle tecnologie dell'idrogeno, soprattutto per l'impatto potenziale sulle strategie di decarbonizzazione degli ambienti urbani. In particolare, il Piano Italiano indica un obiettivo specifico per l'utilizzo di idrogeno verde in ambito trasporti pari ad almeno l'1% delle FER trasporti al 2030, attraverso l'uso diretto nelle auto, negli autobus, nel trasporto pesante, in alcune tratte ferroviarie non elettrificate e nel trasporto marittimo o attraverso l'immissione nella rete del gas.

Il parco auto Sardo è tra i più vecchi in Italia, e conto all'incirca 1 mln di veicoli privati (Auto + moto) e un 150 000 di veicoli commerciali (Trasporto merci veicoli speciali), cifre non così influenti sul parco veicolare totale italiano. L'uso di idrogeno per alimentare i veicoli è una tecnologia ormai matura, il limite è appunto il combustibile. Necessario quindi prima di avviare una sostituzione del parco auto una penetrazione della filiera in particolare della produzione e della distribuzione

4.1.5 Usi Energetici

La tematica affrontata è principalmente quella del Gas-to-Power, legata ai generatori di potenza allacciati alla rete o off-grid, quindi primariamente all'uso di celle a combustibile. I nuovi scenari di sviluppo del sistema energetico valorizzano l'utilizzo dell'idrogeno come materia prima, combustibile, stoccaggio e come vettore energetico in tutte le possibili applicazioni che porterebbero ad una riduzione delle emissioni di gas

serra: industria, trasporti, settori energetico e residenziale/edilizia. La nuova strategia europea "Eu Hydrogen Strategy" riconosce all'idrogeno un ruolo fondamentale nella decarbonizzazione spinta, con la possibilità di raggiungere l'80% di riduzione delle emissioni di CO2 nei diversi settori, come quello energetico, dove è possibile decarbonizzare anche in luoghi in cui l'elettrificazione diretta non è sempre possibile. L'idrogeno ha il vantaggio di poter essere immagazzinato a lungo termine e utilizzato per bilanciare variazioni stagionali nella domanda di elettricità o di generazione da fonti rinnovabili. In questo contesto, lo scopo principale di questo tratto di filiera è garantire l'utilizzo legato al settore energetico, ed in particolare per quel che concernei temi legati alla produzione elettrica da idrogeno a supporto del sistema energetico (e.g. reti di trasmissione e distribuzione, servizi di rete). Le celle a combustibile sono utilizzabili per applicazioni di potenza stazionaria, con il vantaggio della flessibilità nei sistemi elettrici con una crescente quota di rinnovabili variabili. La distribuzione di queste in tutto il territorio piuttosto che il posizionamento in sole determinate aree sarà una scelta che la regione dovrà affrontare e che sicuramene sarà influenzata da alcune variabili di carattere sociale, come l'accettazione e la condivisione da parte della popolazione di questa tecnologia. Si può dunque supporre la tecnologia, a livello di studio, più vantaggiosa ma non il modo in cui sarà attivata e messa a disposizione.

4.1.6 Usi Industriali, Residenziali e Feedstock

L'idrogeno in Sardegna potrà essere usato in tutti gli ambiti quali: residenziale, commerciale e industriale. Per il residenziale gli usi del vettore H2 all'interno dell'ambiente domestico e/o condominiale sono principalmente: produzione di calore, accumulo energetico, cogenerazione. La produzione on-site residenziale e l'installazione di sistemi residenziali Power-to-Power, o cogenerativi basati su celle a combustibile sono presi in considerazione e a seconda del loro sviluppo tecnologico potranno risultare più o meno efficienti. Per il settore industriale l'uso dell'idrogeno per calore di processo per altissime temperature è di fondamentale importanza nel momento in cui la filiera dell'alluminio dovesse venire riavviata. Questo settore di filiera include anche il tema della produzione elettrica da idrogeno, di fondamentale importanza per la sostenibilità della rete. L'utilizzo finale, quindi, ricopre tutti i settori e si accoppia molto bene con quello che è il contesto sardo che non presenta necessità distintive, se non per la filiera dell'alluminio, che come già detto, ne favorirebbe.

4.1.7 Supply Chain e tematiche trasversali

Lo sviluppo dell'economia dell'idrogeno comporta la nascita di una nuova filiera; le attività che fanno parte della filiera produttiva sono svolte da imprese diverse, che operano però in modo integrato. La creazione di una supply chain nazionale completa e forte è indispensabile per non dover dipendere completamente dall'esterno per quanto riguarda le tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile. Per questo alcune tematiche che hanno un impatto in ogni parte della catena del valore, vanno affrontate in ottica di filiera. È necessario quindi che la regione introduca un'educazione all'uso e regole indicative per rendere possibile la cooperazione tra tutti i componenti della filiera, partendo da un approccio normativo, un sistema di controllo dei sistemi per la produzione e per la qualità, lo sviluppo di una rete di manutenzione e tutto quello che ne deriverà dall'approccio di integrazione. Le aziende che sceglieranno di operare e assecondare questo passaggio devono sentirsi supportate e sicure, sapendo di avere una filiera e un supporto in grado di assorbire la transizione. Questo ragionamento è di fondamentale importanza per istituire una filiera salda, competitiva e vantaggiosa e di conseguenza creare un sistema energetico autosostenibile e totalmente carbonfree.

4.2 Strategia Sarda, Politiche e schemi di sostegno adeguati

L'interesse per il metano e la possibilità di sviluppo di un'infrastruttura di rete, discusse e promosse in diverse forme negli ultimi decenni, sono state introdotte ufficialmente come linee di azione prioritaria nel Piano Energetico Ambientale della Sardegna (PEARS) per gli anni 2015-2030. Tali azioni hanno trovato ulteriore conferma con il progetto "Metanizzazione della Sardegna", proposto nei piani di sviluppo 2017-2018 di Snam Rete Gas S.p.A. e Società Gasdotti Italia S.p.A. L'interesse per una rete gas, inizialmente indirizzato alla fornitura domestica, produttiva, e per autotrazione, oggi si è inserito anche nel dibattito riguardante la necessità di mantenere l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico sardo in seguito al phase-out del carbone al 2025, prevista nel 2017. Snam ritiene infatti che ai fini della sicurezza delle forniture elettriche, oltre alla realizzazione di un'ulteriore interconnessione elettrica (Tyrrhenian Link), risulti necessaria una nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per un totale di 400 MW di potenza. Come viene sottolineato nelle Linee di indirizzo strategico per l'aggiornamento del PEARS, il gas naturale viene considerato il vettore energetico fossile di transizione verso il 2050, finalizzato a ridurre l'utilizzo di fonti più inquinanti come petrolio e carbone per favorire la penetrazione di fonti energetiche rinnovabili. Dalle analisi svolte, secondo RSE nel medio termine lo sviluppo del metano

garantirebbe vantaggi per il sistema energetico sardo sia dal punto di vista economico che ambientale, poiché andrebbe a sostituire progressivamente combustibili meno sostenibili e più costosi quali l'olio combustibile, il gasolio e il GPL. RSE ha proposto 5 diversi scenari con diversi tipi di penetrazione del gas metano e di investimenti in infrastrutture gas. In linea con gli obiettivi di lungo termine, gli scenari proposti nel lavoro di UNIPD si distingue da quelli di RSE per l'assenza di una rete gas, a metano o a idrogeno, e la volontà di anticipare il percorso di completa decarbonizzazione dell'isola. Lo studio simulato attraverso un sistema energetico che al 2050 presenta soli due vettori energetici principali: energia elettrica (per usi convenzionali, riscaldamento, cottura, mobilità privata e calore industriale a bassa temperatura) e idrogeno verde (per generazione elettrica, calore industriale ad alta temperatura e per trasporti) è il miglior modo per raggiungere al 2050 le linee guida europee e Italiane. Infatti, la scelta di sostituire l'utilizzo di fonti fossili non in linea con gli obiettivi di sostenibilità ambientale con un altro combustibile fossile, il gas naturale, sembra non compatibile con gli obiettivi di lungo termine che prevedono una diminuzione del consumo di gas e investimenti in fonti a zero emissioni di carbonio. L'idea di aumentare la produzione da fonti rinnovabili non programmabili necessita, per garantire la flessibilità del sistema, oltre allo sviluppo di nuovi pompaggi e sistemi di accumulo elettrochimico di tecnologie Power To gas per utilizzare parte della generazione elettrica in eccesso (overgeneration) per la produzione di altri vettori energetici come l'idrogeno da sfruttare per gli usi non elettrificabili. La dismissione degli impianti a carbone sardi non deve essere necessariamente accompagnata dalla realizzazione di nuovi impianti termoelettrici a metano, ma può essere sostituita da nuovi impianti di pompaggio o nuovi impianti Power-To-Hydrogen. Attualmente l'interesse e l'avvicinamento ad un sistema energetico green sta crescendo, testimoniato dal fatto che a metà del 2021 è stato stretto un accordo con Italgas per progettare il primo impianto di produzione di Idrogeno verde, situato a Sestu (Cagliari) che dovrebbe entrare in produzione nel 2023. Lo scopo del progetto, come chiariscono da Italgas, «sarà di testare la produzione di gas da fonte rinnovabile e il suo potenziale utilizzo per fornire idrogeno alle utenze industriali dell'isola e idrogeno e metano sintetico alle utenze domestiche, miscelandolo al gas naturale secondo determinate specifiche». Inoltre, nel Pnrr è incluso il progetto proposto dalla Regione Sardegna per un collegamento ferroviario a idrogeno tra Alghero e Sassari e l'aeroporto di Fertilia, attraverso una diramazione dalla linea ferroviaria esistente. Oltre al nuovo collegamento ferroviario di 6,7 km, il progetto include la realizzazione di un impianto di stoccaggio di idrogeno nell'area aeroportuale e la fornitura dei cinque treni occorrenti.

4.3 Costi e Benefici

Si cerca di fornire, dunque, un'analisi dei costi e dei benefici legati allo sviluppo degli scenari green presentati nel Capitolo 2 per il 2030 e il 2050 e proporre una discussione circa le possibili ricadute economiche generate dagli investimenti in fonti rinnovabili e il futuro andamento dei loro costi di produzione. Mentre questi ultimi, infatti, sono destinati a diminuire, è probabile che i costi dei combustibili fossili siano destinati ad aumentare nei prossimi decenni per problemi legati alla limitatezza degli stock e ai crescenti costi ambientali (esternalità negative) ad essi associati. Ciò renderà sempre minore il vantaggio competitivo in termini di costi delle fonti fossili rispetto a quelle rinnovabili. Inoltre, la sostituzione dei combustibili fossili con l'impiego di fonti energetiche sostenibili rappresenta una delle strategie fondamentali nella lotta ai cambiamenti climatici, per cui la vera questione non è tanto se la transizione avrà luogo, visto che lo stock di combustibili fossili è una risorsa non, quanto piuttosto individuare le tempistiche entro le quali essa potrà e dovrà realizzarsi. Un beneficio importante legato allo sviluppo delle rinnovabili, che spesso viene sottovalutato perché difficilmente quantificabile dal punto di vista economico, è la cosiddetta security of supply, ossia l'indipendenza dall'import delle fonti fossili. Uno dei vantaggi economici delle fonti rinnovabili è infatti la copertura contro i rischi dipendente dalla variazione di prezzo dei fossili, il cui incremento può generare importanti riduzioni sulla crescita economica. Perciò, una maggiore diffusione delle energie rinnovabili, o altre iniziative che contribuiscono a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili (efficienza energetica), permettono di limitare le perdite economiche dovute alle oscillazioni dei prezzi. Inoltre, il LCOE delle FER è in continua diminuzione, in particolare per l'idrogeno, già competitivo sotto certi aspetti, per il quale non ha ancora preso un significativo via la ricerca e lo sviluppo, promettendo negli anni futuri una diminuzione pressoché certa dei costi di produzione e un miglioramento delle tecnologie di produzione e distribuzione, garantendone un'accessibilità più semplice.

Secondo gli studi già più volte citati, i costi di investimento cumulati nei periodi 2021-2030 e 2030-2050 sono stimati, rispettivamente, tra i 3,27 – 9,07 miliardi di euro per gli scenari 2030 e tra i 18,84 e 19,66 miliardi di euro per lo scenario 2050. L'alta variazione di costi nel periodo 2021-2030 è legata all'ipotesi di ripartenza della filiera di alluminio, la quale necessita di generazione ad idrogeno appositamente dedicata.

Si riportano nelle figure 4.5 e 4.6 l'evoluzione dei costi degli scenari B e D, per i quali l'idrogeno risulta più incidente.

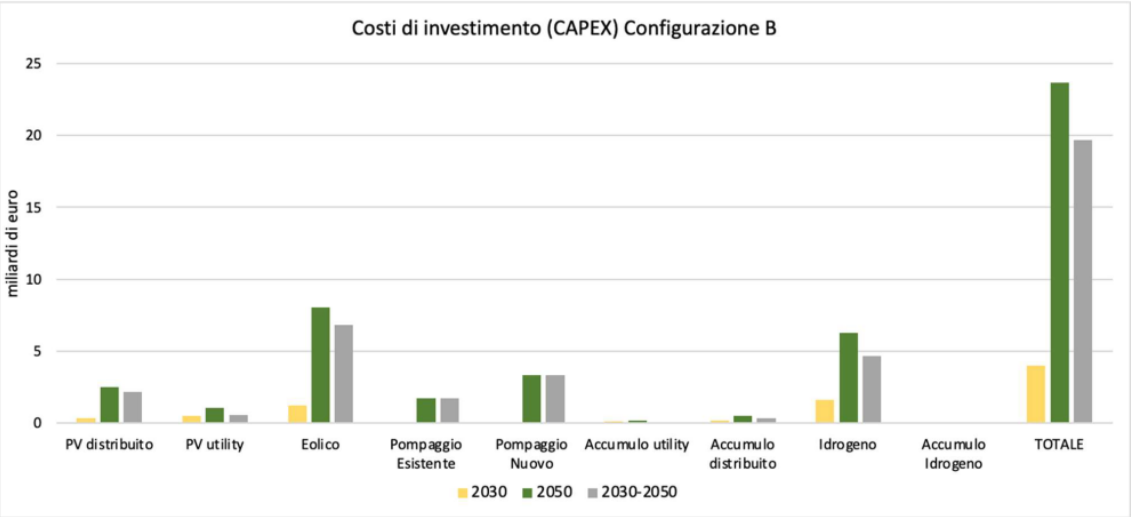


Figura 4.5 Costi di investimento delle diverse fonti energetiche nella configurazione D

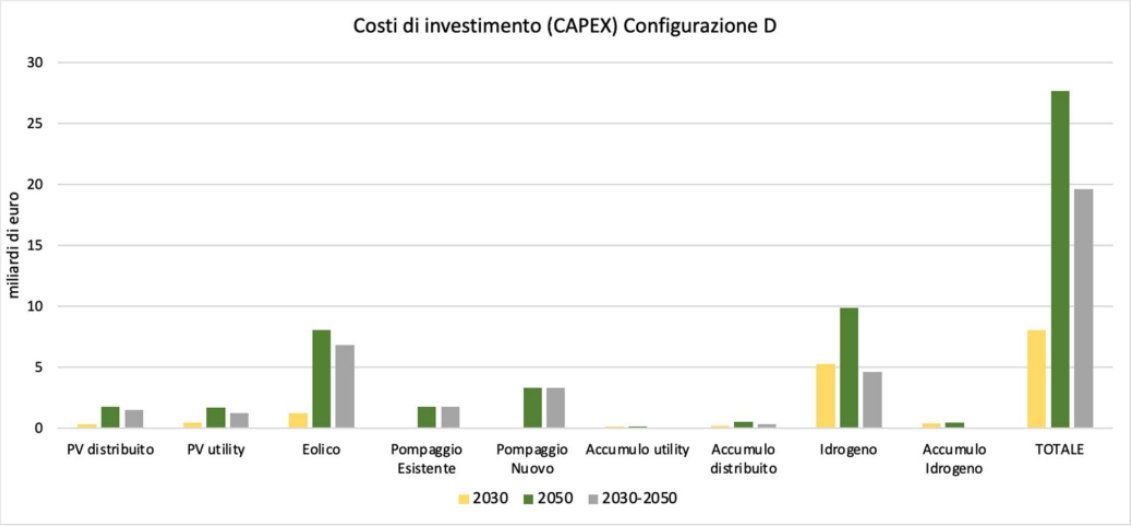


Figura 4.6 Costi di investimento delle diverse fonti energetiche nella configurazione B

Altro tema a sostegno delle opzioni green è il costo delle esternalità ambientali.
La sostituzione dei combustibili fossili, quali carbone, gasolio, GPL, olio combustibile e gas-naturale, con vettori energetici carbon-neutral, come rinnovabili e idrogeno green, ha come effetto principale una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e di altri inquinanti atmosferici. I benefici di questa riduzione non sono legati solamente all'attenuazione del cambiamento climatico, ma anche ad una diminuzione dei danni arrecati alla salute umana, alla biodiversità, all'uso del suolo.
Un approccio comunemente utilizzato per integrare le esternalità ambientali nelle valutazioni economiche è quello proposto dalla Commissione Europea nelle linee guida per le analisi costi-benefici dei progetti d'investimento, che si articola nelle seguenti fasi:

- Quantificazione del volume di emissioni emesse, o risparmiate, nell'atmosfera per effetto della sostituzione di combustibili fossili con fonti meno climalteranti
- Calcolo delle emissioni equivalenti (CO2eq) per i gas serra diversi dalla CO2 attraverso l'utilizzo dei potenziali di riscaldamento globale (Global Warming Potential).
- Valutazione delle esternalità ambientali attraverso l'utilizzo di un costo unitario di CO2 equivalente.

Per attribuire alle emissioni di CO2 un valore monetario, è possibile fare riferimento al prezzo di una tonnellata di CO2 nel mercato europeo delle emissioni (Emission Trading System, ETS), il quale rappresenta il primo mercato mondiale della CO2. L'evoluzione attesa di tale prezzo è indicata nella figura 4.7:

	2017	2020	2025	2030	2040	2050
ETS (€2016/tCO_2)	7	15,5	23,3	34,7	51,7	91,0

Figura 4.7 Evoluzione attesa del prezzo della CO2 nel settore ETS

L'utilizzo di Idrogeno grigio per poi passare al solo utilizzo di idrogeno verde ridurrebbe per poi arrivare ad annullare il costo delle esternalità per la regione in tutti i settori di utilizzo. In riferimento agli scenari green individuati, in figura xx sono riportati gli andamenti di emissioni di CO2 equivalente:

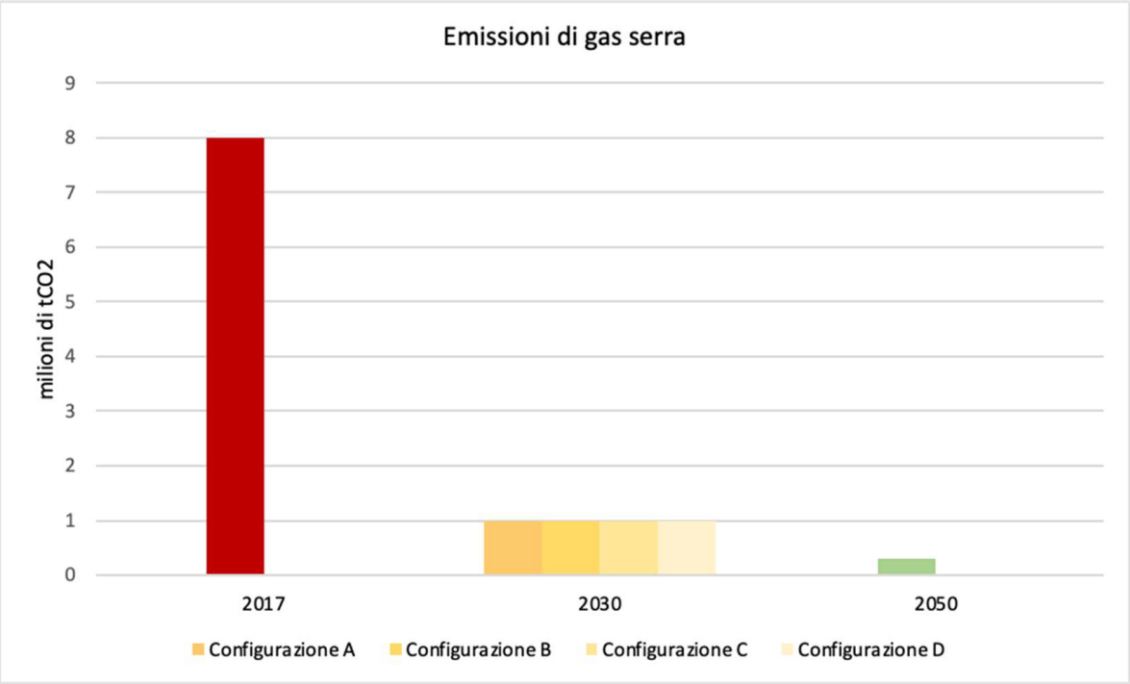


Figura 4.8 Confronto delle emissioni di gas serra (milioni di t CO2 eq.) tra gli scenari simulati al 2030 e 2050 con il livello del 2017

Secondo lo studio del politecnico emerge che i benefici generati dalla diminuzione delle emissioni sono di circa 175 milioni di euro al 2030, e risultano uguali per tutte le diverse configurazioni analizzate (con e senza la ripartenza della filiera di alluminio).I benefici addizionali al 2050 sono stimati in circa 42 milioni di euro.
Altri costi sia d'investimento che di tipo operativo da valutare, sono quelli che dovranno sostenere i consumatori finali. In particolare, per quanto riguarda il settore civile il settore dei trasporti è importante l'adeguamento delle tecnologie per la produzione di calore e per i veicoli privati e commerciali. I costi per uso civile (calore) e trasporti dipenderanno da molte variabili e per questo di difficile calcolo. Il politecnico riporta i costi relativi a veicoli elettrici e pompe di calore elettriche nell'arco temporale 2030 e 2050 non paragonabili allo scenario di completo utilizzo di H2, calcolo di difficile interpretazione.
Infine, l'aggiunta e l'installazione di nuove capacità di produzione (impianti da FER e celle a combustibile principalmente) possono generare cambiamenti sui flussi di energia che attraversano le reti di trasmissione e distribuzione, i quali possono a loro volta produrre importanti impatti sulla stabilità e flessibilità del sistema stesso. Ciò non interessa solamente le fonti rinnovabili, ma vale per qualsiasi tecnologia di generazione. Si dovrà operare con un'ottica attenta a tenere in considerazione i costi addizionali che lo sviluppo di una grande capacità di generazione può generare sul sistema e i relativi "costi di integrazione", che rappresentano i costi addizionali o indiretti necessari a mantenere e garantire la stabilità del sistema energetico in seguito allo sviluppo di nuove capacità di generazione rinnovabile. Tali costi risultano difficilmente disaggregabili sia in termini di tipologia che in termini di tecnologia che li ha prodotti, e vengono comunemente suddivisi
in tre categorie:

- Costi di rete (grid costs): costi dovuti ad interventi di adeguamento della rete di trasmissione e distribuzione;
- Costi di bilanciamento (balancing costs): costi per compensare le differenze tra le previsioni e la produzione effettiva;
- Profile costs: potenziale aumento dei costi medi di generazione di altre centrali elettriche a causa della riduzione delle loro ore di pieno carico; costi legati alla necessità di nuove capacità di accumulo (idroelettrico o elettrochimico) per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema. In linea di principio, tali costi non sono specifici delle tecnologie green;

Per quanto riguarda i costi di generazione da fotovoltaico e eolico si evidenzia come sia prevista una forte diminuzione dal punto di vista di investimenti che di operatività da sostenere. IRENA ha stimato una riduzione dei costi di installazione in Italia per gli impianti fotovoltaici, soprattutto utility-scale, di circa l'83% dal 2010 al 2018, grazie anche ad un aumento dei fattori di capacità di circa il 14-18%. Anche se in maniera meno marcata, questo trend di decrescita continuerà anche nei prossimi decenni. Per cui, il LCOE stimato nel 2018 pari a 0.085 $/kWh scenderà tra i 0.08 $/kWh e i 0.02 $/kWh nel 2030. Come per il fotovoltaico, anche per l'eolico i costi hanno subito una forte riduzione negli ultimi decenni. Il valore medio globale del LCOE per gli impianti eolici on-shore si è ridotto da 0.086 $/kWh nel 2010 a 0.053 $/kWh nel 2019. Esso viene stimato a partire dai costi iniziali di installazione, dai costi operativi, dal fattore di capacità e dalla vita utile dell'impianto. Tra i fattori che maggiormente influenzano la stima del LCOE vi sono il costo delle turbine e il fattore di capacità. Questi ultimi sono aumentati di circa un terzo dal 2010 al 2019. Negli ultimi anni anche i costi operativi stanno diventando sempre più importanti nel guidare verso il basso il LCOE, dato che le riduzioni dei prezzi delle turbine (ora inferiori a 850 $/kW) contribuiscono meno, in termini assoluti, ad un abbassamento dei costi.

Tecnologie produzione elettrica da FER		Costo Investimento				Costo O&M				Ore funz./Capacity Factor			
Tipologia	Descrizione	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030
Eolico	Mini Eolico	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-14%	-20%	-27%	0%	15%	20%	25%
	Eolico on shore	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-14%	-20%	-27%	0%	15%	20%	25%
	Eolico off shore	0%	0%	-5%	-10%	0%	0%	-8%	-16%	0%	0%	8%	17%
Solare PV	Residenziale	0%	-22%	-31%	-40%	0%	-17%	-22%	-27%	0%	7%	10%	13%
	Commerciale	0%	-29%	-36%	-43%	0%	-12%	-16%	-20%	0%	7%	10%	13%
	Industriale	0%	-29%	-36%	-43%	0%	-12%	-16%	-20%	0%	7%	10%	13%
	Utility	0%	-22%	-27%	-32%	0%	-10%	-15%	-20%	0%	6%	9%	13%

Figura 4.9 6 Evoluzione dei parametri di costo degli impianti fotovoltaici ed eolici

Per quanto riguarda gli impatti occupazionali ne risulta, dallo studio del politecnico, che nel periodo 2030-2050 lo sviluppo graduale delle tecnologie basate su fonti rinnovabili e idrogeno porta a un'occupazione media superiore rispetto allo scenario di metanizzazione proposto da RSE. Sull'intero periodo 2020-2050, l'occupazione media è di 15.360 posti/anno per lo scenario basato sulle ipotesi del Politecnico e di 14.572 posti/anno per lo scenario di metanizzazione, con una differenza di 788 posti/anno a favore del primo. Questo delta aumenta nel caso di riattivazione della filiera dell'alluminio (1.847 posti/anno in più per lo scenario di maggiore sviluppo di rinnovabili, accumuli e tecnologie dell'idrogeno). Le attività di costruzione e installazione degli impianti, così come quelle di O&M e di dismissione degli impianti,

richiedono prevalentemente lavoratori locali, pertanto le ricadute occupazionali ricadono sulla regione. Per quanto riguarda invece l'approvvigionamento delle tecnologie, alle condizioni attuali le ricadute occupazionali sono da considerare generate a livello nazionale, più che regionale. Una valutazione delle potenziali ricadute occupazionali in Regione richiederebbe un'analisi approfondita sullo stato tecnologico per produrre localmente le attrezzature e componenti necessarie per le diverse tecnologie.

Secondo lo studio "progetto Sardegna Fase 2" l'analisi costi-benefici ha individuato un costo di 1,77 miliardi di euro in più per lo scenario basato su elettrificazione, idrogeno, fonti rinnovabili e accumuli sviluppato a partire dalle analisi svolte dal Politecnico, rispetto allo scenario di metanizzazione basato sulla configurazione base dello studio di RSE. Le voci di costo che maggiormente contribuiscono a questa differenza sono relative agli investimenti e alle spese di gestione per le tecnologie di generazione a fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo e quelli della filiera dell'idrogeno, all'acquisto dei vettori energetici e alle esternalità ambientali (nello scenario del Politecnico sono mantenuti per più tempo i combustibili attuali, più costosi e inquinanti del gas naturale; inoltre nello scenario di metanizzazione risulta un elevato surplus di energia elettrica, potenzialmente esportabile verso il continente, al quale vengono quindi allocati i relativi costi di generazione e ambientali). La differenza di costo tra i due scenari aumenta a 12,52 miliardi di euro nel caso di riattivazione della filiera dell'alluminio al 2025, principalmente per effetto dei costi di investimento e operativi necessari per il maggiore sviluppo della filiera dell'idrogeno già a partire dal 2025 e per i costi associati all'importazione dell'energia elettrica necessaria ad alimentare gli elettrolizzatori.

Importante è considerare che con crescenti quote di rinnovabili non programmabili, si creerà un notevole surplus di energia elettrica a basso costo. Produrre idrogeno attraverso l'elettrolisi e immagazzinare l'idrogeno per usi successivi è un modo per trarre vantaggio da questo surplus di energia, ma se tale surplus dovesse essere disponibile solo occasionalmente, diventa difficile mantenere bassi i costi. Con l'aumentare delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore, l'impatto sul LCOH dei costi iniziali di investimento diminuisce mentre aumenta l'impatto dei costi dell'elettricità. Avere un certo livello di elettricità a basso costo permetterebbe all'elettrolizzatore di funzionare per molte ore a pieno carico e ridurre così i costi di produzione.

Conclusione

La voglia della regione Sarda di impegnarsi nell'innovare il proprio sistema Energetico attraverso un piano di generazione attuale e competitivo è reale. Come evidenziato in

questo studio, è da decenni che la regione cerca di creare un sistema energetico stabile e autonomo, motivo per cui è nato il progetto “metanizzazione della Sardegna”.
In opinione a quest’ultimo e tenendo conto dell’aggiornamento del quadro regolatorio della governance dell'Unione Europea per l'energia e il clima, funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi sulle emissioni al 2030 e al percorso di decarbonizzazione entro il 2050, l’obiettivo dello studio è stato quello di individuare un possibile sistema energetico regionale, dipendente soprattutto dall’idrogeno, in linea con uno scenario di completa neutralità climatica al 2050. In seguito ad un’analisi dell’attuale sistema energetico sardo, delle infrastrutture energetiche esistenti ed in progetto e delle interessanti potenzialità della regione per quanto riguarda lo sviluppo delle rinnovabili, si sono andate a valutare le policy Europee e Italiane e le conseguenti strategie da intraprendere per permettere una penetrazione dell’idrogeno in linea con le possibilità dell’isola. Questo risulta importante nel momento in cui si comprende che il processo di decarbonizzazione non si esaurisce con la chiusura delle centrali a carbone ma deve mirare alla progressiva riduzione, fino all’azzeramento, di tutte le emissioni di gas serra, conseguenti alla combustione di ogni tipo di fonte fossile. Per tale motivo la metanizzazione dell’isola appare in contrasto con i contenuti delle policy internazionali sul clima. Si è cercato di evidenziare come l’idrogeno come combustibile, vettore energetico e fonte di stoccaggio possa essere una scelta vincente nel raggiungimento degli obiettivi. Analizzando in primo luogo le attuali tecnologie e la loro tendenza futura di crescita e avanzamento, dal punto di vista del costo e dell’accessibilità all’utilizzo, è stata riportata tutta la filiera dell’idrogeno e la possibile applicazione al contesto isola.
La Sardegna potrebbe rappresentare la situazione ideale per anticipare la penetrazione della filiera idrogeno verde nei sistemi elettrici. Le considerazioni a favore di tale scelta, che andrebbe a sostituire l’ipotesi di generazione elettrica a gas, sono:

- il grande potenziale di riduzione dei costi futuri per gli elettrolizzatori e, in generale, per tutta la filiera della generazione da idrogeno (un forte sviluppo delle rinnovabili non programmabili creerà un notevole surplus di energia elettrica a basso costo, vantaggioso per la produzione di idrogeno da elettrolisi, che potrebbe permettere una maggior riduzione dei costi di produzione);
- la differenza di emissioni (potrebbe ridurre le emissioni regionali e nazionali in anticipo rispetto al gas);
- la convenienza strategica (la creazione di una catena del valore dell’idrogeno pulito può fungere da volano per la crescita economica regionale e nazionale con ricadute socioeconomiche importanti sul territorio e l’anticipazione di una

tecnologia e una filiera che saranno necessarie nel medio-lungo termine anche a livello internazionale).

- il facile accoppiamento del sistema isola con la nuova filiera

A sostegno di tutto ciò risulta essenziale proseguire nelle analisi di scenario e nelle simulazioni di funzionamento del sistema elettrico ed energetico, al fine di formulare un piano organico di integrazione del vettore idrogeno, e di adeguarlo costantemente in funzione dell'evolvere della tecnologia e dei nuovi indirizzi delle politiche energetiche e ambientali. Risultano altresì di notevole importanza gli studi di tipo economico, sociale e ambientale, che includano analisi sul Ciclo di Vita e tengano conto delle esternalità ambientali. L'impiego del vettore idrogeno in settori nuovi e con modalità diverse dal passato pone infine una serie di esigenze normative che regolamentino e tutelino produttori e utilizzatori.

BIBLIOGRAFIA

[1] RSE, "Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019.", Luglio 2020

[2] RSE, "Studio RSE sullo sviluppo delle infrastrutture energetiche della Sardegna, Fase 2: approfondimento sulle modalità di trasporto del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna (anni 2020-2040)," Giugno 2021

[3] P. Valbonesi et al., "Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabili per la Sardegna.", Luglio 2021

[4] Politecnico di Milano "HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021 Le sfide per la creazione di un mercato dell'idrogeno" Settembre 2021

[5] Marcus Newborough and Graham Cooley "Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours"

[6] Confindustria, "Piano d'azione per l'idrogeno" Settembre 2020

[7] Ministero dello Sviluppo Economico, "La Sardegna nella Strategia Energetica Nazionale"; Available:https://www.conferenzagnl.com/sito/wpcontent/uploads/2018/02/convegno-Cagliari-2018-Panei.pdf., 2018

[8] “Fuelling Italy's Future: Come la transizione verso la mobilità a basso contenuto di carbonio rafforza l’economia”
[9] “hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition”
[10] H2IT: “piano nazionale di sviluppo: mobilità Idrogeno Italia”; Novembre 2019
[11] RSE, “Idrogeno: Un vettore energetico per la decarbonizzazione”; Settembre 2021
[12] IRENA, “Green hydrogen a guide to policy making”, Settembre 2020
[13] Hydrogen Council. “Path to hydrogen Competitiveness A cost perspective”; 20 January 2020
[14] The European House-Ambrosetti,. “H2 italy 2050 Una filiera nazionale dell’idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell’Italia.” 2020
[15] H2IT “strumenti di supporto al settore idrogeno:priorità per lo sviluppo della filiera idrogeno in italia”
[16] “Idrogeno, la Sardegna Regione pilota”. Disponibile online: http://www.regione.sardegna.it
[17] Il sole 24 ore, “La Sardegna scommette sull’idrogeno con Italgas”. Disponibilie online: https://www.ilsole24ore.com/art/la-sardegna-scommette-sull-idrogeno-italgas.