



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi tecnico-economica delle tecnologie P2G/L da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna

A. Porcu, S. Sollai, M. Mureddu, F. Ferrara, A. Pettinau

ANALISI TECNICO-ECONOMICA DELLE TECNOLOGIE P2G/L DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN SARDEGNA

Andrea Porcu, Stefano Sollai, Mauro Mureddu, Francesca Ferrara

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – III annualità

Obiettivo: Tecnologie

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

Work package: 3 Power to gas

Linea di attività: LA3.21 – Power to Gas/Liquid: analisi tecnico-economica nel contesto della Sardegna

Responsabile del Progetto: Giulia Monteleone ENEA

Responsabile del Work package: Eugenio Giacomazzi ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "POWER-to-Gas/Liquid Utilizzo della CO2"

Responsabile scientifico ENEA: Paolo Deiana

Responsabile scientifico Co-beneficiario SOTACARBO: Marcella Fadda

Indice

SOMMARIO	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 ANALISI DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA DELLA SARDEGNA	6
2.1 STRUTTURA DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA	6
2.2 RETE ELETTRICA DELLA SARDEGNA E INTERCONNESSIONI CON LA RETE NAZIONALE	16
2.3 CRITICITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO SARDO E SVILUPPI FUTURI	19
3 BILANCIO ENERGETICO DELLA SARDEGNA	23
3.1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	23
3.2 BILANCIO DI ENERGIA ELETTRICA	26
3.3 CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA.....	29
3.4 PICCHI DI POTENZA.....	30
4 POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI COMBUSTIBILI DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	32
4.1 STIMA DELLA POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE	34
5 DEFINIZIONE DEL MODELLO DI UN SISTEMA DI PRODUZIONE DI METANOLO DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	40
5.1 SEZIONE DI CATTURA DELLA CO ₂	41
5.2 SEZIONE DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO	43
5.3 SEZIONE DI SINTESI DEL METANOLO	44
6 DEFINIZIONE DEI PARAMETRI ECONOMICI DEL SISTEMA DI PRODUZIONE DI METANOLO DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	47
6.1 PARAMETRI DI REDDITTIVITÀ DELL'IMPIANTO	47
6.2 PARAMETRI DI PROCESSO	48
6.3 COSTI DI INVESTIMENTO	49
6.4 COSTI DI ESERCIZIO.....	51
6.5 FONTI DI REMUNERAZIONE	52
6.6 PARAMETRI ECONOMICI E FINANZIARI	53
6.7 FLUSSO DI CASSA	53
7 ANALISI TECNICO-ECONOMICA DEL SISTEMA DI PRODUZIONE DI METANOLO DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	55
7.1 CAPEX.....	55
7.2 OPEX	57
7.3 RICAVI	58
7.4 RISULTATI.....	58
7.5 ANALISI DI SENSITIVITÀ.....	59
8 CONCLUSIONI	62
9 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	64
10 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	68
11 CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO	70

Sommario

Il presente lavoro si inquadra nell'Accordo di Programma MISE-ENEA "Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – III annualità", e riguarda le attività di ricerca condotte da Sotacarbo nell'ambito del tema "1.2 Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti". In particolare, le attività di ricerca si inquadrano nell'ambito dell'analisi del sistema energetico sardo e del possibile sfruttamento dell'energia rinnovabile per la produzione di combustibili verdi ottenuti dal riutilizzo dell'anidride carbonica. L'accumulo dell'energia sotto varie forme rappresenta infatti un'esigenza sempre più sentita anche in vista del *phase-out* del carbone previsto per la Sardegna per il 2025, nonché in relazione alla forte penetrazione dei sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, quali in particolare quella eolica e solare.

Nello specifico, il presente lavoro riguarda l'analisi del sistema energetico della Sardegna, con particolare riferimento al sistema di generazione elettrica, ed è finalizzato alla valutazione tecnico-economica di un impianto per la produzione di metanolo alimentato da CO₂ catturata dai fumi di un impianto termoelettrico tradizionale e da idrogeno prodotto con energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER).

Il lavoro è articolato nelle seguenti parti:

1. Analisi della struttura del sistema di generazione elettrica della Sardegna.
2. Analisi del bilancio energetico sardo.
3. Produzione di combustibili liquidi rinnovabili da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna.
4. Analisi tecnico-economica di un impianto per la produzione di metanolo da surplus di produzione elettrica da FER.

Nella prima parte del documento è stata svolta una analisi del sistema di generazione elettrica della Sardegna volta a caratterizzarne la struttura, le potenzialità e l'incidenza delle diverse tecnologie di generazione elettrica basate sui combustibili fossili e sulle fonti rinnovabili. Sono state analizzate in dettaglio la struttura e la consistenza degli impianti termoelettrici, idroelettrici, a bioenergie, eolici e fotovoltaici.

Attraverso l'utilizzo di dati e informazioni rilevati da pubblicazioni e rapporti statistici prodotti dai principali operatori del mercato elettrico, da Terna, GSE e GME oltre che dal PEARS ed altri documenti correlati della Regione Autonoma della Sardegna, sono stati quindi analizzati la produzione per fonte e il bilancio energetico del sistema elettrico regionale.

Sulla base di quanto emerso dall'analisi del sistema di generazione elettrica, nel proseguo del documento è stata quantificata l'energia disponibile per la produzione di idrogeno e di combustibili liquidi.

Sempre a partire dalle risultanze dell'analisi del sistema regionale di generazione elettrica, nell'ultima parte del lavoro è stato definito un sistema di tipo Power-to-Fuel per la produzione di metanolo da cattura dell'anidride carbonica e da idrogeno di elettrolisi dell'acqua in grado di utilizzare il surplus di produzione elettrica. Definita la taglia e tutti i parametri tecnici dell'impianto, sono stati in seguito valutati tutti i parametri economici e finanziari, grazie ai quali è stata quindi svolta l'analisi tecnico-economica, con la determinazione del flusso di cassa associato all'esercizio dell'impianto e la sua redditività nel corso della vita operativa.

1 Introduzione

L'Accordo di Parigi, negoziato in occasione della 21° Conferenza delle Parti della Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP-21 del 2015), ha definito l'obiettivo di lungo termine di contenere l'innalzamento medio globale della temperatura tra 1,5 e 2 °C rispetto ai livelli pre-industriali, ai fini di una riduzione dell'impatto dei cambiamenti climatici [1].

L'ultimo report redatto dall'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha rimarcato che i recenti cambiamenti climatici, che hanno iniziato a destare grande preoccupazione a partire dagli ultimi decenni del secolo scorso, sono diffusi, rapidi, si stanno intensificando e sono senza precedenti se guardiamo alla storia di migliaia di anni [2]. Il report evidenzia come, se non si porteranno avanti politiche volte all'azzeramento delle emissioni clima alteranti, si supereranno i 2 °C di innalzamento delle temperature in anticipo rispetto alle previsioni del precedente IPCC del 2018. Si prevede che l'innalzamento del livello del mare alla fine del secolo aumenterà di circa 0,43 m nello scenario di riduzione molto elevata delle emissioni e di circa 0,84 m nello scenario ad alte emissioni, rispetto al periodo 1986-2005 [3]. I Paesi con le maggiori emissioni pro capite di CO₂ sono i principali produttori di petrolio, quali Kuwait e Emirati Arabi Uniti, che tuttavia hanno una bassa popolazione e quindi un ridotto impatto globale. Tra i Paesi più popolosi con le maggiori emissioni pro capite ci sono Australia (16,3 t_{CO2}/anno), Stati Uniti (16,1), Europa (7,3) e Cina (7,1). L'Italia, con 5,6 t_{CO2}/anno pro capite, si colloca al di sotto della media europea [4].

Per raggiungere l'obiettivo prefissato di contenimento delle emissioni climalteranti, durante la COP-24 del 2018 sono state concordate le norme per l'attuazione dell'Accordo di Parigi da mettere in atto a partire dal 2020 [5]. In tale prospettiva, il Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia, all'articolo 15, ha previsto che la Commissione proponesse entro l'inizio del 2019 una strategia europea a lungo termine e che, entro il 2020, gli Stati Membri dovessero fare lo stesso, presentando strategie nazionali con un orizzonte di almeno trent'anni [6]. L'Italia in questo contesto ha definito la propria strategia di lungo termine sulla riduzione delle emissioni (SILT) [7].

A novembre 2018, la Commissione ha approvato la Comunicazione "A Clean Planet for all", accompagnata da un approfondito documento di analisi che ha individuato diversi percorsi di decarbonizzazione tali da determinare, al 2050, una riduzione delle emissioni compresa tra l'80% e il 100% rispetto al livello del 1990 [8].

Su questa linea, la Presidente della Commissione Ursula Von der Leyen, nella sua Comunicazione sul Green Deal europeo, ha tracciato una strategia di crescita "mirata a trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse" [9]. Tale orientamento ha trovato conferma nelle Conclusioni del Consiglio europeo del 12 dicembre 2019, con il supporto esplicito del Governo italiano [10].

Nel mese di novembre 2021 si è tenuta la COP-26 a Glasgow, dalla quale è emersa ancora una volta la gravità del fenomeno del riscaldamento globale. Durante il summit i governi nazionali hanno assunto importanti impegni, come per esempio il "phase-down" del carbone e la riduzione delle emissioni di metano e di anidride carbonica in atmosfera [11].

In questo contesto si inserisce il presente lavoro, che vuole proporre una possibile tecnologia che può rivestire un ruolo importante nel percorso di decarbonizzazione, con specifico riferimento, come caso studio, alla situazione della Sardegna. Nello specifico, l'attività è finalizzata alla valutazione delle riduzioni di emissioni di anidride carbonica tramite l'impiego di accumuli energetici sotto forma di produzione di combustibili verdi. La tecnologia, di cui viene svolta una analisi tecnico-economica, riguarda la sintesi chimica di metanolo a partire da idrogeno, prodotto con il surplus di energia elettrica delle fonti rinnovabili sarde, e anidride carbonica, catturata in un apposito sistema di cattura che tratta i gas di scarico di un tradizionale impianto termoelettrico.

2 Analisi del sistema di generazione elettrica della Sardegna

Nel presente capitolo viene descritta la struttura del sistema di produzione dell'energia elettrica in Sardegna.

Nella prima parte viene descritto il parco di generazione termoelettrica, le centrali termoelettriche di autoproduzione e gli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili. Inoltre, viene delineato un quadro riassuntivo degli impianti a bioenergie, idroelettrici, eolici e fotovoltaici sardi.

Nella seconda parte vengono brevemente esaminati i collegamenti della rete elettrica regionale con il resto dell'Italia, evidenziando le principali criticità e limiti della rete elettrica sarda. Infine vengono esaminati i nuovi collegamenti della rete elettrica in corso di realizzazione.

2.1 Struttura del sistema di generazione elettrica

Il sistema di generazione termoelettrica in Sardegna si basa principalmente su tre grandi centrali:

- Centrale EP Produzione (ex E.ON) di Fiume Santo, in località Cabu Aspru (SS);
- Centrale ENEL Grazia Deledda di Portoscuso, in località Portovesme (SU);
- Centrale SARAS (ex SARLUX), in località Sarroch (CA).

Inoltre ad Assemini sono presenti due gruppi turbogas telecomandati.

La Tabella 2.1 sintetizza le caratteristiche dei principali impianti termoelettrici operanti in Sardegna. La potenza nominale netta delle varie sezioni è stata presa dal portale GME [12].

Tabella 2.1. Potenza nominale lorda delle principali centrali termoelettriche operanti in Sardegna

Centrale	Sezione	Potenza nom. lorda (MW)	Potenza nom. netta (MW)	Combustibile	Tipo di Impianto	Percentuale del totale
Fiume Santo (EP)	FO3	320	267	Carbone/biomasse	Vapore	14,5%
	FO4	320	267	Carbone/biomasse	Vapore	14,5%
	Totale	640	534			28,9%
Portovesme (ENEL)	SU2	350	250	Carbone/biomasse	Vapore	15,8%
	SU3	240	182	Carbone/OCD	Vapore	10,8%
	Totale	590	432			26,7%
Sarroch (SARAS)	SX1	198	195,2	Syngas da TAR	IGCC	8,9%
	SX2	198	195,2	Syngas da TAR	IGCC	8,9%
	SX3	198	195,2	Syngas da TAR	IGCC	8,9%
	Totale	594	585,6			26,8%
Assemini (ENEL)	AS1	90	88	Gasolio	Turbogas	4,1%
	AS2	90	88	Gasolio	Turbogas	4,1%
	Totale	180	176			8,1%
Totale		2.004	1.727,6			90,6%

Le due sezioni FO3 e FO4 della centrale di Fiume Santo e la sezione SU2 della centrale di Portovesme sono alimentate a carbone e possono operare in co-combustione con biomasse solide, in percentuale massima (sull'energia totale del combustibile in ingresso) del 5% per i gruppi FO3 e FO4 e del 15% per la sezione SU2. Le tre sezioni hanno una potenza complessiva di 990 MW, corrispondente al 44,7% del totale termoelettrico. La sezione SU3 della centrale di Portovesme, con potenza di 240 MW, corrispondente a circa il 10,8% del totale termoelettrico, può essere alimentata con carbone e con olio combustibile denso.

Oltre ai precedenti impianti, vi sono altri 38 impianti di varia tipologia e potenza alimentati con biomasse, ivi inclusi gli impianti di termovalorizzazione e di biodigestione dei rifiuti, per una potenza totale di 111,28 MW.

Nel seguito è riportata una breve descrizione dei principali impianti termoelettrici sardi. Il fattore di utilizzo dei vari impianti è stato calcolato come rapporto tra l'energia elettrica lorda prodotta nell'anno e l'energia massima producibile, pari alla potenza nominale lorda moltiplicata per 8760 ore annue.

$$\text{Fattore di utilizzo} = \frac{\text{energia elettrica lorda prodotta}}{\text{potenza nominale lorda sezione impianto} \cdot 8760 \text{ h/y}}$$

Centrale EP produzione di Fiume Santo

La centrale di Fiume Santo è costituita da due sezioni a vapore da 320 MW, del tipo a doppio surriscaldamento e preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento mediante spillamento di vapore. Le sezioni sono entrate in servizio rispettivamente nel 1992 e nel 1993. La centrale è considerata strategica per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e locale e pertanto è qualificata come "impianto essenziale" fino al 31/12/2024 [13].

La Tabella 2.2 riporta l'energia elettrica lorda prodotta dalla centrale EP Fiumesanto nel periodo 2012-2020 insieme al fattore di utilizzo, ai dati di consumo dei diversi combustibili utilizzati (carbone, biomasse, olio combustibile denso, gasolio) e alle emissioni di CO₂ [15].

Tabella 2.2. Produzione lorda di energia elettrica, fattore di utilizzo, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ della centrale termoelettrica EP Fiume Santo

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	Carbone (kt)	Biomasse (kt)	OCD (kt)	Gasolio (kt)	Prod. CO ₂ (kt)
2020	3.498	0,624	1.313	2	1	-	3.038
2019	3.789	0,676	1.434	2	2	-	3.370
2018	3.635	0,648	1.362	2	2	-	3.198
2017	4.043	0,721	1.487	2,5	2	0,6	3.514
2016	2.810	0,501	1.075	1,1	4,4	1,2	2.535
2015	2.655	0,474	1.013	14	4,4	1	2.404
2014	3.631	0,648	1.340	6	11,2	1	3.188
2013	3.937	0,702	1.420	4	34	1	3.482
2012	4.295	0,766	1.376	4	94	1	3.588

Le due sezioni sono dotate di sistemi per l'abbattimento delle polveri, degli ossidi di azoto e degli ossidi di zolfo. Le sezioni sono state alimentate con olio combustibile prima, e con orimulsion successivamente, fino all'anno 2003. Dal 2003 sono alimentate a carbone.

Dalla Tabella 2.2 si osserva come il fattore di utilizzo della centrale sia diminuito sistematicamente dal 2010 al 2016, in ordine alle priorità di dispacciamento, per poi recuperare valore nel 2017 e rimanere pressoché costante per i tre anni successivi, avendo assunto l'attribuzione della qualifica di impianto di produzione essenziale per la sicurezza del sistema elettrico.

Centrale Enel di Portovesme

La centrale Grazia Deledda di Portovesme era composta, fino al 2001, da tre sezioni a vapore aventi ciascuna potenza nominale lorda di 240 MW. Le prime due sezioni, entrate in servizio commerciale rispettivamente nel 1965 e nel 1966, sono state fermate nel 1998 e smantellate nel 2001 per essere sostituite da un nuovo

impianto a letto fluido atmosferico circolante, entrato in esercizio commerciale nel 2006 (il primo parallelo con la rete è stato eseguito nel luglio 2005). Tale impianto ha potenza nominale lorda pari a circa 350 MW ed è alimentato a carbone, in passato con una frazione di carbone Sulcis fino al 20% (valore nominale) in termini di energia. Il rendimento netto di questa unità di produzione varia fra il 33,8% (al minimo tecnico 158 MW) e il 37,9% a 275 MW, potenza massima netta immessa in rete [14].

La terza sezione, entrata in servizio nel 1986, può essere alimentata sia con olio combustibile che con carbone ed è basata su un ciclo termodinamico convenzionale a doppio surriscaldamento del vapore (rispettivamente 538 °C e 16,3 MPa e 538 °C e 3,5 MPa) con preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento effettuato mediante spillamento di vapore dalla turbina. La sezione è dotata di un sistema di desolfurazione dei fumi mediante assorbimento a umido con calcare, che consente di rispettare i limiti sulle emissioni di SO₂ anche utilizzando carbone Sulcis con un tenore di zolfo fino all'8%. Essa è inoltre dotata di un denitrificatore SCR del tipo "tail-end" e di un sistema ESP per la rimozione delle polveri. Il rendimento netto della terza sezione varia fra il 30,6% (al minimo tecnico 140 MW) e il 33,4% a 202 MW, potenza massima netta immessa in rete [14].

La Tabella 2.3 e la Tabella 2.4 riportano l'energia elettrica lorda prodotta rispettivamente dai gruppi SU2 e SU3 della centrale nel periodo 2012-2020 insieme al fattore di utilizzo, ai dati di consumo dei diversi combustibili utilizzati (carbone, biomasse, olio combustibile denso, gasolio) e alle emissioni di CO₂ [16].

Tabella 2.3. Produzione lorda di energia elettrica, fattore di utilizzo, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ del gruppo SU2 della centrale termoelettrica ENEL Grazia Deledda

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	Carbone (kt)	Biomasse (kt)	OCD (kt)	Gasolio (kt)	Prod. CO ₂ (kt)
2020	754	0,245	266,10	47,593	-	1,580	n.d.
2019	968	0,313	345,171	67,672	-	1,727	n.d.
2018	643	0,210	225,760	50,586	-	1,142	n.d.
2017	850	0,277	303,630	62,739	-	1,869	n.d.
2016	552	0,180	185	47,0	---	2,147	493
2015	973	0,317	329	138	---	1,707	952
2014	1.200	0,391	382	195	---	2,160	898
2013	1.531	0,499	481	250	---	0,909	1.188
2012	1.643	0,536	539	261	---	1,443	1.253

Tabella 2.4. Produzione lorda di energia elettrica, fattore di utilizzo, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ del gruppo SU3 della centrale termoelettrica ENEL Grazia Deledda

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	Carbone (kt)	Biomasse (kt)	OCD (kt)	Gasolio (kt)	Prod. CO ₂ (kt)
2020	615	0,293	261,763	-	-	4,073	n.d.
2019	338	0,160	135,376	-	-	4,274	n.d.
2018	456	0,217	188,469	-	-	3,694	n.d.
2017	337	0,160	137,903	-	2,955	2,459	n.d.
2016	208	0,099	75,5	---	2,286	1,076	186
2015	531	0,253	223	---	10,062	0,661	342
2014	731	0,348	314	---	10,377	0,531	749
2013	252	0,120	97,0	---	13,103	0,560	237
2012	754	0,359	317	---	19,228	0,810	729

Non risultano reperibili le emissioni di anidride carbonica per i singoli gruppi SU2 e SU3; sono invece disponibili le emissioni globali dei due gruppi per gli anni 2017-2019:

- 2017: 1.064.199 t di CO₂
- 2018: 1.001.390 t di CO₂
- 2019: 1.152.511 t di CO₂

Si osserva, anche in questo caso, la sistematica diminuzione del fattore di utilizzo di entrambi i gruppi SU2 e SU3 dal 2012 al 2015, in ordine alle priorità di dispacciamento, e l'ulteriore drastica diminuzione dal 2016 dopo l'esclusione della centrale dall'elenco degli impianti essenziali. Dal 2017 la centrale è rientrata nuovamente nell'elenco degli impianti essenziali con un conseguente aumento del suo fattore di utilizzo [13].

Centrale Sarlux di Sarroch

L'impianto IGCC Sarlux (Gruppo Saras) di Sarroch, è entrato in funzione alla fine dell'anno 2000 ed è in esercizio commerciale dal 2001. È essenzialmente costituito da una sezione di gassificazione basata su tecnologia General Electric (ex Texaco) "total quench" per la produzione del gas di sintesi, una sezione di purificazione/condizionamento del gas grezzo prodotto e una sezione di potenza costituita da tre gruppi a ciclo combinato "GE STAG 109E" della General Electric costituiti ciascuno da una turbina a gas da circa 120 MW, alimentata con il gas di sintesi, un generatore di vapore a recupero con post-combustione a valle della turbina a gas e una turbina a vapore da circa 60 MW. La turbina a gas e la turbina a vapore sono calettate sullo stesso albero a cui è collegato un generatore da 198 MW di potenza nominale lorda. L'impianto presenta un unico punto di emissione dei prodotti di combustione in atmosfera. Lo zolfo presente nel gas grezzo prodotto dalla gassificazione del combustibile primario è convertito in zolfo elementare in un impianto "Claus-SCOT" che consente una rimozione dello zolfo superiore al 99,5%.

L'impianto per la produzione dell'ossigeno necessario per la gassificazione è situato all'esterno della raffineria Saras ed è esercito da società terza, pur essendo la produzione dell'ossigeno completamente destinata all'impianto IGCC.

L'impianto, che per le sue caratteristiche intrinseche era destinato ad un funzionamento "di base", è stato concepito per operare con un fattore di utilizzo superiore al 90%, equivalente a un funzionamento a potenza nominale continua di circa 8.000 ore/anno, con una cessione obbligata di energia elettrica alla rete, secondo le modalità di cui al CIP 6/92. Nel periodo compreso tra la fine del CIP 6/92 (16/04/2021) e il 31/12/2021, l'impianto è stato inserito con deliberazione 598/2020/R/eel nell'elenco degli impianti essenziali.

L'impianto è alimentato con i residui pesanti della raffinazione del petrolio di esclusiva provenienza dalla raffineria Saras, in quantità pari a circa 1.126.000 t/anno. In condizioni nominali esso produce inoltre circa 100 t/h di vapore a media pressione, 85 t/h di vapore a bassa pressione e 40.000 Nm³/h di idrogeno puro al 99%, ottenuto dal syngas mediante un processo di separazione a membrana, per gli usi di processo della raffineria.

La Tabella 2.5 riporta l'energia elettrica netta (immessa in rete) prodotta dalla centrale IGCC Sarlux nel periodo 2012-2019 insieme al fattore di utilizzo, ai dati di consumo del combustibile utilizzato (tar di raffineria) e alle emissioni di CO₂ dell'impianto IGCC e degli altri impianti della raffineria [17].

Tabella 2.5. Produzione netta di energia elettrica, fattore di utilizzo, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ della centrale IGCC e della raffineria Saras

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	TAR (kt)	IGCC	Produzione di CO ₂ (kt)		
					Raffineria	Imp. Nord	Totale
2020	4.070	0,782	1.073	3.578	1.666	528	5.772
2019	4.074	0,783	1.091	3.603	2090	450	6.144
2018	4.362	0,838	1.141	3.741	2152	455	6.349
2017	4.086	0,785	1.085	3.585	2.338	452	6.375
2016	4.588	0,882	1.181	3.839	2.288	380	6.507
2015	4.450	0,855	1.158	3.761	2.411	422	6.594
2014	4.353	0,837	1.149	3.768	1.990	---	5.758
2013	4.217	0,810	1.123	3.699	2.183	---	5.882
2012	4.194	0,806	1.146	3.690	2.239	---	5.929

Centrale Enel di Assemini

La centrale di Assemini è costituita da due gruppi turbogas Fiat-Westinghouse mod. TG50/C aventi una potenza lorda di 90 MW ciascuno (potenza netta 88 MW), in grado di funzionare con gasolio o con distillati di petrolio leggeri e predisposti per il funzionamento con il gas naturale. I tempi di avviamento sono di circa 30 minuti per il passaggio da macchina ferma al pieno carico sulla rete elettrica. I due gruppi turbogas, operati in telecomando, sono dotati di motori diesel di lancio di potenza unitaria di circa 2.350 kW e sono in grado di avviarsi anche senza alimentazione esterna dalla rete pubblica.

La centrale turbogas è stata inizialmente realizzata per contribuire alla copertura dei picchi di carico, con un limitato periodo di utilizzazione. Il 26/02/2011 ciascun gruppo turbogas è stato autorizzato a operare, con scadenza 26/02/2016, per una durata massima non superiore a 500 ore/anno. Il 21/12/2015 è stato autorizzato l'esercizio dei due gruppi turbogas per i servizi di compensazione sincrona della rete, di riaccensione in caso di black-out totale (servizio di "black start up") e di emergenza. Di conseguenza dal 2016 la centrale turbogas di Assemini opera in regime di essenzialità ai fini della sicurezza del sistema elettrico [13]. I due gruppi della centrale sono ora deputati alla riaccensione e alla prima rialimentazione della rete elettrica della Sardegna in caso di black-out al posto dei due gruppi turbogas della centrale di Fiume Santo demoliti nel 2013.

Nella Tabella 2.6 viene riportata l'energia elettrica netta prodotta dalla centrale di Assemini [18].

Tabella 2.6. Produzione netta di energia elettrica della centrale turbogas di Assemini

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo
2020	2,968	0,004
2019	4,158	0,005
2018	4,172	0,005
2017	2,294	0,003

Impianti termoelettrici di autoproduzione

Oltre agli impianti termoelettrici precedentemente descritti, nella rete sarda risiedono anche le centrali termoelettriche degli autoproduttori industriali e gli impianti a fonti rinnovabili.

Il parco termoelettrico degli autoproduttori industriali, come mostrato dalla Tabella 2.7, consiste complessivamente di 6 impianti con 11 gruppi di generazione per una potenza lorda complessiva di 173,6 MW (Terna dichiara 9 impianti con 13 gruppi di generazione).

Tabella 2.7. Potenza nominale lorda degli impianti di autoproduzione industriale

Produttore, Località	Alimentazione	Gruppi di potenza (MW)	Potenza impianto (MW)
Impianti nord, Sarroch (CA)	OCD e gas di recupero	2x26	52
Syndial, Porto Torres (SS)	OCD/FOK/GPL	1x45	45
Cooperativa 3A, Arborea (OR)	GNL	1x1,051	1,051
Fluorsid SpA (CA)	Recupero di calore	1x4,9+1x6,9	11,8
SARAS, Sarroch (CA)	Gas di recupero	EG1/2/3-EG4	52,75
Syndial Assemini (CA)	OCD e idrogeno	1x11	11
Totale Autoproduttori			173,6

Impianti di generazione da bioenergie

Alla formazione del parco di generazione termoelettrica della Sardegna concorrono anche 38 impianti a bioenergie, per una potenza complessiva di 111,28 MW.

In particolare, risultano presenti 25 impianti per la produzione di biogas per una potenza complessiva di 14,57 MW, 5 impianti per la produzione di biogas da discarica per complessivi 6,546 MW, 5 impianti a biomasse solide per complessivi 37,236 MW, 2 impianti a biomasse liquide per complessivi 36,920 MW e un impianto a RUI (rifiuti urbani indifferenziati) da 16 MW.

A questi si aggiungono, con riferimento a quanto indicato in [15] e [16], i due impianti termoelettrici della centrale ENEL di Portovesme (in realtà solo uno può essere alimentato con biomasse) e i due della centrale EP di Fiume Santo che operano in co-combustione con biomasse solide. La quota di potenza elettrica di questi ultimi impianti corrispondente all'alimentazione con biomasse solide non è univocamente quantificabile poiché essa dipende dalla quantità (max 15% e 5% rispettivamente in termini di energia in ingresso) e dalla qualità (potere calorifico) delle biomasse utilizzate.

La Tabella 2.8 che segue riporta l'elenco degli impianti per tipo di alimentazione, estrapolato dai dati in possesso dal GSE, con l'indicazione della località e della potenza [19]. La tabella non riporta le centrali EP di Fiume Santo ed ENEL di Portovesme già riportate nella precedente Tabella 2.1.

Oltre la metà della potenza totale degli impianti a bioenergie, per un totale di 59,3 MW, fa capo a due soli impianti: il nuovo impianto PowerCrop a biomasse solide da 22,8 MW di Macchiarreddu e l'impianto a biocombustibili liquidi (centrale Biopower Sardegna del gruppo Clivati) installato a Ottana, costituito da due motori a combustione interna da circa 17 MW ciascuno integrati con un generatore di vapore a recupero e una turbina a vapore da 2,8 MW. Attualmente l'impianto Biopower Sardegna è stato ammesso al regime di reintegrazione per tutto il 2021 [13].

Tabella 2.8. Potenza nominale lorda degli impianti di produzione di energia elettrica da bioenergie

Località	Potenza (kW)	Località	Potenza (kW)
Impianti a biogas		Impianti a biomasse solide	
Sarroch	256	Assemini	22.800
Barisardo	5,5	Sarroch	199
Bortigali	144	Iglesias	999
Macomer	100	Nurri	98
Arborea	100	Serramanna	13.140
Arborea	998	Totale biomasse solide	37.236
San Nicolò d'Arcidano	999	Impianti a biogas da discarica	
Mores	99	Villacidro	2.706
Ozieri	999	Ozieri	330
Porto Torres	198	Olbia	835
Sassari	999	Serdiana	1.875
Sassari	999	Carbonia	800
Sassari	999	Totale biogas da discarica	6.546
Tula	50	Impianti a biomasse liquide	
Tula	50	Ottana	36.500
Tula	999	Serrenti	420
Decimoputzu	999	Totale biomasse liquide	36.920
Gonnosfanadiga	196	Impianti a rifiuti	
Guspini	300	Capoterra	16.005
Guspini	999	Totale rifiuti	16.005
Nuraminis	90		
Pabillonis	999		
Sanluri	999		
Villacidro	999		
Totale biogas	14.574,5		

Confronto dei dati ufficiali Terna con questo lavoro

I dati riportati da Terna [20] relativi alla generazione elettrica regionale non coincidono con i dati esposti precedentemente. Le principali differenze sono riassunte nella Tabella 2.9.

Tabella 2.9. Confronto dati impianti

	Dati Terna	Questo lavoro	Differenza
Potenza totale (MW)	2212,9 + 173,2	2004 + 173,6 + 111,28	97,22
Potenza imp. autoproduttori (MW)	173,2	173,6	0,4
Num. impianti autoproduttori	9	6	3
Num. gruppi autoproduttori	13	11	2
Potenza imp. a bioenergie (MW)	113,9	111,28	2,62
Num. impianti a bioenergie	41	40	1

Si riscontra una sostanziale differenza tra il valore di potenza efficiente lorda dichiarato da Terna e quello calcolato in questo lavoro (basato su dati pubblicati da GSE S.p.A.) che ammonta a 97,2 MW.

Per quanto riguarda gli autoproduttori sono stati individuati solo 6 impianti e 11 sezioni contro i 9 impianti e 13 sezioni dichiarati da Terna.

In conclusione, le differenze riscontrate sulla potenza efficiente lorda degli impianti a bioenergie possono essere ricondotte a piccole differenze tra i dati in possesso di Terna e del GSE.

Impianti idroelettrici

In Sardegna sono presenti 18 impianti idroelettrici con 27 gruppi di generazione di varia tipologia e potenza, per una potenza efficiente lorda complessiva di 466,4 MW. Più specificamente, 12 impianti con 20 gruppi, per una potenza di 402,11 MW, sono in capo a ENEL, mentre 6 impianti con 7 gruppi, per una potenza di 68,35 MW, sono in capo a ENAS. Anche in questo caso si riscontra una piccola differenza (4,06 MW) tra i valori dichiarati da Terna e quelli calcolati in questo lavoro in base ai dati del GSE.

La Tabella 2.10 che segue riporta una sintesi degli impianti idroelettrici sardi.

Tabella 2.10. Potenza nominale lorda delle centrali idroelettriche

Centrale	Comune	Num. Gruppi	Pot. Gruppo (MW)	Pot. Imp. (MW)	Macchinario
Impianti ENEL					
Taloro 1° salto (Cucchinadorza)	Ovodda	2	20,8	41,6	F-V
Taloro 2° salto (Badu Ozzana)	Teti	2	13,2	26,4	F-V
Taloro 3° salto (Benzone)	Sorradile	1	6,3	6,3	F-V
Taloro (Gusana/Cucchinadorza)	Ovodda	3	80	240,0	F-V
Flumendosa 1° salto	Villagrande S.	2	3,9	7,8	F-O
Flumendosa 2° salto	Villagrande S.	3	9,4	28,2	P-O
Flumendosa 3° salto	Villagrande S.	2	4,8	9,6	F-O
Coghinas	Oschiri	1	22,7	22,7	F-V
Casteldoria	S. Maria Coghinas	1	5,0	5,0	K-V
Lago di Monte Lerno	Ozieri	1	9,9	9,9	F-V
Posada	Torpé	1	0,812	0,812	F-O
Pedra Othoni	Dorgali	1	3,8	3,8	F-V
Totale Idroelettrico ENEL		20	---	402,11	
Impianti ENAS					
Tirso 1° salto	Busachi	1	20,0	20,0	F-V
Tirso 2° salto	Busachi	1	4,0	4,0	K-V
Uvini	Siurgus Donigala	2	13,1+1,3	14,3	K-V+F-O
Santu Miali	Furtei	1	27,5	27,5	F-V
San Lorenzo	Sestu	1	1,25	1,25	F-O
Simbirizzi	Quartucciu	1	1,3	1,3	F-O
Totale Idroelettrico ENAS		7	---	68,35	
Totale Idroelettrico		29	---	470,46	

F = Turbina Francis – K = Turbina Kaplan – P = Turbina Pelton; V = Asse verticale – O = Asse orizzontale

Impianti eolici

La promozione delle fonti energetiche rinnovabili introdotta dai legislatori, con l'erogazione di incentivi economici particolarmente attraenti e remunerativi, ha prodotto un rinnovato interesse per la generazione elettrica da fonti rinnovabili, con un conseguente vigoroso sviluppo delle relative tecnologie.

A livello europeo, lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è stato promosso attraverso la Direttiva 2009/28/CE, recante modifica e abrogazione della Direttiva 2001/77/CE. Attualmente a livello nazionale la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico è incentivata attraverso il DM 23/06/2016.

Al 2020, in base ai dati Terna, risultano installati in Sardegna 594 impianti eolici per una potenza complessiva di 1.087,5 MW [20]. Dal sistema informativo geografico "Atlaimpianti" del GSE [19], aggiornato a luglio 2021, risultano 508 impianti per una potenza di 1.028,33 MW.

La Tabella 2.11 e la Tabella 2.12 che seguono riportano una sintesi della consistenza del settore eolico in Sardegna relativa ai soli impianti presenti nel sistema Altaimpianti del GSE. Più specificamente, le tabelle riportano la dimensione del settore (numero di impianti, potenza complessiva e potenza media per impianto) nelle 5 province sarde per le seguenti fasce di potenza:

- $P \leq 20$ kW;
- $20 < P \leq 60$ kW;
- $60 < P \leq 200$ kW;
- $200 < P \leq 1.000$ kW;
- $1.000 < P \leq 5.000$ kW;
- $P > 5.000$ kW.

Tabella 2.11. Impianti di generazione elettrica da fonte eolica in Sardegna – $P \leq 200$ kW (luglio 2021)

Provincia	$P \leq 20$ kW			$20 \text{ kW} < P \leq 60 \text{ kW}$			$60 < P \leq 200 \text{ kW}$		
	N° imp.	P. tot. (kW)	P media (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	P media (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	P media (kW)
Cagliari	7	40,2	5,74	1	60	59,50	0	0	-
Nuoro	7	113,0	16,14	67	4.009	59,84	5	1.000	200,0
Oristano	8	89,0	11,13	30	1.759	58,63	0	0	-
Sassari	26	207,2	7,97	188	11.087	58,97	7	1.366	195,1
Sud Sard.	12	114,0	9,50	117	6.961	59,49	7	1.200	171,4
Totale	60	563,4	9,39	403	23.875	59,24	19	3.566	187,7

Tabella 2.12. Impianti di generazione elettrica da fonte eolica in Sardegna – $P > 200$ kW (luglio 2021)

Provincia	$200 \text{ kW} < P \leq 1.000 \text{ kW}$			$1.000 \text{ kW} < P \leq 5.000 \text{ kW}$			$P > 5.000 \text{ kW}$		
	N° imp.	P. tot. (kW)	P media (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	P media (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	P media (kW)
Cagliari	0	0	-	1	1.320	1.320	2	45.000	22.500
Nuoro	0	0	-	0	0	-	1	96.000	96.000
Oristano	1	900	900,0	0	0	-	1	98.900	98.900
Sassari	0	0	-	1	3.170	3.170	13	540.950	41.612
Sud Sard.	0	0	-	0	0	-	6	214.090	35.682
Totale	1	900	900,0	2	4.490	2.245	23	994.940	43.258

Impianti fotovoltaici

Grazie agli incentivi del “Conto Energia” di cui ai decreti DM 28/07/2005 e DM 6/06/2006 (1° Conto Energia), DM 19/02/2007 (2° Conto Energia), DM 06/08/2010 (3° Conto Energia), DM 05/05/2011 (4° Conto Energia) e DM 05/07/2012 (5° Conto Energia), oltre ai meccanismi di detrazione fiscale introdotti successivamente, il settore della generazione elettrica da impianti fotovoltaici ha avuto un vigoroso sviluppo in Sardegna, così come nel resto d’Italia.

La Tabella 2.13 e la Tabella 2.14 che seguono riportano una sintesi della consistenza del settore fotovoltaico in Sardegna relativa ai soli impianti presenti nel sistema Altailimpianti del GSE [19] a luglio 2021. Più specificamente le tabelle riportano la dimensione del settore (numero di impianti, potenza complessiva e potenza media per impianto) nelle 5 province sarde per le seguenti fasce di potenza:

- $P \leq 3$ kW;
- $3 < P \leq 20$ kW;
- $20 < P \leq 200$ kW;
- $200 < P \leq 1.000$ kW;
- $1.000 < P \leq 5.000$ kW;
- $P > 5.000$ kW.

Alla data indicata risultavano complessivamente installati in Sardegna 37.263 impianti solari fotovoltaici (Terna ne dichiara 39.690 al 2020) per una potenza complessiva di 685,3 MW (973,8 MW quella indicata da Terna).

Tabella 2.13. Impianti di generazione elettrica da fonte fotovoltaica in Sardegna – $P \leq 200$ kW (luglio 2021)

Provincia	$P \leq 3$ kW			$3 \text{ kW} < P \leq 20$ kW			$20 < P \leq 200$ kW		
	N° imp.	P. tot. (kW)	<i>P media</i> (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	<i>P media</i> (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	<i>P media</i> (kW)
Cagliari	2.897	7.926	2,74	4.107	23.836	5,83	152	11.725	77,1
Nuoro	1.646	4.703	2,86	4.544	30.690	6,75	178	13.179	74,0
Oristano	1.350	3.857	2,86	2.623	17.537	6,69	166	13.619	82,0
Sassari	2.491	6.923	2,78	7.273	49.581	6,82	320	23.130	72,3
Sud Sard.	3.078	8.698	2,83	5.876	38.038	6,47	265	20.277	76,5
Totale	11.462	32.107	2,80	24.423	159.781	6,54	1.081	81.929	75,8

Tabella 2.14. Impianti di generazione elettrica da fonte fotovoltaica in Sardegna – $P > 200$ kW (luglio 2021)

Provincia	$200 \text{ kW} < P \leq 1.000$ kW			$1.000 \text{ kW} < P \leq 5.000$ kW			$P > 5.000$ kW		
	N° imp.	P. tot. (kW)	<i>P media</i> (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	<i>P media</i> (kW)	N° imp.	P. tot. (kW)	<i>P media</i> (kW)
Cagliari	36	19.027	528,5	5	12.789	2.558	1	5.826	5.826
Nuoro	39	25.014	641,4	7	20.094	2.871	2	18.596	9.298
Oristano	41	26.576	648,2	15	34.905	2.327	3	25.685	8.562
Sassari	64	38.702	604,7	11	31.847	2.895	5	51.006	10.201
Sud Sard.	47	35.437	754,0	20	59.956	2.998	1	5.981	5.981
Totale	227	144.755	637,7	58	159.588	2.752	12	107.093	8.924

2.2 Rete elettrica della Sardegna e interconnessioni con la rete nazionale

Il sistema elettrico sardo è unico nel panorama energetico nazionale ed europeo per via della tipologia di consumi, la struttura e la configurazione del parco di generazione e la condizione di insularità. Le principali caratteristiche della rete elettrica sarda sono [21]:

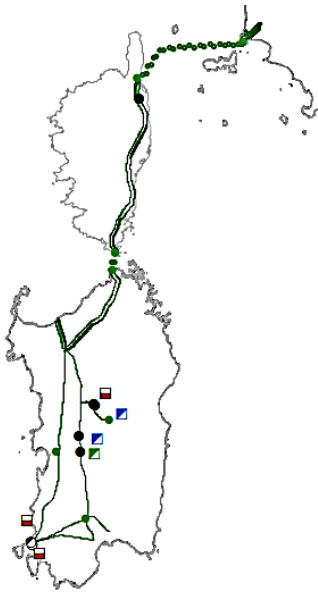
- una forte riduzione della domanda di energia elettrica a partire dal 2012, soprattutto a causa della chiusura dello stabilimento Alcoa;
- una concentrazione fortemente variabile della domanda di energia elettrica durante l'anno in alcune zone costiere (soprattutto area nord-orientale) per la presenza di attività turistiche;
- uno stato vetusto del parco di generazione e una scarsa inerzia del sistema, che espongono la rete al rischio di perturbazioni con maggior frequenza rispetto al sistema continentale;
- impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW (ad es. Sarlux);
- una rete di trasmissione poco magliata;
- una rete di distribuzione estesa ma caratterizzata da lunghe linee aeree di media tensione;
- una crescente richiesta di connessioni di nuovi impianti a fonte rinnovabile (eolici e fotovoltaici).

La struttura del sistema elettrico sardo è mostrata in Figura 2.1. La regione è attraversata da un'unica dorsale ad altissima tensione (AAT) a 380 kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari (dove è ubicato anche il polo produttivo di Sarlux) e consente il transito di importanti flussi di energia tra il nord e il sud dell'isola. Nella stazione di Fiume Santo viene immessa l'energia prodotta dalla centrale adiacente, che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della rete regionale. Presso la stazione di Codrongianos sono installati due compensatori sincroni strategici per il controllo delle tensioni, le cui principali caratteristiche sono riportate in Tabella 2.15. Un terzo compensatore è in corso di installazione sempre presso la stazione di Codrongianos. Altri due sono stati installati nella stazione di Selargius (Tabella 2.16).

Sovrapposto alla rete a 380 kV, esiste un anello, costituito da linee 230 kV, che tocca il polo industriale di Portoscuso/Sulcis e la stazione di Codrongianos.

Tabella 2.15. Principali caratteristiche dei compensatori sincroni installati a Codrongianos [25]

Caratteristica	Valore
Norma di riferimento	IEC 60034
Installazione	Esterna
Potenza nominale [MVAR]	+250/-125
Tensione nominale [kV]	19
Massima tensione continua [kV]	20
Frequenza nominale [Hz]	50
Metodo di raffreddamento	Circuito chiuso aria/acqua
Sovraccarico	150% per 30 sec / 200% per 10 sec
Reattanza sincrona (assi d/q)	180%/170%
Reattanza sub transitoria (senza saturazione/con saturazione)	14,3%/10,1%
Costante di inerzia [sec]	≥ 1,75
Perdite totali a piena potenza [kW]	< 3.000 kW
Classe di isolamento (progetto/nominale)	B/F

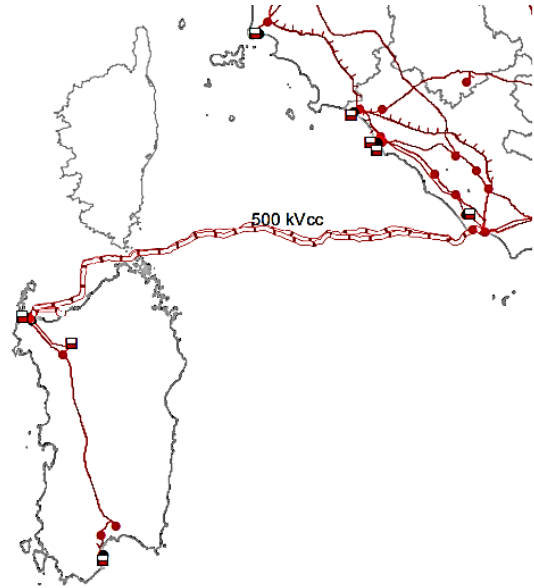


IMPIANTI

- Stazione 220 kV RTN
- Stazione 220 kV non RTN o CP
- Cabina utente
- Centrale termoelettrica
- Centrale idroelettrica
- Centrale eolica

LINEE

- Linea 220 kV RTN
- Linea doppia terna 220 kV RTN
- Linea 200 kVcc RTN
- • • Linea 200 kVcc RTN in cavo
- ■ ■ Linea 220 kV non RTN in cavo



IMPIANTI

- Stazione 380 kV RTN
- Stazione 380 kV non RTN o CP
- Cabina Utente
- Centrale termoelettrica
- Centrale idroelettrica

LINEE

- Linea 380 kV RTN
- Linea doppia terna 380 kV RTN
- Linea ≥ 400 kVcc RTN in cavo
- Linea 380 kV non RTN

Figura 2.1. Struttura del sistema elettrico sardo [24]

Tabella 2.16. Principali caratteristiche dei compensatori sincroni installati a Selargius [26]

Caratteristica	Valore
Norma di riferimento	IEC 60034
Installazione	Esterna
Potenza nominale [MVAR]	+250/-125
Tensione nominale [kV]	19
Numero di poli	2
Frequenza nominale [Hz]	50
Metodo di raffreddamento	Aria
Sovraccarico	13,8% continuativo / 200% per 10 sec
Impedenza di cortocircuito	12.5%
Reattanza sub transitoria (con saturazione)	10%
Costante di inerzia (senza volano/con volano) [sec]	≥ 1,75/7
Perdite totali a piena potenza [kW]	< 3.000 kW
Classe di isolamento (progetto/nominale)	B/F
Spazio occupato dal singolo compensatore [m ²]	2.500
Costo (inclusi 10 anni di manutenzione) [M€]	23,5

Il sistema elettrico della Sardegna è interconnesso con il sistema elettrico nazionale mediante due elettrodotti in corrente continua, rispettivamente il SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) e il SA.CO.I. (Sardegna-Corsica-Italia). La Sardegna è inoltre collegata con la Corsica mediante un elettrodotto in corrente alternata denominato SAR.CO. (Sardegna-Corsica).

Collegamento SA.PE.I.

Il sistema del SA.PE.I. collega la Sardegna alla Penisola attraverso le due sottostazioni di conversione di Fiume Santo (Porto Torres, SS) e Latina. È basato su due cavi aventi lunghezza complessiva di 435 km, con un tratto sottomarino di 420 km, tra Fiume Santo e Nettuno (RM), che si immerge fino alla profondità record di 1.640 m, e un tratto terrestre di circa 15 km tra Nettuno e la sottostazione di Latina. Il collegamento è costituito da un doppio cavo HVDC a 500 kV e ciascun cavo assicura una capacità di trasporto di 500 MW, per una capacità complessiva di 1.000 MW.

Il primo dei due cavi è stato posato nel 2008 ed è entrato in esercizio nel novembre 2009, il secondo è stato posato nel 2010 ed è entrato in esercizio nel dicembre dello stesso anno. Il sistema bipolare è entrato in effettivo esercizio nel luglio 2011.

La realizzazione del SA.PE.I. è stata a suo tempo prevista per garantire una maggiore flessibilità della rete sarda non solo ai fini della sua sicurezza di esercizio ma anche per assecondare le potenzialità di notevole sviluppo della generazione elettrica da fonte eolica, oltre che per consentire agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni del mercato elettrico. Tale infrastruttura riveste inoltre notevole interesse per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea in vista anche del possibile collegamento in corrente continua tra il continente africano e l'Europa.

Collegamento SA.CO.I.

Il sistema del SA.CO.I. è un collegamento ad alta tensione a 200 kV in corrente continua realizzato negli anni '60 del secolo scorso. Era inizialmente basato su due stazioni di conversione a vapori di mercurio da 200 MW ciascuna, una a Codrongianos in Sardegna, l'altra a Suvereto in Toscana. Sulla base di una convenzione tra l'EDF (Electricité de France), e la Carbosarda (Società Carbonifera Sarda) era inoltre prevista una fornitura di energia elettrica all'EDF in Corsica tramite una terza stazione di conversione a Lucciana, per una potenza massima iniziale di 20 MW, successivamente elevata a 50 MW a seguito dei patti aggiuntivi tra ENEL e EDF del 1980. Il collegamento è stato poi potenziato (SA.CO.I. 2) nel 1992 mediante la realizzazione delle due nuove stazioni di conversione a Tiristori da 300 MW ciascuna che hanno consentito di utilizzare appieno la capacità dei cavi sottomarini.

A causa della limitata vita residua dovuta alla vetustà dei cavi e delle conseguenti limitazioni sulla capacità di trasmissione e sulla flessibilità di esercizio, oltre che delle elevate perdite di trasmissione, considerato anche il vigoroso sviluppo del settore eolico a partire dagli inizi del 2000, il collegamento SA.CO.I. 2 ha rappresentato per molti anni un punto critico di congestione della connessione con la penisola, con notevoli limitazioni per gli operatori elettrici della Sardegna nel mercato.

In ordine a tali problematiche il sistema è stato affiancato, nel 2011, dalla nuova infrastruttura SA.PE.I. di collegamento con il continente (Zona Centro-Sud della rete Terna), ma sono rimasti critici il collegamento e la capacità di trasmissione tra la Sardegna, la Corsica e la Zona Centro-Nord della rete Terna.

Collegamento SAR.CO.

Il SAR.CO. è un collegamento in corrente alternata a 150 kV tra la Sardegna (stazione elettrica di Santa Teresa) e la Corsica (stazione elettrica di Bonifacio). Il collegamento, entrato in esercizio nel 2006, ha una lunghezza complessiva di 31,6 km, con un tratto sottomarino lungo circa 16 km, e una capacità di 50 MW.

2.3 Criticità del sistema elettrico sardo e sviluppi futuri

Come già accennato in precedenza, il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, le cui perdite provocano perturbazioni rilevanti;
- impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come Sarlux;
- grande incidenza di impianti di generazione FER non programmabili.

Lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza molto più elevata che nel sistema continentale. In altri termini, il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovralfrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema [21].

Alla dismissione della generazione a carbone andrà ad aggiungersi la possibile dismissione di altri impianti termoelettrici che già oggi hanno difficoltà a sostenere i costi fissi tramite i soli ricavi dei mercati spot dell'energia (MGP e MSD) e che necessitano di meccanismi di remunerazione aggiuntivi che garantiscano la copertura dei costi (ad es. regime di essenzialità). Tali impianti sono inoltre ormai prossimi alla fine della vita tecnica utile.

Il collegamento SA.PE.I. ha reso la rete elettrica della Sardegna più stabile dal punto di vista della regolazione di frequenza in condizioni di normale esercizio. È da tenere presente che, essendo il SA.PE.I. un doppio collegamento in corrente continua, con alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno) è possibile che si verificino situazioni in cui l'improvvisa mancanza anche di uno solo dei due cavi generi fenomeni transitori nella rete della Sardegna molto gravosi. Inoltre, considerando la necessità di garantire una potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento del collegamento, è necessario imporre dei vincoli alla produzione dell'isola.

Al fine di superare tali limitazioni, la realizzazione di un ulteriore collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna è necessaria per:

- incrementare la sicurezza di esercizio del sistema elettrico delle isole collegandole direttamente con il Continente, garantendo maggiore capacità di regolazione;
- risolvere i vincoli di essenzialità dei gruppi nelle Isole;
- assicurare un incremento dell'interconnessione tra Sicilia, Sardegna e Continente favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza;
- permettere la piena integrazione di nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili;
- garantire l'adeguatezza delle isole anche in previsione del *phase-out* del carbone.

Un ulteriore tassello di questo rafforzamento dell'interconnessione tra Sardegna e Continente è rappresentato dal rinnovo dell'attuale collegamento in corrente continua SA.CO.I. 2 che, avendo superato la propria vita utile, è soggetto a frequenti indisponibilità all'esercizio compromettendo la sicurezza del sistema elettrico sardo. Tale situazione verrà superata con la realizzazione del nuovo collegamento SA.CO.I. 3.

Infine, si segnala che la rete 150 kV, scarsamente magliata, determina problemi di trasporto nell'area nord-orientale (Gallura) quando si registra un sensibile incremento del carico nei mesi estivi. Sono previsti a tal fine alcuni interventi risolutivi di potenziamento della magliatura [21].

In Figura 2.2 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna [21].

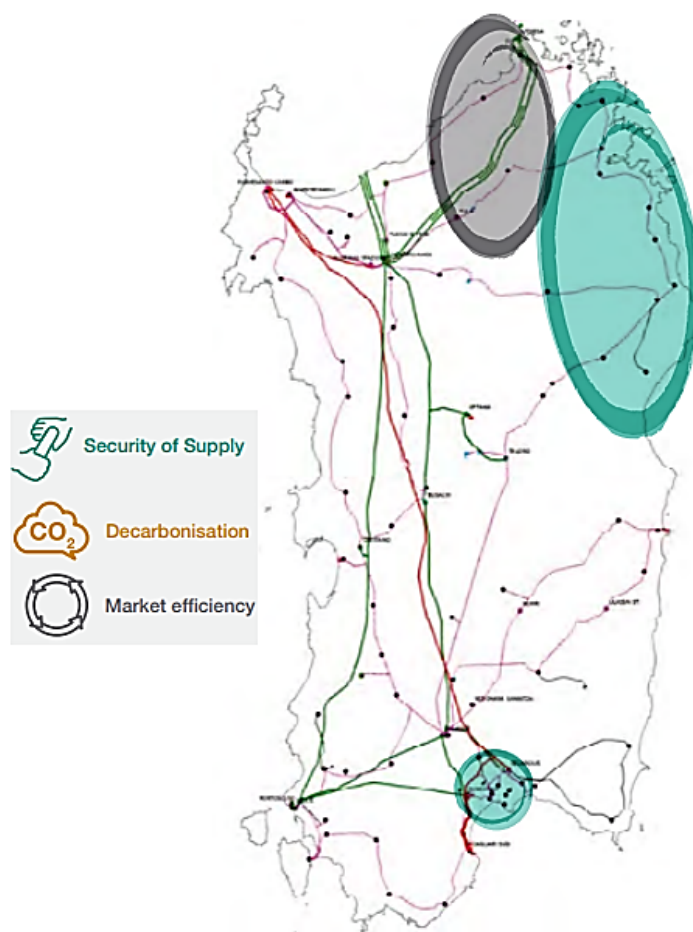


Figura 2.2. Principali criticità nella rete sarda [21]

Per la Sardegna, la dismissione degli impianti a carbone di Fiume Santo e Sulcis (per una potenza installata complessiva netta di circa 966 MW), con l'attuale capacità di trasmissione con il Continente, non permetterebbe di rispettare il valore limite delle 3 h/anno di LOLE (Loss of Load Expectation: rappresenta il totale delle ore all'anno in cui una quota parte della domanda di energia elettrica non è soddisfatta per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione).

In tali condizioni, il sistema sardo si considera inadeguato e insicuro, in quanto sarebbe molto probabile il verificarsi di uno o più eventi di distacco di una parte dei consumatori sardi, specie in caso di fuori servizio (per guasto o manutenzioni) del collegamento HVDC SA.PE.I. In questa configurazione, in assenza degli impianti a carbone, la domanda attesa di energia elettrica potrebbe superare le risorse disponibili per soddisfarla.

Per risolvere le criticità e consentire la dismissione degli impianti a carbone sarà necessario realizzare nuova capacità per circa 550 MW con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva, con impianti distribuiti opportunamente sul territorio, e realizzare il nuovo collegamento Centro Sud-Sicilia-Sardegna (Tyrrhenian Link). Questi interventi sono indispensabili sia per la sicurezza dell'isola attraverso la fornitura di servizi di rete (ad es. regolazione di frequenza e tensione) sia per la sua adeguatezza garantendo la ridondanza delle risorse minima necessaria per far fronte a tutti i possibili stati del sistema.

Il Tyrrhenian Link si prevede entri progressivamente in servizio nel periodo 2026-2028. La dismissione degli impianti di generazione a carbone dell'isola potrà quindi avvenire in modo progressivo man mano che le nuove risorse (il Tyrrhenian Link e i 550 MW di nuova capacità) entreranno in servizio; la dismissione completa potrà essere realizzata solo successivamente alla completa realizzazione del nuovo collegamento e alla piena disponibilità della nuova capacità programmabile.

Contestualmente alla realizzazione della nuova capacità e del Tyrrhenian Link sarà possibile rilassare parzialmente il vincolo di riserva primaria per gli impianti rilevanti, che al momento per la Sardegna è fissato al 10% della capacità nominale, avvicinandolo progressivamente al valore previsto per il continente (1,5%).

Nuovo collegamento SA.CO.I. (SA.CO.I. 3)

Sulla base di quanto precedentemente descritto, Terna ha da tempo in programma il potenziamento dell'esistente collegamento HVDC tri-terminale SA.CO.I. 2, ormai obsoleto, con la realizzazione di un nuovo collegamento tra la Sardegna e la Toscana attraverso la Corsica denominato SA.CO.I. 3.

Il nuovo collegamento sarà realizzato sfruttando l'attuale struttura e lo stesso tracciato del SA.CO.I. 2 e prevede la realizzazione di due nuovi elettrodotti con tratte aeree, in cavo terrestre e in cavo marino e la ricostruzione e il potenziamento delle esistenti stazioni di conversione di Codrongianos e di Suvereto. Più specificamente, le nuove linee a 200 kV si sviluppano attraverso elettrodotti aerei HVAC per una lunghezza complessiva di 264 km, elettrodotti in cavo terrestre HVAC per una lunghezza di 14 km ed elettrodotti in cavo marino HVDC per una lunghezza di 242 km, con una capacità complessiva di trasporto fino a 400 MW, il doppio di quella originaria.

Il nuovo sistema SA.CO.I. 3 consentirà una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e una riduzione delle perdite di rete, del rischio di energia non fornita e del costo dei servizi di dispacciamento. La nuova infrastruttura ricopre inoltre un ruolo importante per il completamento del mercato elettrico europeo, rafforzando il ruolo dell'Italia come hub naturale dell'energia nell'area del Mediterraneo. L'inizio dei lavori è stato annunciato da Terna nel marzo 2018 in occasione della presentazione del piano strategico 2018-2022.

In Figura 2.3 si riporta il tracciato del SA.CO.I.3.

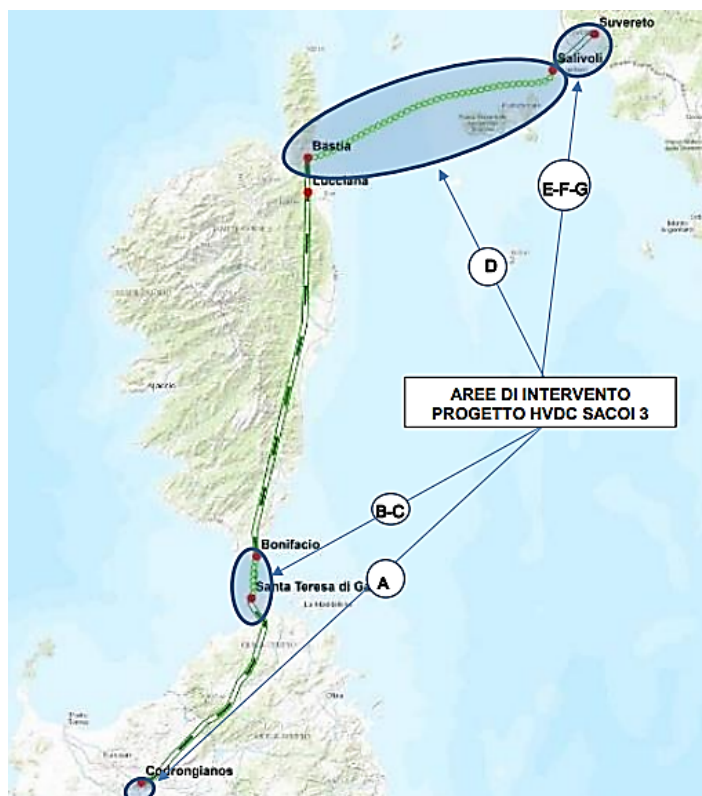


Figura 2.3. Nuovo sistema SA.CO.I. 3 [21]

Nuovo collegamento Tyrrhenian Link

Con il Piano di Sviluppo 2018, Terna ha introdotto il progetto di un nuovo collegamento HVDC da 1000 MW (Tyrrhenian Link) per aumentare la capacità di interconnessione della Sardegna verso il continente. Considerata l'esistenza dei collegamenti SA.CO.I. e SA.PE.I. nel nord dell'isola, la nuova soluzione prospetta di collegare il sud della Sardegna (stazione Terna di Villasor, Cagliari) con la Sicilia (stazione Terna di Ciminna, Palermo). Tale collegamento richiederebbe poi, secondo Terna, un incremento della capacità di scambio attraverso un ulteriore collegamento HVDC tra la Sicilia e il centro sud della Penisola. Secondo il Piano di Sviluppo 2020, Terna prevede una realizzazione modulare, in quanto la configurazione bi-terminale consente di avere flessibilità sul fronte realizzativo e di rendere progressiva l'entrata in esercizio dell'opera a partire dal 2025 fino al completamento nel 2028. Terna ha effettuato anche un'analisi costi-benefici insieme a Snam e ARERA, che è risultata positiva in tutti gli scenari analizzati (al 2030 e 2040).

In Figura 2.4 si riporta il tracciato del Tyrrhenian Link.



Figura 2.4. Tracciato del nuovo elettrodotto Tyrrhenian Link [22]

3 Bilancio energetico della Sardegna

Nel presente capitolo viene riportata una analisi del bilancio energetico della Sardegna e la sua evoluzione nel corso degli ultimi vent'anni, con particolare riferimento alla composizione del mix energetico, alla struttura del bilancio energetico e ai consumi di energia elettrica suddivisi per macrosettore e pro-capite.

3.1 Produzione di energia elettrica

La produzione di energia elettrica in Sardegna (Figura 3.1) è cresciuta nel corso del tempo fino a circa la metà degli anni 2000, per poi rimanere sostanzialmente stabile e diminuire negli ultimi anni. Fino ai primi anni 2000 la produzione di energia elettrica in Sardegna avveniva prevalentemente da impianti termoelettrici alimentati a carbone o a olio combustibile, più una quota costante di energia idroelettrica. A partire dal 2002 la produzione ha superato la richiesta di energia elettrica, determinando esportazioni nette annue verso l'Italia e la Corsica. Ciò è stato dovuto sia a una riduzione generale dei consumi elettrici, dovuta all'evoluzione tecnologica degli impianti e agli efficientamenti, sia alla diffusione degli impianti a fonti rinnovabili, principalmente eolici e fotovoltaici.

La Figura 3.2, che mostra il dettaglio della produzione elettrica sarda degli ultimi vent'anni suddivisa per tipologia. La Figura 3.3, in particolare, riporta la produzione da fonti rinnovabili; nella figura la voce "bioenergie" si riferisce alla quota parte rinnovabile della produzione termoelettrica (in particolare tramite l'impiego di biomasse come combustibile), mentre la voce "idroelettrica" si riferisce alla quota parte rinnovabile della produzione idroelettrica. Dalle figure è possibile notare come dal 2000 in poi è diventata sempre più significativa la quota di energia prodotta dalle altre fonti di energia rinnovabile oltre all'idroelettrica, in particolare l'eolica e la fotovoltaica. La produzione fotovoltaica è cresciuta fino ad arrivare all'attuale 7% circa del bilancio complessivo, mentre l'eolica è al 13%.

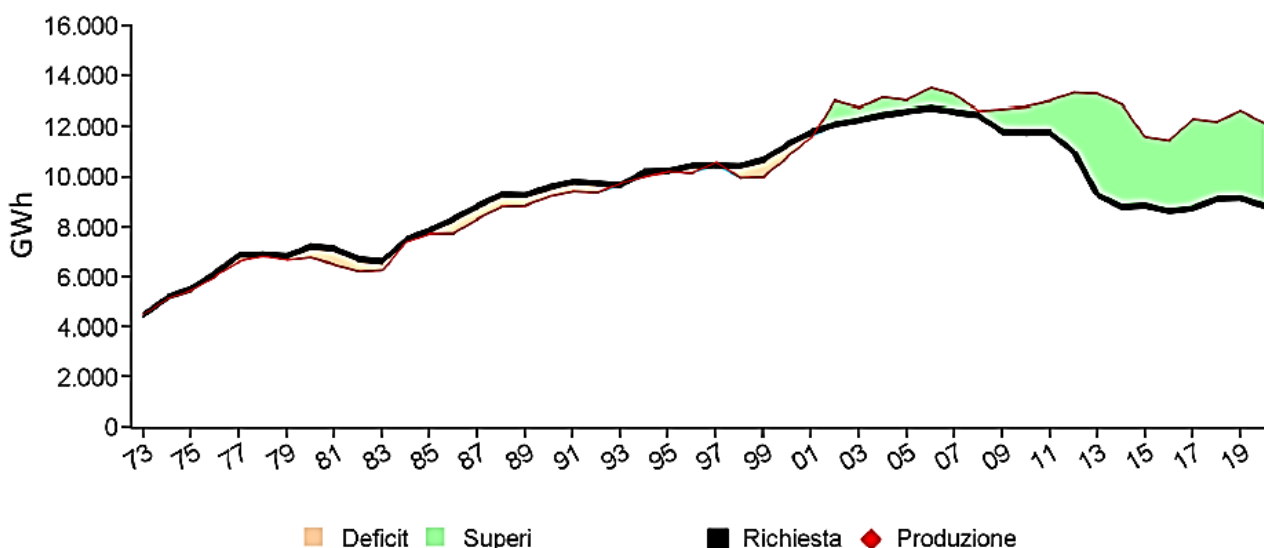


Figura 3.1. Produzione e consumo di energia elettrica in Sardegna dal 1973 ad oggi [23]

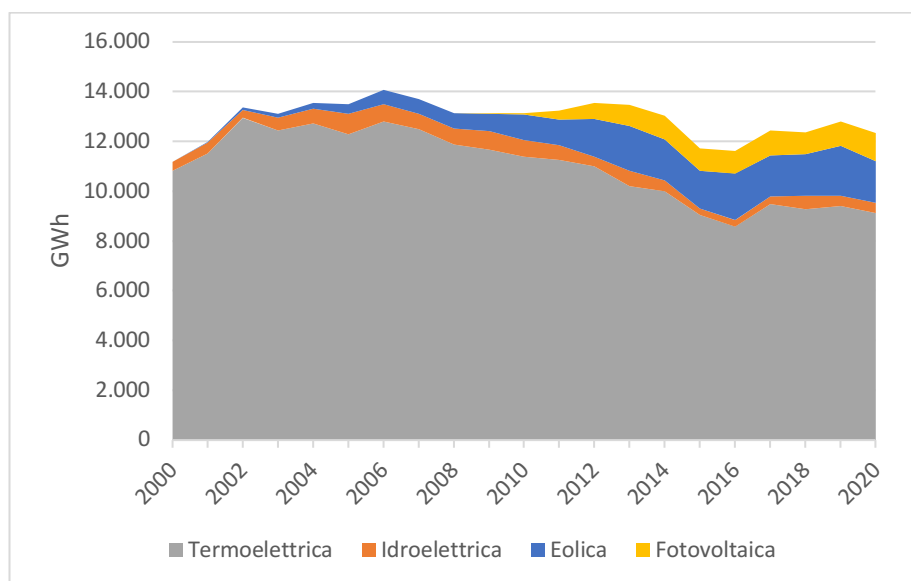


Figura 3.2. Produzione di energia elettrica in Sardegna negli ultimi vent'anni, per tipologia

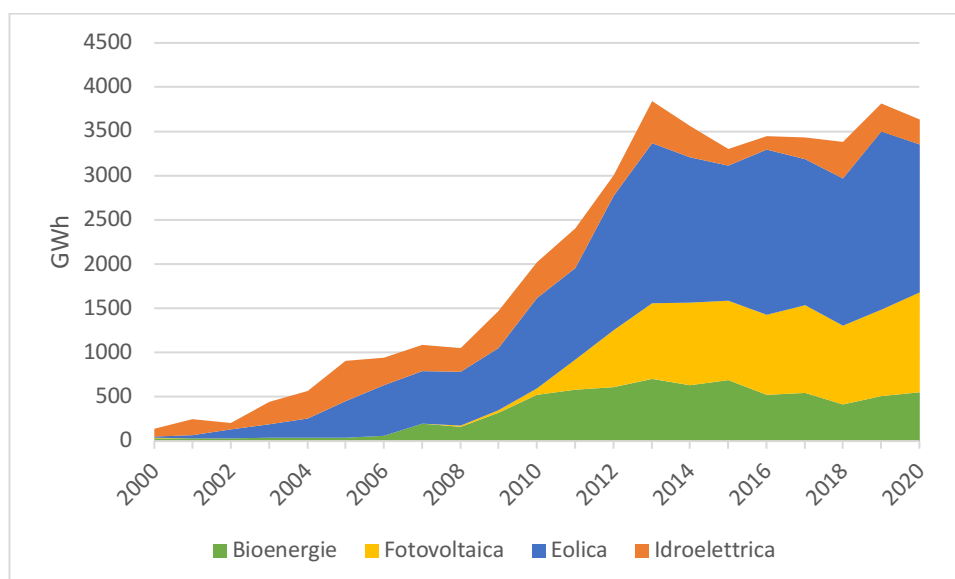


Figura 3.3. Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Sardegna negli ultimi vent'anni, per tipologia

La Tabella 3.1 sintetizza il bilancio dell'energia elettrica in Sardegna nel 2020 disaggregato per tipologia di produttore (Produttori e Autoproduttori) e per tipologia di impianto (idroelettrico, termoelettrico, eolico e fotovoltaico).

Nel 2020, la produzione totale lorda è stata di 13.145 GWh di cui 13.052 (pari al 99,3% del totale) da Produttori (principalmente EP Fiumesanto, ENEL, e SARAS) e 93 (0,7% del totale) da Autoproduttori.

Il mix di produzione dell'anno 2020 è così costituito: 9.883 GWh (75,2% del totale) da impianti termoelettrici, 430 GWh (3,3%) da impianti idroelettrici, 1.677 GWh (12,8%) da impianti eolici e 1.155 (8,8%) da impianti fotovoltaici. La produzione complessiva da fonti rinnovabili non programmabili (eolica e fotovoltaica) è stata quindi di 2.832 GWh, pari al 21,5% del totale. In Figura 3.4 è rappresentata la ripartizione del mix di produzione elettrica della Sardegna nel 2020.

Tabella 3.1. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2020 [23]

Anno 2020	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
<i>idroelettrica</i>	429,6	-	429,6
<i>termoelettrica</i>	9.790,6	92,5	9.883,1
<i>eolica</i>	1.677,1	-	1.677,1
<i>fotovoltaica</i>	1.154,7	-	1.154,7
Totale produzione lorda	13.052,0	92,5	13.144,6
Servizi ausiliari per la produzione	780,6	21,5	802,1
Produzione netta			
<i>idroelettrica</i>	425,0	-	425,0
<i>termoelettrica</i>	9.048,8	71,0	9.119,8
<i>eolica</i>	1.665,9	-	1.665,9
<i>fotovoltaica</i>	1.131,8	-	1.131,8
Totale produzione netta	12.271,4	71,0	12.342,5
Energia per i pompaggi	194,4		194,4
Produzione netta al consumo	12.077,0	71,0	12.148,0
Cessioni degli Autoproduttori	+7,6	-7,6	
Saldo con l'estero	-393,4		-393,4
Saldo con le altre regioni	-2.908,2		-2.908,2
Energia richiesta sulla rete	8.783,0	63,4	8.846,4
Perdite	863,3	0,1	863,4
Consumi finali			
<i>Autoconsumi</i>	220,1	63,3	283,4
<i>Mercato libero</i>	6.170,8		6.170,8
<i>Mercato tutelato</i>	1.528,9		1.528,9
Totale consumi	7.919,8	63,3	7.983,0

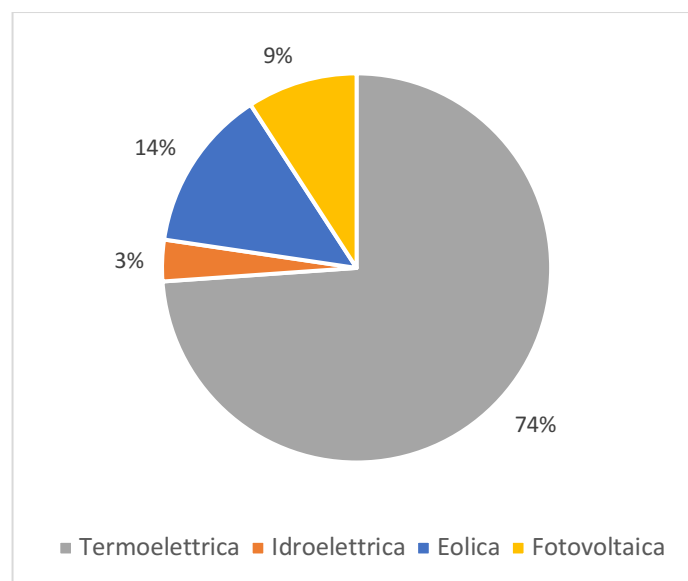


Figura 3.4. Mix della produzione energetica sarda nel 2020

Considerando gli 802 GWh richiesti dai servizi ausiliari per la produzione (essenzialmente degli impianti termoelettrici) e i 194 GWh per i pompaggi, risulta una produzione netta destinata al consumo pari a 12.148

GWh. Nel 2020 sono stati esportati dalla Sardegna all'estero (Corsica) 393 GWh netti, mentre il saldo con le altre regioni (esportazioni verso la Toscana attraverso il collegamento SA.CO.I. e verso il Lazio attraverso il collegamento SA.PE.I.) è stato complessivamente pari a 2.908 GWh. L'energia elettrica effettivamente richiesta sulla rete sarda al lordo delle perdite di trasmissione è stata pertanto pari a 8.846 GWh. Detratte infine le perdite sulla rete, pari a 863 GWh, si ottiene che il consumo totale finale della Sardegna nel 2020 è stato pari a 7.983 GWh.

Come si evince dal bilancio energetico, l'energia richiesta sulla rete al lordo delle perdite, pari a 8.846 GWh, è inferiore alla produzione netta, pari a 12.148 GWh. Il surplus di 3.302 GWh, pari al 27,2% della produzione elettrica netta, è esportato verso la Corsica e la penisola attraverso i collegamenti SA.CO.I. e SA.PE.I. La Figura 3.5 riporta il dettaglio del bilancio tra produzione e richiesta di energia elettrica in Sardegna negli ultimi vent'anni. La linea verde in figura rappresenta gli scambi verso l'estero e la penisola: dal 2001 in poi questi scambi sono sempre stati di esportazione netta.

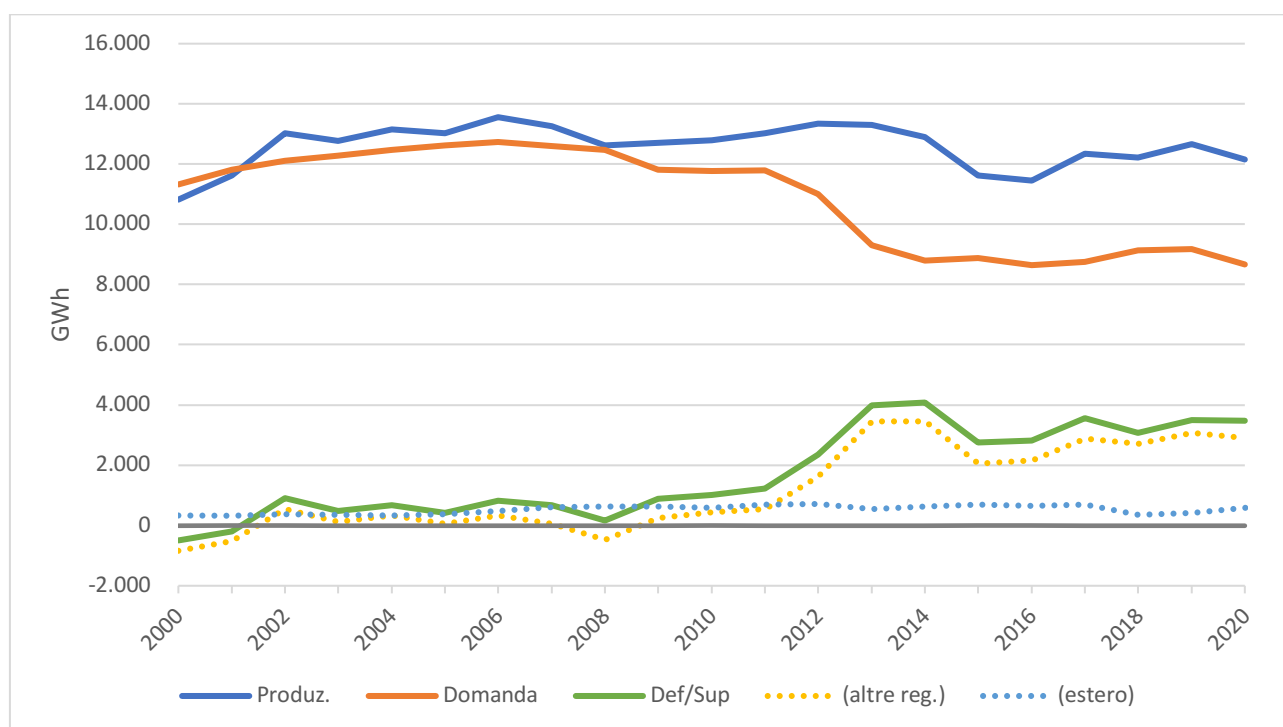


Figura 3.5. Serie storica della produzione di energia elettrica in Sardegna rispetto alla richiesta

3.2 Bilancio di energia elettrica

La Tabella 3.2 riporta una sintesi dei bilanci dell'energia elettrica in Sardegna relativi agli anni compresi tra il 2008 e il 2014 mentre la Tabella 3.3 riporta i bilanci degli anni tra il 2015 e il 2020. Con riferimento ai dati riportati nelle due tabelle, la Figura 3.6 mostra inoltre l'andamento della produzione lorda totale, della produzione destinata al consumo e dell'energia richiesta sulla rete in Sardegna nel periodo 2008-2020.

Come si evince dalle tabelle e dalla Figura 3.6, la produzione lorda totale ha mostrato valori piuttosto stabili nell'intervallo 14-14,5 TWh nel periodo 2008-2014. Dalla Tabella 3.3 si rileva che la produzione lorda ha poi subito una sensibile diminuzione dopo il 2014 sull'onda degli effetti determinati dalla chiusura dello stabilimento Alcoa di Portovesme, avviata nel 2012, oltre che a causa della diffusa crisi del comparto industriale più in generale. La produzione destinata al consumo segue qualitativamente l'andamento della produzione lorda totale.

L'energia richiesta sulla rete, ha subito una prima sensibile diminuzione dal 2008 al 2009, per poi diminuire progressivamente in misura significativa, passando dai 12,5 TWh del 2008 a meno di 9 TWh nel 2020.

Tabella 3.2. Sintesi dei bilanci di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2008-2014 (GWh)

Anno	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produzione lorda totale	14.159	14.200	14.135	14.276	14.535	14.365	13.936
Servizi ausiliari per la produzione	1.014	1.050	987	1.046	978	889	912
Produzione netta totale	13.145	13.150	13.147	13.230	13.558	13.476	13.024
Energia destinata ai pompaggi	514	444	352	212	211	178	136
Prod. netta destinata al consumo	12.631	12.706	12.795	13.018	13.347	13.298	12.888
Saldi con l'estero (Corsica)	-636	-638	-580	-689	-716	-536	-631
Saldo con altre regioni	+482	-258	-441	-536	-1.633	-3.458	-3.452
Energia richiesta	12.477	11.810	11.774	11.793	10.999	9.304	8.805
Perdite	542	566	600	528	477	699	427
Consumi netti	11.935	11.244	11.774	11.793	10.999	9.304	8.805

Tabella 3.3. Sintesi dei bilanci di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2015-2020 (GWh)

Anno	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produzione lorda totale	12.465	12.247	13.305	13.136	13.631	13.145
Servizi ausiliari per la produzione	629	629	862	768	821	802
Produzione netta totale	11.836	11.618	12.443	12.368	12.810	12.343
Energia destinata ai pompaggi	116	158	108	157	147	194
Prod. netta destinata al consumo	11.720	11.459	12.335	12.211	12.663	12.148
Saldi con l'estero (Corsica)	-690	-663	-696	-350	-415	-393
Saldo con altre regioni	-2.059	-2.154	-2.878	-2.723	-3.076	-2.908
Energia richiesta	8.971	8.643	8.761	9.138	9.172	8.847
Perdite	466	348	335	713	699	863
Consumi netti	8.971	8.643	8.761	8.425	8.472	7.983

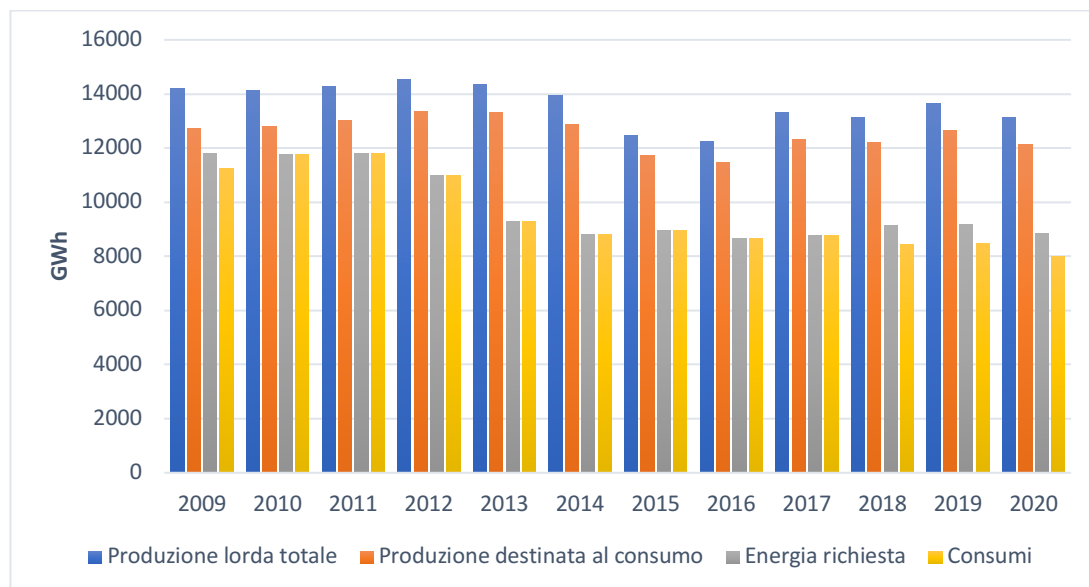


Figura 3.6. Confronto tra la produzione di energia elettrica lorda totale, la produzione destinata al consumo, l'energia richiesta sulla rete e l'energia consumata in Sardegna nel periodo 2009-2020

La Figura 3.7 riporta la quota percentuale di energia elettrica totale prodotta da fonte rinnovabile (eolica + fotovoltaica + idroelettrica rinnovabile) in rapporto alla domanda interna richiesta sulla rete (al lordo delle perdite). Dalla figura si osserva in particolare che dal 2013 in poi si supera una copertura dei consumi da fonti rinnovabili del 30%.

Va rilevato inoltre come l'obiettivo da raggiungere al 2020 di copertura dei consumi totali termici ed elettrici da fonti rinnovabili, che in base al DM 15/03/2012 per la Sardegna era pari al 17,8% [27], sia stato raggiunto e superato dal 2011, come evidenziato dal bilancio energetico regionale calcolato nel PEARS e successivi monitoraggi [28, 29, 30]. La copertura da rinnovabili dei consumi totali in base all'ultimo bilancio regionale (2018) è stata pari al 23,1%.

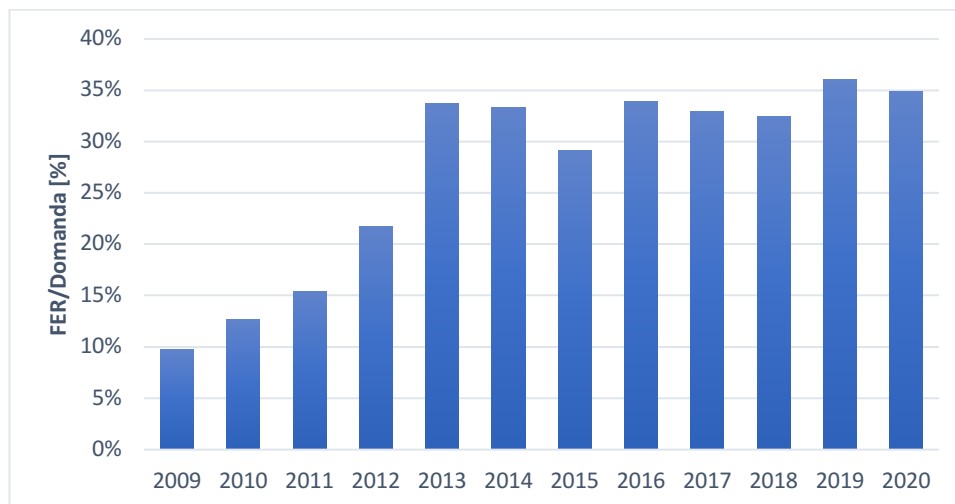


Figura 3.7. Percentuale della produzione netta destinata al consumo ottenuta da fonte rinnovabile in Sardegna nel periodo 2009-2020

Sempre con riferimento ai bilanci energetici riportati nella Tabella 3.2 e nella Tabella 3.3, dal 2009 il saldo degli scambi di energia elettrica con le altre regioni italiane è stabilmente negativo (ovvero esportazione netta), ed è aumentato fino ai 3.000 GWh circa esportati negli ultimi anni. Per quanto riguarda invece il saldo con l'estero, determinato esclusivamente dalle esportazioni verso la Corsica, è consolidato su valori intorno ai 600-700 GWh/anno, anche se negli ultimi anni c'è stata una riduzione su valori di circa 400 GWh.

La Figura 3.8 mostra un significativo raffronto tra l'andamento delle esportazioni di energia elettrica verso le altre regioni e la produzione totale di energia elettrica da impianti eolici e fotovoltaici (fonti energetiche rinnovabili non programmabili) nel periodo 2009-2020. Come si evince dalla figura, ad eccezione degli anni 2013, 2014 e 2017, la produzione da FER non programmabili è stata maggiore del surplus di produzione esportato verso altre regioni. Le due grandezze in esame, in realtà, sono caratterizzate da andamenti giornalieri e stagionali con valori istantanei che non rispecchiano le reciproche relazioni medie annue di cui in Figura 3.8, in ordine alla natura intermittente della fonte solare, alla non prevedibilità della produzione da FER non programmabili e alle fluttuazioni della domanda di energia elettrica (di questa analisi puntuale verrà dato un approfondito esame nel Par. 4.1).

Ad ogni modo, risulta evidente la notevole potenzialità dell'accumulo energetico delle eccedenze di produzione elettrica. L'energia elettrica prodotta in eccesso, infatti, può essere accumulata in forma elettrochimica (batterie di varia tipologia e tecnologia), meccanica (cinetica e potenziale), termica (previa trasformazione termodinamica ad alta efficienza con pompe di calore e macchine frigorifere), termochimica (rottura e ricomposizione di legami chimici mediante reazioni endo/esotermiche reversibili) e chimica (con produzione di idrogeno e combustibili sintetici gassosi e liquidi, quali metano, metanolo, dimetiletere, ecc). Un sistema di accumulo energetico distribuito, finalizzato a livellare il surplus di produzione che caratterizza il bilancio energetico regionale, potrebbe fornire un significativo contributo alla razionale espansione in Sardegna delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili (evitando congestioni della rete elettrica), alla più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti e, di conseguenza, anche alla più efficace ed efficiente operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili e alla riduzione delle esportazioni verso altre regioni, oltre che ad una intrinseca riduzione delle emissioni di CO₂.

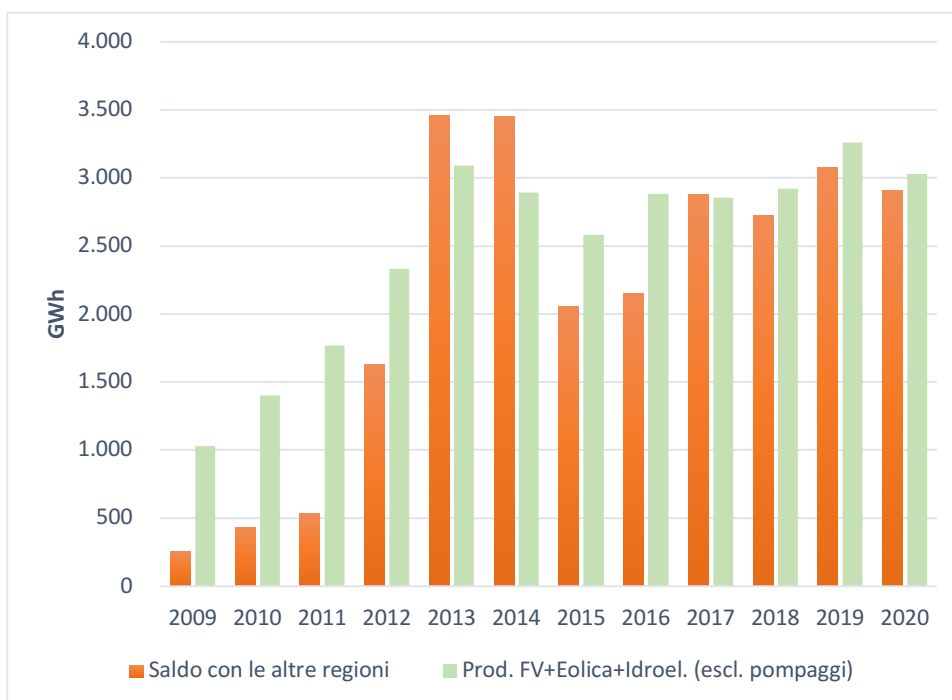


Figura 3.8. Confronto tra le esportazioni di energia elettrica verso altre regioni e la produzione totale da impianti FER in Sardegna nel periodo 2009-2020

3.3 Consumo di energia elettrica

La Figura 3.9 mostra la distribuzione dei consumi netti disaggregati con riferimento ai quattro principali macrosettori di consumo (agricoltura, industria, terziario e domestico) nel periodo 2009-2020, come riportati dai bilanci di Terna. La figura mette in risalto il ruolo predominante del settore industriale sui consumi totali. I settori terziario e domestico hanno invece una incidenza dello stesso ordine di grandezza, mentre il settore dell'agricoltura ricopre un ruolo marginale. A seguito della chiusura dello stabilimento Alcoa di Portovesme, dal 2012 i consumi elettrici industriali (e quindi quelli totali) si sono ridotti sensibilmente.

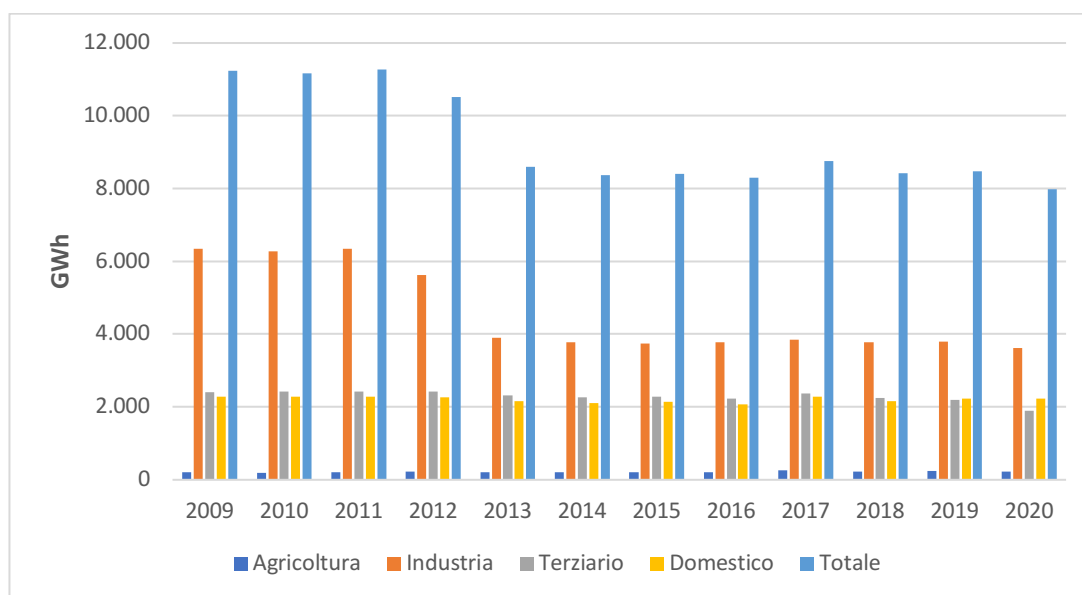


Figura 3.9. Consumi di energia elettrica per settore in Sardegna nel periodo 2009-2020

La Figura 3.10 riporta un confronto tra i consumi di energia elettrica per abitante in Sardegna e in Italia nel periodo 2009-2020. L'andamento dei consumi pro-capite in Sardegna ricalca piuttosto fedelmente quello dei consumi totali della Figura 3.9, essendo i due valori pressoché proporzionali. Nel periodo considerato la popolazione sarda ha subito un decremento molto modesto, a parte una discontinuità negativa riscontrata in occasione del censimento ISTAT del 2011 rispetto alle anagrafi comunali. Dalla Figura 3.10 si rileva nel 2020 un consumo medio annuo pro-capite intorno ai 5.000 kWh/abitante, poco al di sopra del valore medio nazionale.

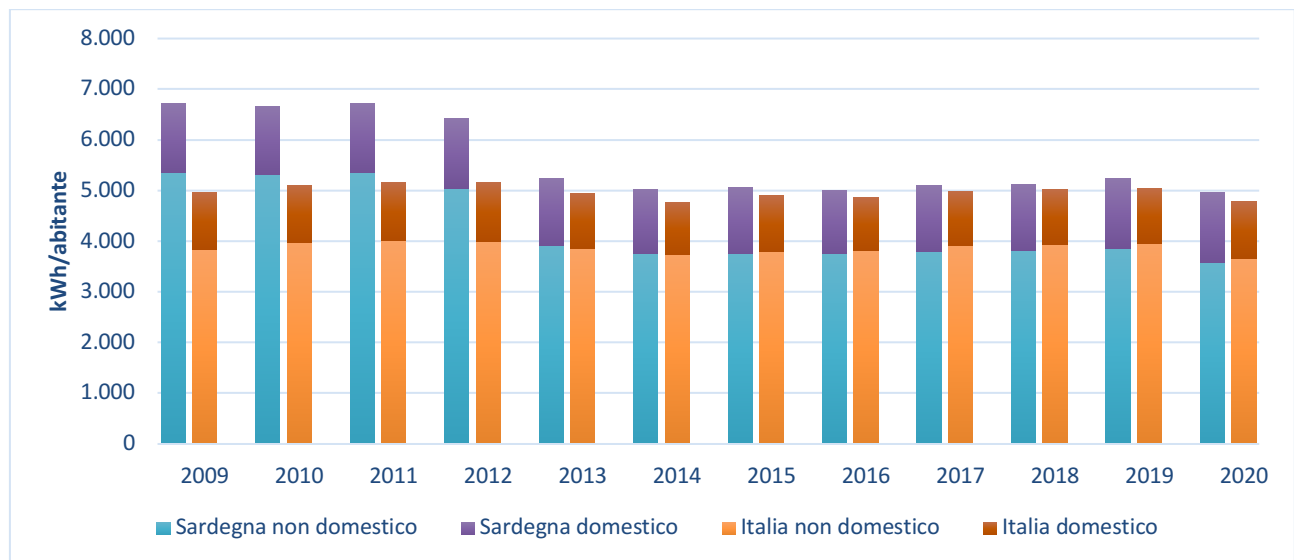


Figura 3.10. Consumi di energia elettrica per abitante nel periodo 2009-2020

3.4 Picchi di potenza

La Figura 3.11 mostra l'andamento dei valori massimi della potenza elettrica richiesta sulla rete in Sardegna, nelle due stagioni invernale ed estiva, nel periodo 2016-2021. La Tabella 3.4 riporta nel dettaglio i valori delle punte di carico rilevate ogni mese nel medesimo periodo. I valori riportati sono tratti dai dati relativi all'andamento del carico per la Sardegna resi disponibili da Terna [31].

L'andamento della punta oraria di fabbisogno nel corso degli anni è coerente con i consumi totali. Le due punte estiva e invernale sono molto vicine, tranne nel 2021 in cui la punta estiva, registrata il 4 giugno alle ore 13:30, ha sfiorato i 2 GW circa ed è stata superiore di 450 MW alla punta invernale di gennaio.

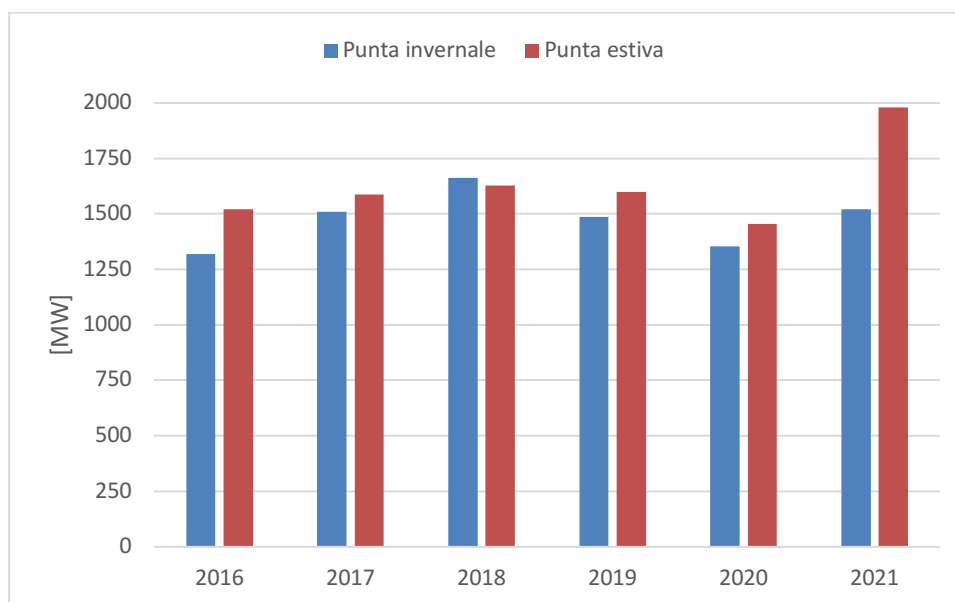


Figura 3.11. Punte medie orarie invernali ed estive del carico in Sardegna nel periodo 2016-2021

Tabella 3.4. Punte mensili del carico nel periodo 2016-2021 (valori in MW).
I valori in grassetto indicano le punte annuali invernale ed estiva

Mese	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gennaio	1.314	1.510	1.491	1.486	1.354	1.522
Febbraio	1.293	1.317	1.662	1.313	1.264	1.321
Marzo	1.321	1.296	1.313	1.332	1.314	1.307
Aprile	1.205	1.387	1.398	1.391	1.154	1.329
Maggio	1.242	1.169	1.355	1.265	1.075	1.206
Giugno	1.522	1.437	1.386	1.382	1.148	1.980
Luglio	1.381	1.458	1.490	1.599	1.449	1.519
Agosto	1.411	1.588	1.628	1.531	1.454	1.596
Settembre	1.382	1.394	1.510	1.422	1.237	1.392
Ottobre	1.200	1.164	1.391	1.240	1.292	1.239
Novembre	1.295	1.355	1.301	1.373	1.281	1.427
Dicembre	1.321	1.476	1.425	1.348	1.375	1.408

4 Potenzialità di produzione di combustibili da surplus di produzione di energia elettrica

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili presenta una dipendenza intrinseca dalla posizione geografica e dalle condizioni meteorologiche (irraggiamento solare e vento) e si caratterizza per una elevata variabilità stagionale. In aggiunta, la non programmabilità delle FER comporta problematiche di sovrapproduzione strutturale e scarso contributo all'adeguatezza del sistema, in quanto altre fonti devono rendersi disponibili per assicurare la copertura della domanda quando la generazione rinnovabile è limitata. Il raggiungimento di un sistema elettrico sicuro e adeguato in un contesto ad elevata penetrazione di FER comporta un set di azioni coerenti e coordinate da mettere in atto per mitigare le problematiche appena descritte. In aggiunta a investimenti di rete e redesign dei mercati dell'energia e dei servizi, i sistemi di accumulo rivestiranno un ruolo chiave per facilitare l'integrazione delle FER nel sistema elettrico.

A oggi è presente sul mercato una vasta gamma di tecnologie di stoccaggio di energia elettrica, alcune più mature (ad es. impianti di pompaggio idroelettrico e stoccaggio elettrochimico) e altre ancora in fase di dimostrazione (ad es. impianti Power-To-Gas). Nel settore elettrico, in particolare, il Sector Coupling (l'interconnessione tra i diversi settori di consumo energetico: edifici, trasporti e industria, vedi Figura 4.1) è ritenuto strategico per decarbonizzare l'economia europea, attraverso due declinazioni [32]:

- Elettrificazione degli usi finali, o elettrificazione diretta;
- Sector Coupling cross-vettoriale (Power-to-X), o elettrificazione indiretta.

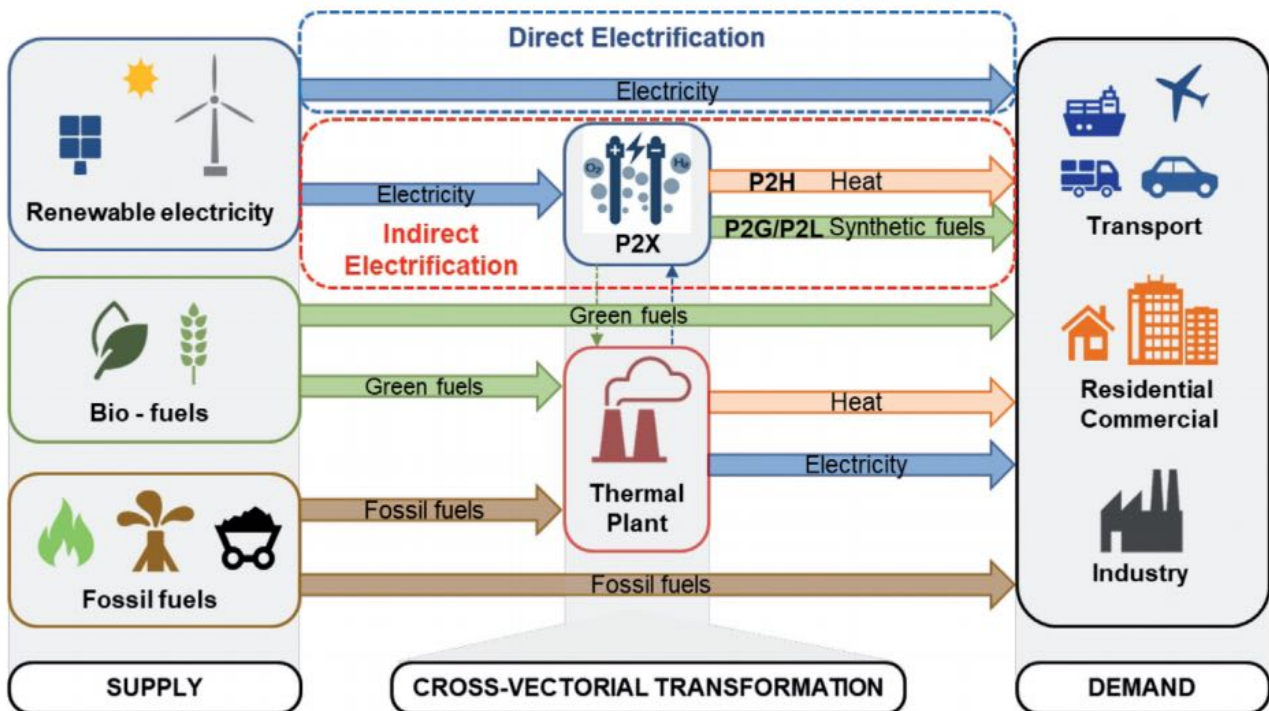


Figura 4.1. Sector Coupling nel sistema energetico [32]

Dal punto di vista dell'efficienza energetica complessiva, maggiore sarà il grado di elettrificazione diretta e minore sarà la domanda energetica primaria. D'altro canto, i combustibili chimici presentano alcuni indiscutibili benefici, quali la facilità di trasporto e l'alta densità energetica. Inoltre alcuni consumi finali sono di più difficile elettrificazione rispetto ad altri (ad es. il settore dei trasporti pesanti). Anche alcuni particolari usi finali non energetici, specialmente in settori dell'industria chimica quali la produzione di ammoniaca,

metanolo, formaldeide e altri prodotti chimici, sono intrinsecamente non direttamente elettrificabili in quanto richiedono ingenti quantità di combustibili gassosi (idrogeno, metano, etc) e altri vettori molecolari come alimentazione.

Inoltre, il fabbisogno di gas puro legato all'industria chimica ha un forte impatto in termini di emissioni di CO₂. Ad esempio, la produzione odierna di idrogeno per gli usi non energetici avviene principalmente da reforming di metano e da gassificazione del carbone (soprattutto in Cina). La richiesta diretta mondiale di idrogeno ammonta a circa 70-73 Mt/anno [33].

Per i settori in cui la necessità di combustibili chimici è imprescindibile, le tecnologie Power-to-X sono dunque le migliori candidate per decarbonizzare la domanda di materia prima. Ne consegue che il ruolo dell'idrogeno verde, e in generale delle molecole verdi (i.e. prodotte da fonti energetiche rinnovabili), assume rilevanza in un'ottica di decarbonizzazione energetica spinta.

Nel settembre 2019 Terna ha pubblicato congiuntamente a Snam il "Documento di Descrizione degli Scenari DDS", che include la descrizione delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano al 2040 secondo i due operatori [34]. Al fine di raggiungere i target di decarbonizzazione di lungo periodo, gli scenari di sviluppo presentati sono stati costruiti secondo l'approccio di Sector Coupling, che mira a minimizzare i costi di decarbonizzazione dell'economia. Gli scenari Centralized (CEN) e Decentralized (DEC) prevedono infatti un importante ricorso a gas verdi (i.e. prodotti a partire da fonti rinnovabili) per decarbonizzare settori difficilmente elettrificabili, come il trasporto di lunga percorrenza e l'industria pesante. Tra questi, una quota importante è costituita da idrogeno e metano prodotto da impianti P2G, che raggiungono i 6,5 miliardi di metri cubi (espressi in metano equivalente) nello scenario CEN al 2040. Le modalità di approvvigionamento di tali gas comprendono la produzione locale (con impianti alimentati da FER dedicate o collegati alla rete elettrica) e l'import dall'estero.

In un sistema elettrico ad alta penetrazione di FER sarà richiesta una rilevante flessibilità per garantire adeguatezza, qualità e sicurezza. Una classificazione delle differenti tipologie di flessibilità può essere effettuata su scala temporale, dunque distinguendo tra: giornaliera, settimanale e annuale.

La necessità di flessibilità giornaliera è particolarmente correlata alla generazione elettrica da impianti fotovoltaici. Infatti, una penetrazione massiva del solare fotovoltaico nel sistema elettrico porta ad importanti sovrapproduzioni durante le ore centrali della giornata. Quando ciò avviene, l'eccesso di produzione da FER fisiologicamente presente rispetto alla domanda deve essere tagliato o immagazzinato, mentre nelle ore serali, quando la produzione da fotovoltaico decresce rapidamente, l'energia elettrica precedentemente immagazzinata deve essere immessa in rete in elevate quantità e tempi molto rapidi. Per fronteggiare questa richiesta, gli accumuli dedicati allo scopo devono essere eserciti con ciclicità giornaliera, assorbendo la produzione in eccesso nelle ore centrali della giornata per poi restituirla alla rete quando la produzione da fonti rinnovabili scarseggia.

La necessità di flessibilità annuale invece è fortemente correlata al tasso di elettrificazione per riscaldamento e raffrescamento e alla quota di generazione solare ed eolica nel mix energetico. L'elettrificazione dei consumi finali può comportare effetti sulla variabilità del carico stagionale, in funzione delle tecnologie utilizzate per soddisfare le necessità di riscaldamento e raffrescamento. Ciò potrebbe comportare la necessità di flessibilità annuale da soddisfare mediante il ricorso ad accumuli stagionali, nonché a misure di import dall'estero e a tecnologie di generazione *climate-neutral* quali le Carbon Capture and Storage (CCS) abbinate a impianti convenzionali.

A differenza dei sistemi ad accumulo elettrochimico, i processi P2G/L (Power-to-Gas/Liquids) prevedono di prelevare energia dalla rete elettrica, trasformarla in idrogeno, accumularlo in serbatoi per poi riconvertirlo in altri combustibili ed eventualmente di nuovo in energia elettrica quando necessario (processo Power-to-Power). L'energia assorbita dalla rete viene prima trasformata in H₂ attraverso il processo di elettrolisi dell'acqua. L'idrogeno può essere poi usato per alimentare delle fuel cell o può subire una ulteriore trasformazione che necessita anche di CO₂ e produce metano, metanolo o altri combustibili liquidi come prodotto finale.

I sistemi P2G/L non rappresentano una soluzione efficiente per fornire servizi di accumulo di breve termine. Gli impianti P2G/L possono essere utilizzati per produrre gas sintetici utilizzando il surplus della produzione solare e fotovoltaica non già impiegato per alimentare sistemi di accumulo di breve termine. In base alle necessità, il gas così prodotto può poi essere utilizzato per coprire la domanda interna annuale, esportato oppure utilizzato per alimentare centrali termoelettriche a gas in momenti di carenza di generazione da FER; in quest'ultimo caso l'energia accumulata in forma chimica viene nuovamente convertita in elettricità. Nonostante la bassa efficienza globale, l'accumulo di energia elettrica in energia chimica e la successiva conversione in energia termica o nuovamente elettrica può rispondere nel lungo termine alle esigenze di flessibilità stagionale laddove si verificano una o più delle seguenti condizioni:

- significativa variabilità stagionale del carico residuo, con lunghi periodi caratterizzati da forte surplus eolico/fotovoltaico alternati ad altri periodi di scarsità;
- disponibilità di risorse rinnovabili che, almeno prospetticamente, si presenta in importante eccesso rispetto alla domanda elettrica domestica;
- indisponibilità di tecnologie alternative a basso costo per la produzione elettrica decarbonizzata (CCS, nucleare).

Osservando il contesto sardo previsto nello scenario sviluppato da RSE [35], tutte le condizioni sopraelencate trovano pieno riscontro. Relativamente al primo punto, la diffusione attesa di impianti fotovoltaici ed eolici porterà a un surplus di generazione abbastanza importante distribuito nell'anno [36].

Lo studio condotto da Terna [37] mostra che la sovrapproduzione da FER intermittenti, seppur maggiormente concentrata nel periodo primaverile-estivo, è caratterizzata da una forte variabilità giornaliera. Considerando che una gran parte di tale surplus sarà utilizzato dai sistemi di accumulo elettrochimico (o pompaggi) per fornire servizi di flessibilità di breve termine, la sovrapproduzione residua utilizzabile per impianti P2G sarà necessariamente limitata. Quest'ultimo aspetto sarà strettamente legato al numero e alla potenza di impianti a FER che saranno autorizzati e costruiti nei prossimi anni. Inoltre, con tali profili orari di sovrapproduzione, sarebbe necessario realizzare impianti P2G di conversione caratterizzati da una elevata potenza nominale ma bassissimi tassi di utilizzo della stessa, con la conseguenza di un costo complessivo di produzione del gas verde ben difficilmente sostenibile.

4.1 Stima della potenzialità di produzione

È possibile stimare la quantità teorica di produzione di metanolo in un processo P2G/L a partire dalla sovrapproduzione di energia elettrica da FER in Sardegna.

Per tale valutazione si è fatto riferimento alla produzione di energia elettrica oraria nell'anno 2018, grazie alla più ampia disponibilità di dati forniti dal precedente archivio del sito di Terna, ora dismesso [38].

In Figura 4.2 è riportato l'andamento della produzione oraria lorda di energia elettrica in Sardegna nel corso del 2018, suddivisa per tipologia di impianto. Come già evidenziato nel Par. 3.1, l'80% circa della produzione è dovuta agli impianti termoelettrici e il restante da impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici. La Figura 4.3 in particolare riporta il dettaglio della produzione oraria da impianti eolici nel 2018, mentre la Figura 4.4 la produzione da impianti fotovoltaici. Riguardo a queste ultime due produzioni, ai fini di questa analisi sono riportate le produzioni dei soli impianti allacciati in alta tensione. La produzione da eolico e fotovoltaico rappresenta la componente di produzione rinnovabile non programmabile dell'energia elettrica: nel 2018 questa è stata pari a 1.764 GWh.

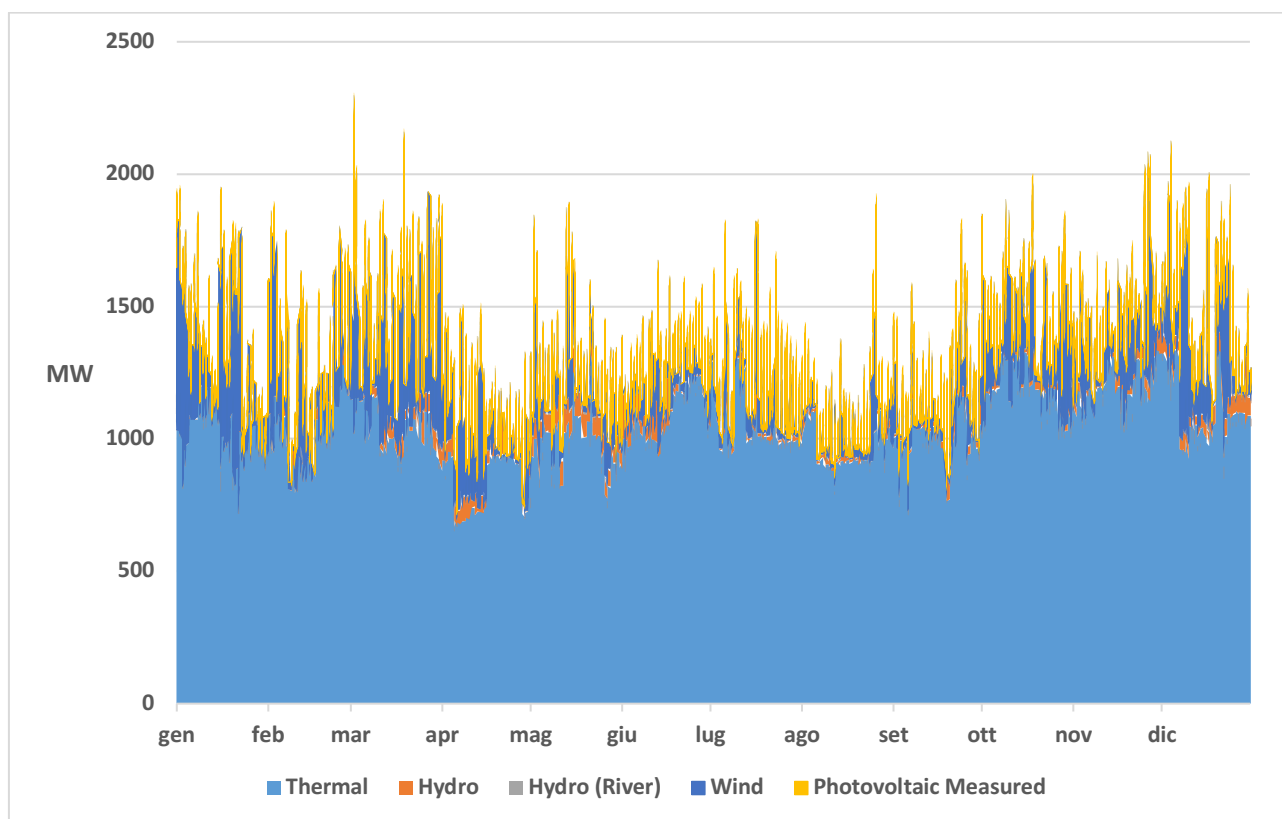


Figura 4.2. Produzione oraria di energia elettrica in Sardegna nel 2018

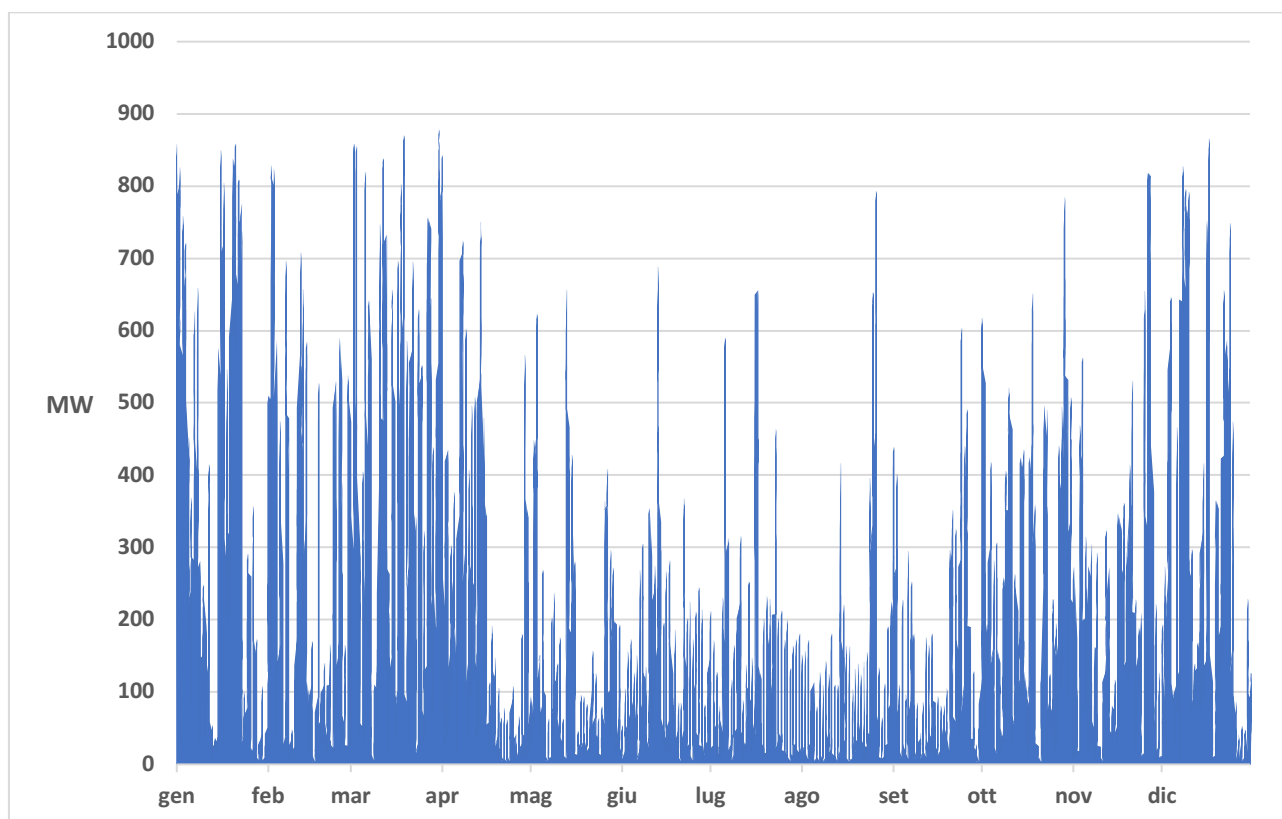


Figura 4.3. Produzione oraria di energia elettrica da impianti eolici allacciati in alta tensione in Sardegna nel 2018

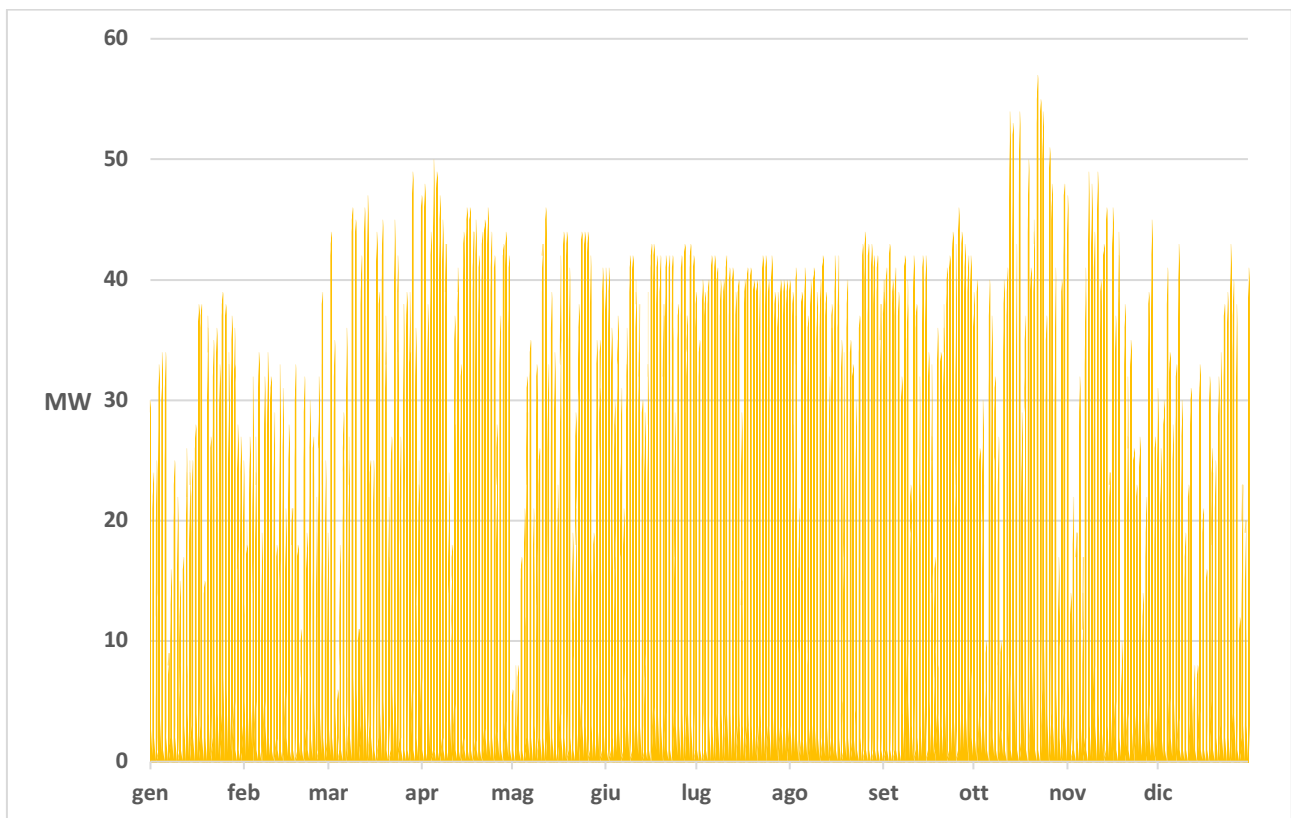


Figura 4.4. Produzione oraria di energia elettrica da impianti fotovoltaici allacciati in alta tensione in Sardegna nel 2018

Per parlare di sovrapproduzione, si deve fare un confronto fra tale produzione rinnovabile e i consumi interni sardi, ovvero in particolare la quota di energia prodotta non consumata internamente e quindi esportata. La Figura 4.5 riporta l'andamento orario dei flussi di energia elettrica attraverso il collegamento SA.PE.I. tra la Sardegna e la penisola italiana; nel grafico sono indicati col segno positivo i flussi di esportazione e col segno negativo i flussi di importazione. Analogamente nella Figura 4.6 è riportato l'andamento dei flussi di energia elettrica attraverso il collegamento SA.CO.I. e nella Figura 4.7 le esportazioni verso l'estero (la Corsica). Complessivamente nel 2018 il bilancio è stato di 3.304 GWh esportati dalla Sardegna, ma considerando soltanto i flussi di energia in uscita, le esportazioni totali sono state pari a 4.070 GWh.

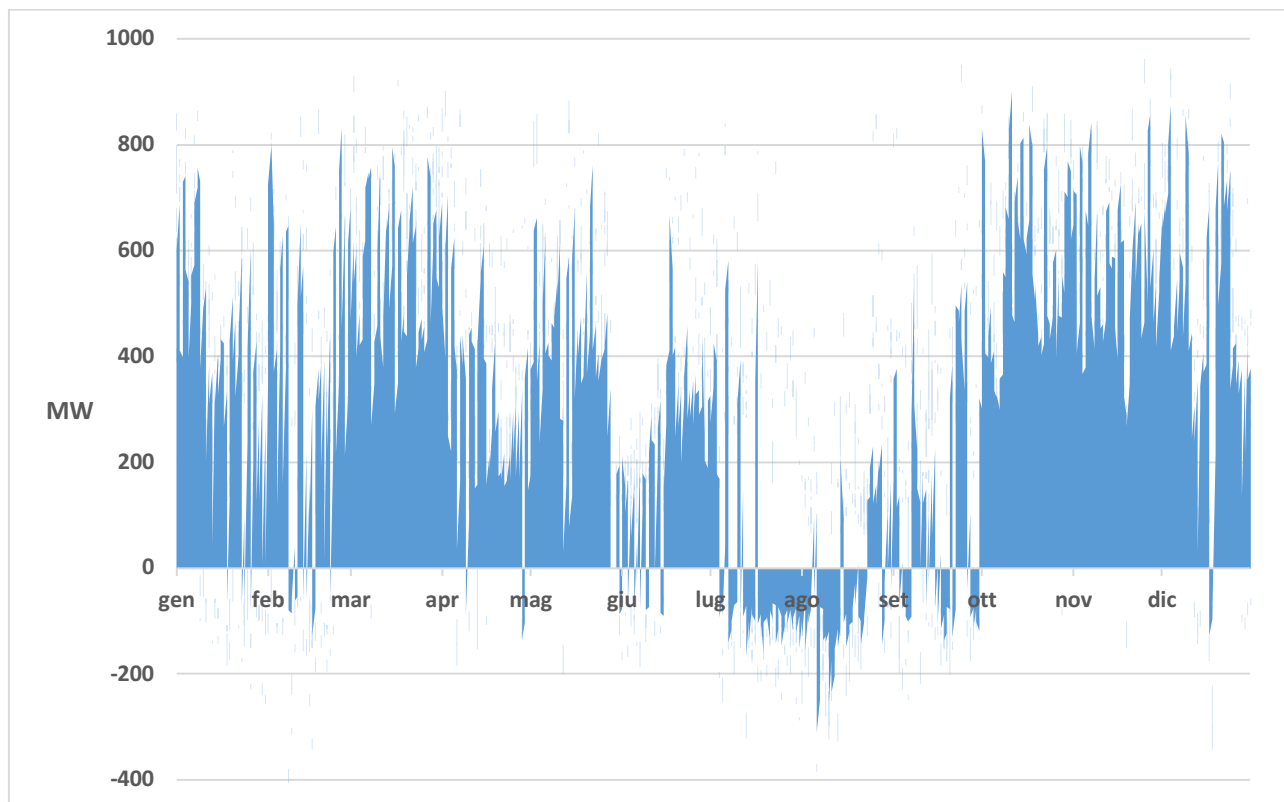


Figura 4.5. Esportazione oraria di energia elettrica dalla Sardegna all'Italia nel 2018 attraverso la linea SA.PE.I. (i valori negativi rappresentano importazioni)

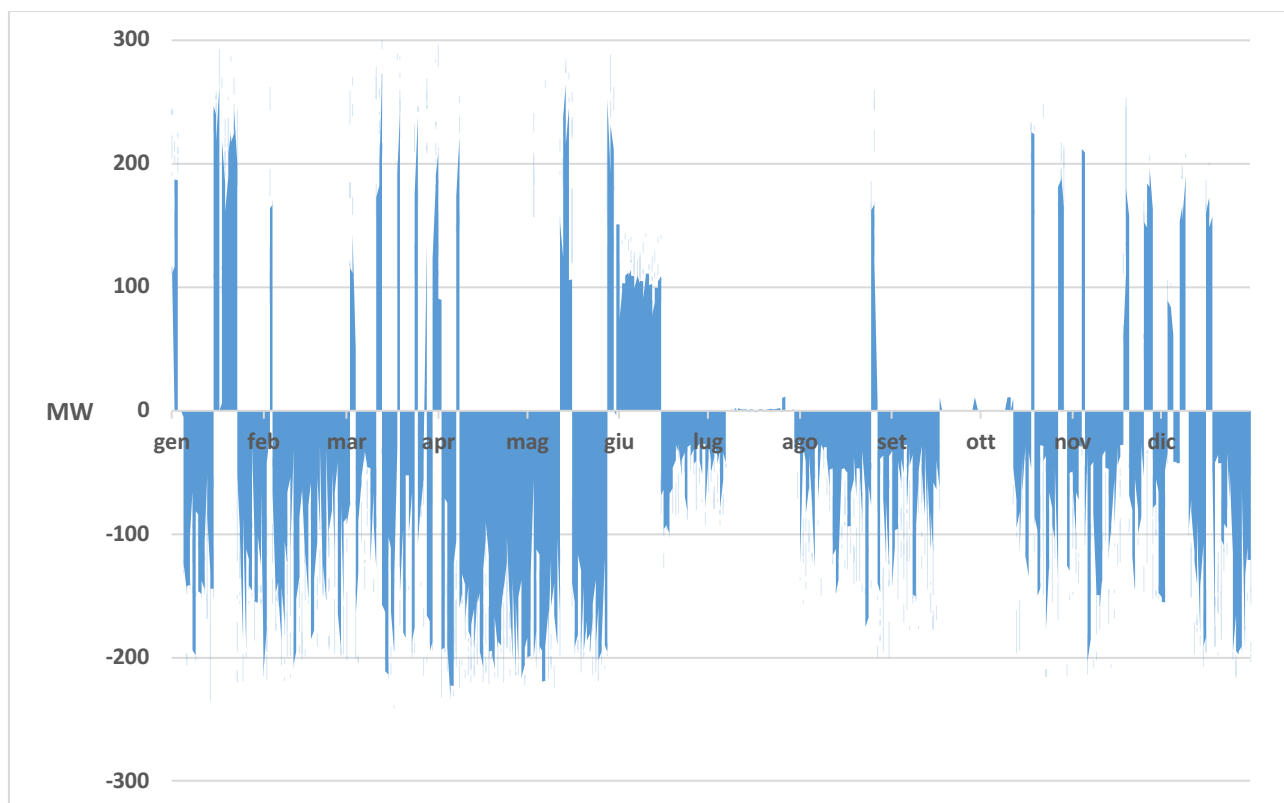


Figura 4.6. Esportazione oraria di energia elettrica dalla Sardegna all'Italia nel 2018 attraverso la linea SA.CO.I. (i valori negativi rappresentano importazioni)

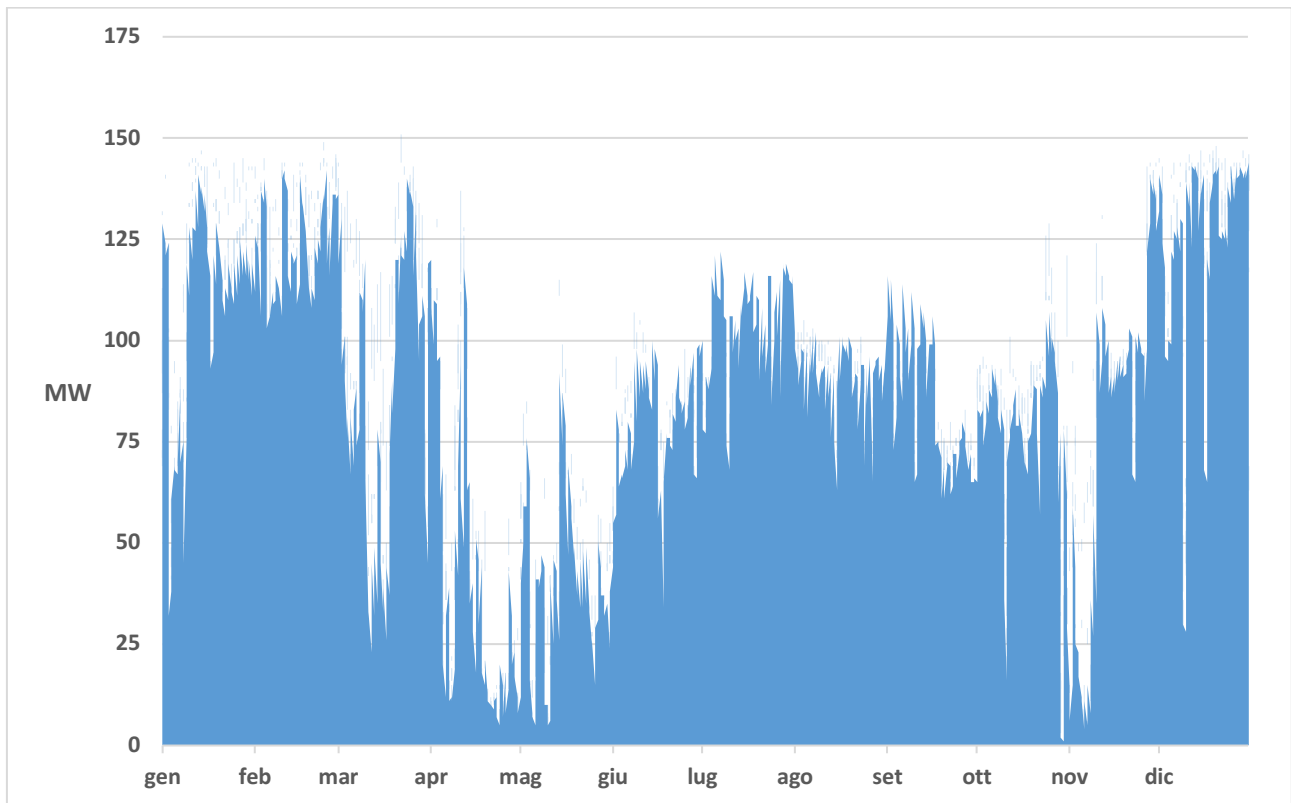


Figura 4.7. Esportazione oraria di energia elettrica dalla Sardegna alla Corsica nel 2018 attraverso la linea SAR.CO.

È possibile comparare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ora per ora nel corso del 2018 e l'energia elettrica esportata. Questa comparazione è mostrata in Figura 4.8. Quasi sempre le due curve si sovrappongono, ovvero è possibile riferire buona parte delle esportazioni alla produzione da FER non consumata internamente. Considerando quindi l'intersezione delle due curve, si ottiene l'andamento riportato in Figura 4.9, che mostra la sovrapproduzione da fonti rinnovabili nel 2018 in Sardegna, considerata come la quota parte di produzione da FER a cui, ad ogni ora, è corrisposta una esportazione di energia elettrica. Nel 2018 la sovrapproduzione così calcolata è stata pari a 1.717 GWh.

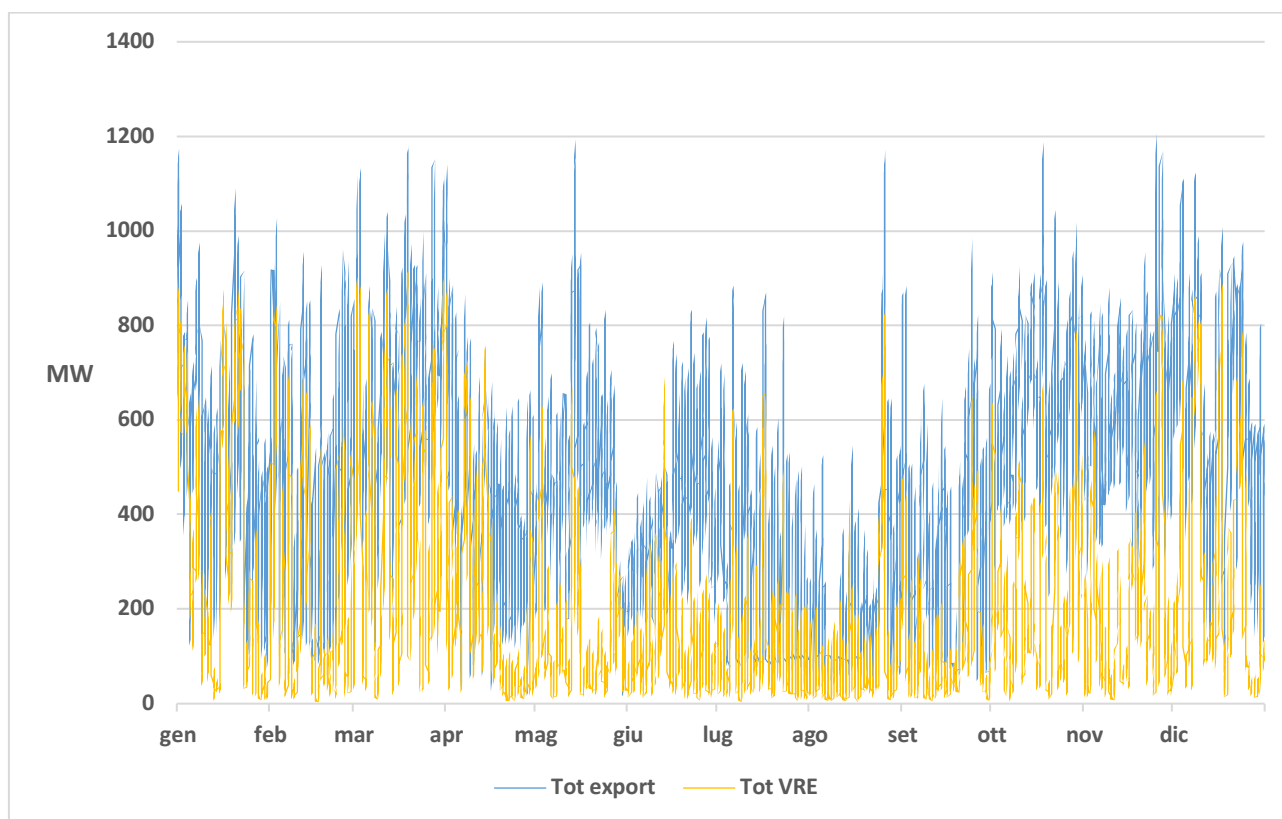


Figura 4.8. Comparazione tra la produzione da FER e le esportazioni di energia elettrica in Sardegna nel 2018

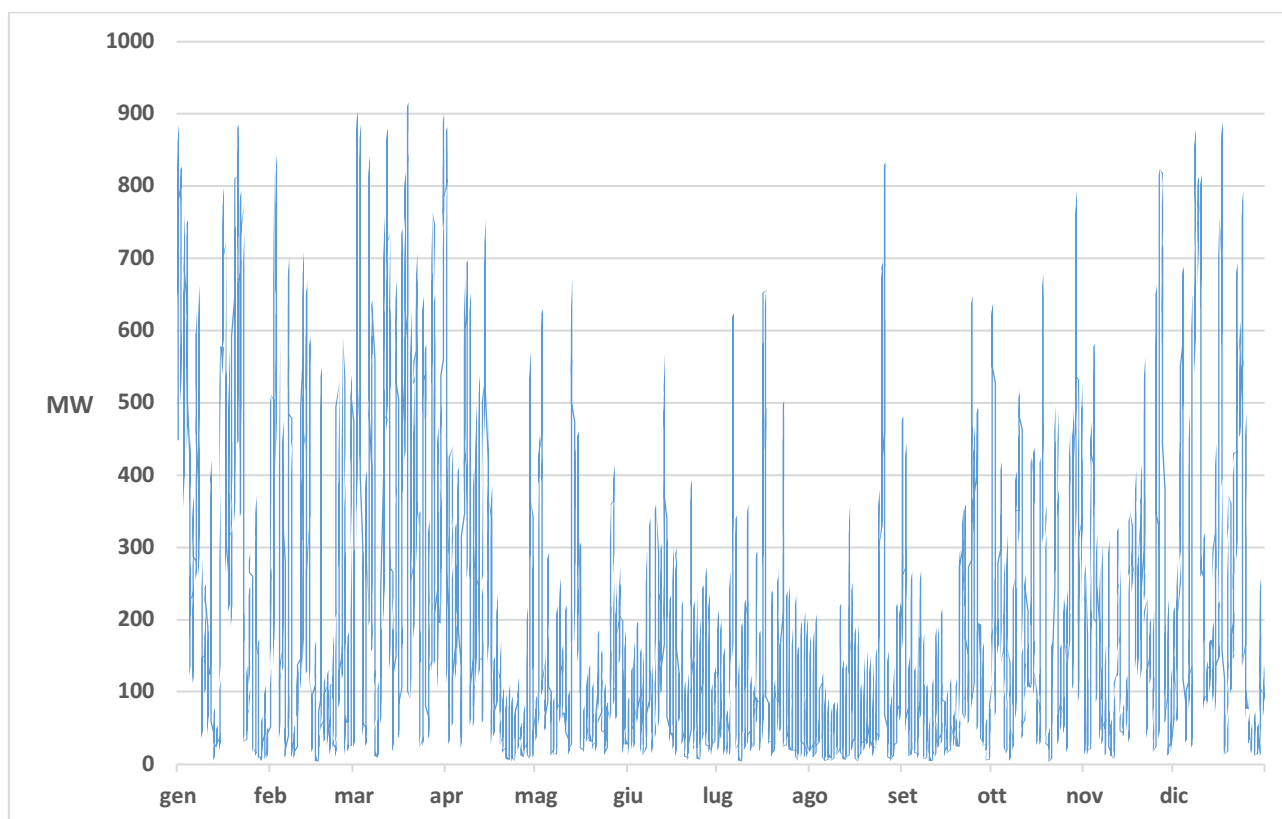


Figura 4.9. Sovrapproduzione oraria di energia elettrica da FER in Sardegna nel 2018

5 Definizione del modello di un sistema di produzione di metanolo da surplus di produzione di energia elettrica

Il presente capitolo riporta un’analisi tecnico-economica di un sistema Power-to-Methanol ai fini di valutare sotto quali condizioni un impianto in scala industriale di questo tipo risulterebbe economicamente conveniente. In particolare, in questo capitolo si presenta il design del processo. Le variabili e i dati impiegati nell’analisi sono ottenuti da una combinazione di dati di letteratura, simulazioni tramite Aspen Plus (svolte dall’Università di Cagliari), modellazione su Excel e prove sperimentali su sezioni di impianto in scala di laboratorio.

Il sistema Power-to-Methanol oggetto del presente lavoro riguarda la conversione di idrogeno e anidride carbonica in metanolo in una reazione di idrogenazione catalitica. I principali ingressi nel sistema sono acqua, energia elettrica rinnovabile e fumi di combustione provenienti da un impianto industriale. Ai fini dell’analisi si considera che sia la cattura della CO₂ che la produzione di idrogeno avvengono all’interno del sistema in esame, e non rappresentano quindi input ma prodotti intermedi.

Il sistema esaminato è schematicamente composto da tre elementi principali (Figura 5.1):

- 1) cattura della CO₂ da gas di scarico in un sistema ad assorbimento chimico;
- 2) produzione dell’H₂ in un elettrolizzatore di tipo PEM;
- 3) produzione del metanolo per idrogenazione catalitica di CO₂.

L’impianto si considera collocato nel territorio e nel contesto della Regione Sardegna. La Sardegna, per le sue condizioni di insularità, assume un ruolo particolarmente interessante per la sua storica semi-indipendenza riguardo all’approvvigionamento energetico dal resto dell’Italia. La realtà isolana offre un contesto economico ed energetico particolare sia per la abbondante sovrapproduzione annua di energia elettrica rispetto al fabbisogno interno, dovuta all’ampia penetrazione di impianti FER, sia per l’assenza di una rete di distribuzione di gas naturale che renderebbe la diffusione del metanolo “verde” come un attraente combustibile alternativo.

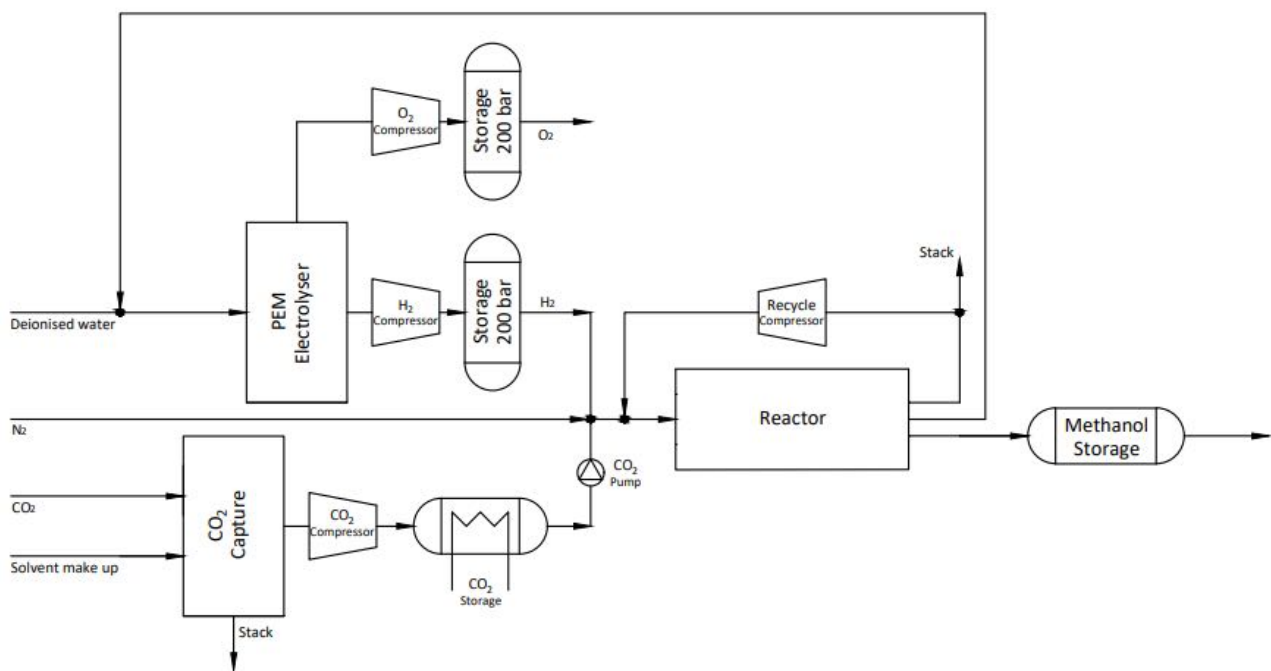


Figura 5.1. Diagramma a blocchi semplificato del sistema Power-to-Methanol proposto

Il sistema convenzionale di produzione del metanolo a livello industriale avviene tramite un impianto di reforming del metano con vapore ("Steam Methane Reforming", SMR), che impiega gas naturale come materia prima. Il metanolo prodotto attraverso il sistema Power-to-Methanol è identico nella struttura chimica e nella composizione a quello che si produce negli impianti convenzionali, il che consente una diretta comparazione del costo di produzione associato ai due sistemi.

La tecnologia disponibile per gli impianti di steam reforming del metano ne ha limitato la taglia per motivi economici alla produzione di circa 2500 t/giorno di metanolo, anche se il continuo sviluppo dei catalizzatori ha consentito di recente il raggiungimento della taglia di 5000 t/giorno [39].

Gli impianti di produzione di metanolo da CCU troverebbero invece la loro migliore applicazione in un modello di tipo distribuito nel territorio, quindi in scala più piccola e sulla base della disponibilità della materia prima (la CO₂ e l'energia elettrica rinnovabile). Per questo motivo, per il sistema in esame è stata scelta una taglia di 12 t/giorno, la stessa taglia del primo impianto al mondo in scala industriale per la produzione di metanolo da CCU, il George Olah Renewable Methanol Plant della Carbon Recycling International (CRI), situato in Islanda ed entrato in esercizio nel 2012. L'impianto CRI impiega energia elettrica rinnovabile prodotta da un impianto geotermico per l'alimentazione dell'elettrolizzatore [40, 41] e anidride carbonica concentrata emessa naturalmente dal sottosuolo. La taglia di questo impianto è di circa 500 kg/h di metanolo (commercializzato come Vulcanol, per via dell'origine vulcanica di entrambi i reagenti), con un assorbimento di 5,5 kt_{CO2} all'anno. CRI sta inoltre realizzando un nuovo impianto in Cina, il cui commissioning è previsto per la fine del 2021, che avrà una taglia di 300 t/giorno di metanolo e assorbirà 160 kt_{CO2} all'anno, e sarà quindi il più grande impianto al mondo di questo tipo [40].

5.1 Sezione di cattura della CO₂

La tecnologia più diffusa per la separazione della CO₂ post-combustione è sicuramente l'assorbimento chimico con solventi a base di ammine, ed in particolare con monoetanolamina (MEA). In una tipica sezione di cattura della CO₂ per assorbimento chimico (Figura 5.2) i gas combust, generalmente caldi, vengono raffreddati alla temperatura di processo e quindi inviati alla colonna di assorbimento. In tale colonna la soluzione solvente fluisce dall'alto e investe in controcorrente il flusso gassoso. L'anidride carbonica si lega chimicamente con il solvente mediante reazioni di neutralizzazione acido-base. La colonna di assorbimento opera tipicamente a pressione atmosferica mentre la temperatura di esercizio è intorno ai 20 ÷ 50 °C. Il gas trattato, depurato della CO₂, fluisce dalla testa della colonna e può essere inviato al successivo trattamento. La soluzione esausta raccolta nel fondo della colonna e contenente l'anidride carbonica assorbita passa attraverso uno scambiatore di calore a recupero, all'interno del quale si scalda fino a circa 90 °C assorbendo energia termica dalla soluzione rigenerata. Viene quindi inviata alla colonna di rigenerazione, nella quale il rilascio di CO₂ è ottenuto mediante lo stripping termico, ovvero rompendo i legami chimici che si erano creati nella colonna di assorbimento. Il processo di stripping opera a una temperatura dell'ordine dei 120 °C. L'efficienza del processo di rimozione della CO₂ mediante ammine è molto elevata e tipicamente compresa tra l'85% e il 95% della CO₂ contenuta nei fumi.

In questo lavoro, a titolo di esempio, il gas da trattare è considerato provenire da un tradizionale impianto termoelettrico a polverino di carbone. In questo tipo di impianti, i gas combust prima dei trattamenti presentano un contenuto di anidride carbonica compreso tra 11 e 15%vol su base umida [42, 43]. Le concentrazioni di CO₂ di cui sopra sono tuttavia rappresentative anche di diverse tipologie di impianti industriali.

Il consumo energetico necessario per la rigenerazione delle ammine equivale a circa 3 ÷ 5 MJ per ogni kg di CO₂ desorbita [44, 45]. Nell'analisi si adotta il valore di 3,46 MJ/kg_{CO2} per un sistema di cattura con 30% MEA senza ulteriori ottimizzazioni di processo [46]. Il calore richiesto al reboiler viene fornito da vapore a temperature di circa 120 °C. Si è ipotizzato inoltre che il vapore necessario nel sistema venga fornito tramite spillamento dall'impianto termoelettrico che fornisce i gas combust. Ciò equivale a una mancata produzione di energia elettrica di circa 0,161 kWh/kg_{CO2}.

Inoltre durante il funzionamento del sistema di assorbimento è necessario introdurre periodicamente nuova soluzione assorbente, per compensare il decadimento della soluzione. Il consumo di solvente si aggira nel range 0,5 ÷ 3 kg per ogni tonnellata di CO₂ rimossa [47]. In questo lavoro si adotta il valore di 1,5 kg/t_{CO2} [48].

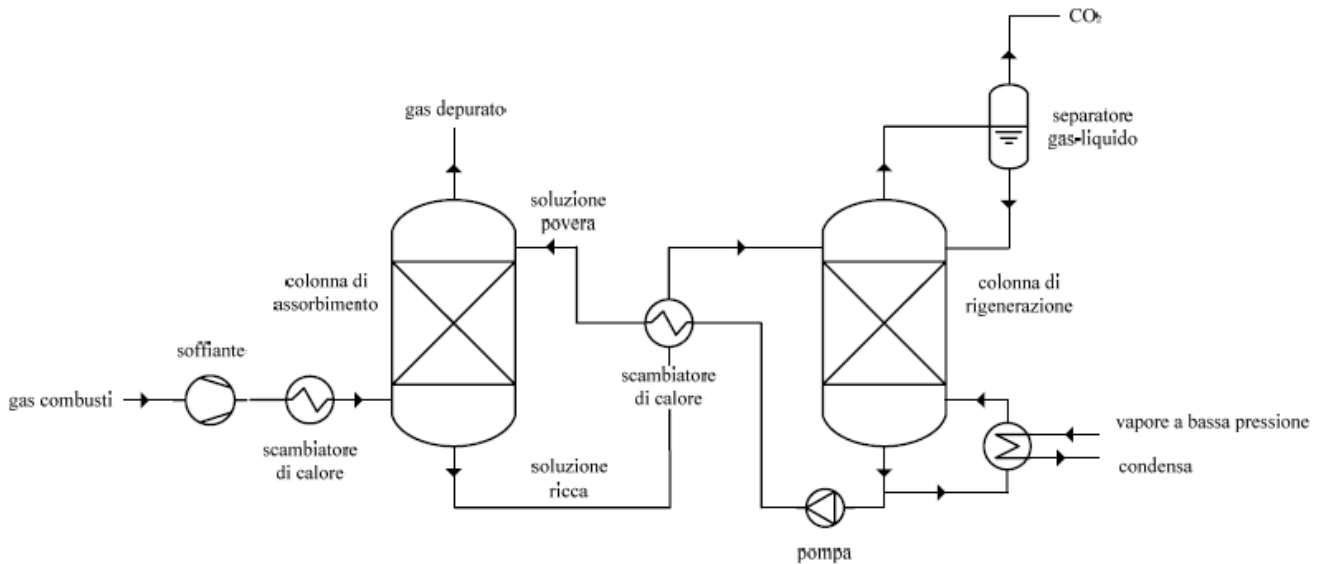


Figura 5.2. Schema di un processo di assorbimento chimico della CO₂

Le principali caratteristiche del sistema di cattura della CO₂ sono riportate in Tabella 5.1. I flussi di energia e materia in ingresso e uscita dal sistema sono riportati in Tabella 5.2. Nel presente lavoro si considera lo stoccaggio temporaneo dell’anidride carbonica, in uscita dal sistema di cattura, in fase liquida a -24 °C e 20 bar in un serbatoio da 16,5 m³, condizioni che consentono un’autonomia di circa 24 ore di funzionamento della sezione di cattura rispetto al resto dell’impianto.

Tabella 5.1. Caratteristiche del sistema di assorbimento chimico della CO₂

Sistema di cattura della CO ₂	
Gas da trattare	
Concentrazione di CO ₂	15%vol 21,8%wt
Solvente	
Tipo di solvente	MEA
Concentrazione in soluzione acquosa	30%wt
Colonna di assorbimento	
Rapporto liquido/gas	4,53 kg/kg
Efficienza di rimozione della CO ₂	90%
Consumo di solvente	1,5 kg/t _{CO2}
Colonna di rigenerazione	
Consumo termico	3,46 MJ/kg _{CO2}
Pressione di uscita della CO ₂	1,2 bar

Tabella 5.2. Flussi di energia e materia del sistema di assorbimento chimico della CO₂

Voce	Valore
Portata di gas di combustione	3.846 kg/h
Portata di CO ₂ separata	723 kg/h
Portata di solvente consumato	1,09 kg/h
Potenza elettrica richiesta	6,9 kW
Potenza termica per la rigenerazione	697,3 kW _{th}
Potenza elettrica equivalente	116,4 kW

5.2 Sezione di produzione dell'idrogeno

L'idrogeno necessario per l'idrogenazione catalitica del metanolo è ottenuto tramite elettrolisi dell'acqua. In questo processo, tramite il passaggio di energia elettrica attraverso due elettrodi, la molecola dell'acqua viene scissa in una di ossigeno all'anodo e una di idrogeno al catodo.

Per il presente lavoro è stato considerato un elettrolizzatore con membrana polimerica (PEM). I principali vantaggi di un elettrolizzatore PEM rispetto a uno di tipo alcalino sono dati dal più rapido avvio a freddo, una più alta flessibilità e in generale una migliore capacità di accoppiamento con sistemi dinamici e intermittenti. Presenta inoltre efficienze più alte e opera direttamente la separazione fisica dei gas di idrogeno e ossigeno. Per contro, questa tecnologia è relativamente meno matura rispetto a quella alcalina e presenta ancora dei costi molto più elevati e una durata limitata [49].

La vita utile di un elettrolizzatore PEM arriva al massimo a 60.000 ore, dopodiché è necessario sostituire gli stack di celle elettrolitiche a causa della loro degradazione [50]. Il consumo energetico nella taglia del megawatt varia tra 4,5 e 7,5 kWh a metro cubo di idrogeno prodotto [51], equivalente a 50 ÷ 80 kWh/kg_{H₂}. Per l'analisi effettuata è stato considerato un consumo pari a 55,8 kWh/kg_{H₂} [52]. Affinché l'impatto ambientale legato al processo sia il più basso possibile e che i prodotti del processo possano essere considerati rinnovabili, è necessario alimentare l'elettrolizzatore con energia elettrica prodotta tramite fonti rinnovabili. In questo lavoro si considera l'alimentazione dell'elettrolizzatore per la produzione dell'idrogeno con l'energia elettrica da sovrapproduzione da FER, ovvero la parte di produzione elettrica da FER che supera il fabbisogno interno sardo e necessita oggi di essere esportata. L'energia elettrica esportata dalla Sardegna nel 2018 è stata di circa 3 TWh [53], di cui circa 1,7 TWh possono essere considerati da sovrapproduzione di impianti FER (cfr. Par. 4.1). Questa energia è ampiamente sovrabbondante rispetto alle richieste energetiche del sistema in esame, tuttavia la sua effettiva disponibilità nel corso dell'anno è di tipo variabile e può influenzare una produzione di tipo continuato ad elevato fattore di utilizzo. L'impiego di un sistema di stoccaggio dell'idrogeno consentirebbe di scollegare la produzione di H₂ dal suo successivo utilizzo nella sezione di sintesi del metanolo, introducendo tuttavia dei costi capitali e operativi più alti. Nel sistema in esame viene considerato un sistema di stoccaggio dell'idrogeno a 200 bar in un serbatoio di circa 23 m³. Invece, non viene considerato nessuno stoccaggio dell'ossigeno prodotto (che quindi si ipotizza venga compresso in bombole e venduto): questo, essendo un *byproduct* della produzione dell'idrogeno, è una materia prima che ha un suo mercato, e contribuisce pertanto alla resa economica di un impianto di questo tipo.

Le principali caratteristiche del sistema di produzione di idrogeno sono riportate in Tabella 5.3. In virtù dell'evoluzione tecnologica degli elettrolizzatori PEM, viene considerata alla fine della vita utile degli stack una loro sostituzione con stack più performanti, secondo quanto previsto in [52].

I flussi di energia e materia in ingresso e uscita dal sistema sono riportati in Tabella 5.4.

Tabella 5.3. Caratteristiche del sistema di produzione dell'idrogeno

Sistema di produzione dell'idrogeno	Anno iniziale	2030
Stack		
Num. di celle di uno stack	150	150
Area attiva	700 cm ²	700 cm ²
Densità di corrente	2 A/cm ²	3 A/cm ²
Tensione	1,9 V/cella	1,8 V/cella
Tasso di degradazione	1,5 mV/1000 h	1,0 mV/1000 h
Vita utile dello stack	60.000 h	85.000 h
Sovradimensionamento dello stack per tener conto della degradazione	13%	13%
Elettrolizzatore PEM		
Efficienza di conversione	90%	90%
Numero di stack	15	10
Pressione di produzione dell'idrogeno	30 bar	30 bar
Temperatura operativa	80 °C	80 °C
Consumo elettrico degli stack	50,4 kWh/kg _{H2}	47,8 kWh/kg _{H2}
Consumo elettrico BOP	5,4 kWh/kg _{H2}	5,4 kWh/kg _{H2}
Consumo elettrico totale	54,8 kWh/kg _{H2}	53,2 kWh/kg _{H2}

Tabella 5.4. Flussi di energia e materia del sistema di produzione dell'idrogeno

Voce	Valore
Portata di acqua demineralizzata	1.037 kg/h
Portata media di idrogeno prodotto	104 kg/h
Portata media di ossigeno prodotto	821 kg/h
Portata di acqua non convertita	110 kg/h
Potenza dell'elettrolizzatore	5.906 kW

5.3 Sezione di sintesi del metanolo

Per la sezione di sintesi del metanolo in un reattore catalitico si è fatto ricorso alla modellazione svolta in ambiente Aspen Plus dall'Università di Cagliari, in supporto e collaborazione con l'attività di Sotacarbo nell'ambito della Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Triennale 2019-2021 [54]. La Figura 5.3 mostra lo schema funzionale semplificato del modello di sintesi e purificazione del metanolo.

L'idrogeno proveniente dall'elettrolizzatore (1M) e l'anidride carbonica proveniente dalla sezione di cattura (3M) vengono compressi alla pressione di 65 bar richiesta al reattore e miscelati insieme al ricircolo dei gas non reagiti nel reattore (23M). La miscela di reagenti (6M) è riscaldata con calore di recupero dai prodotti di processo in uscita dal reattore (8M). I prodotti di processo vengono ulteriormente raffreddati, quindi i gas non reagiti vengono separati dalla fase liquida tramite due flash successivi. I gas non reagiti (18M e 21M), composti principalmente da idrogeno e CO₂, con tracce di metanolo, acqua e CO, vengono riciclati all'ingresso del reattore. Una parte pari a circa l'1% viene eliminato come gas di spurgo (19M) per ridurre l'accumulo di inerti e gas indesiderati all'interno del circuito.

Il metanolo grezzo (12M) in uscita dai separatori, composto da metanolo, acqua e tracce di CO₂, viene riscaldato alla temperatura operativa della colonna di distillazione. In questa, l'acqua viene condensata e raccolta nella parte inferiore (15M), mentre la CO₂ residua viene ulteriormente separata e riciclata all'ingresso del processo (16M). Grazie al recupero di calore dai gas di processo negli scambiatori di calore, a regime il sistema è termicamente autosufficiente.

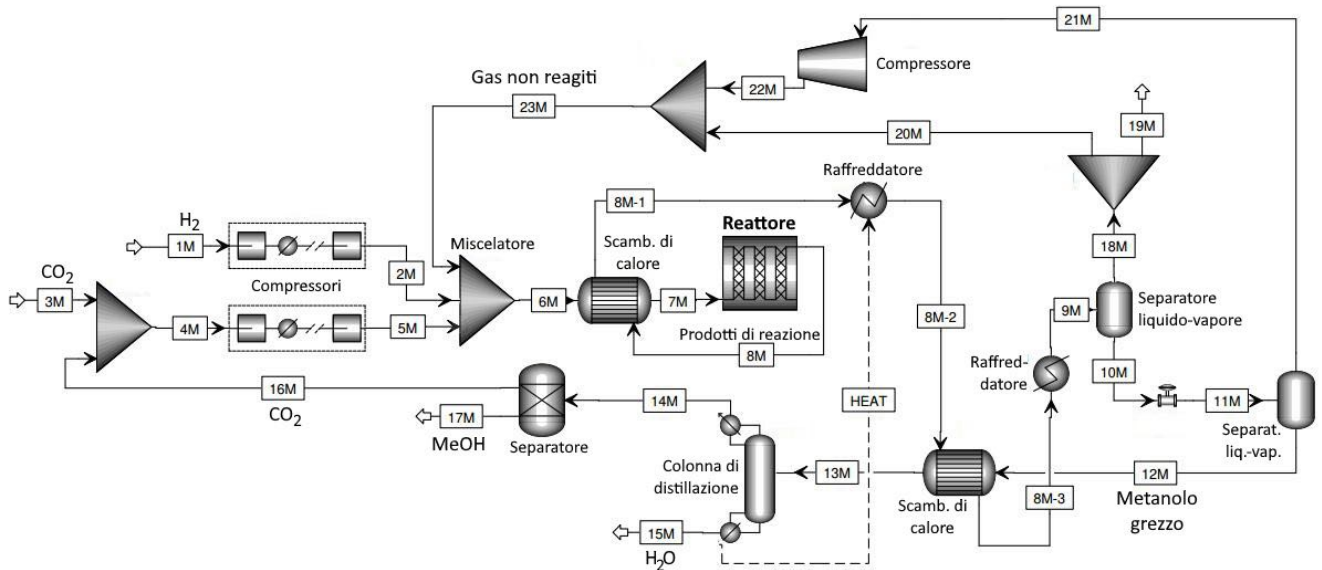
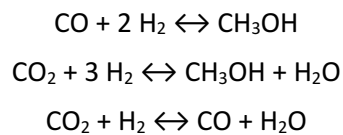


Figura 5.3. Diagramma di flusso semplificato della sezione di sintesi del metanolo

Il reattore del processo di sintesi usato nel sistema è anch'esso modellato in Aspen Plus. Il reattore è di tipo adiabatico e permette la conversione dell'idrogeno e dell'anidride carbonica in metanolo. Il processo di sintesi del metanolo all'interno del reattore avviene attraverso le tre reazioni rispettivamente di idrogenazione del monossido di carbonio, di idrogenazione dell'anidride carbonica e della reverse water-gas shift (rWGS):



I principali parametri di processo sono riportati nella Tabella 5.5. La Tabella 5.6 riporta i flussi di energia e materia in ingresso e uscita dal sistema. Il catalizzatore considerato è di tipo industriale: per questo tipo di catalizzatori è stata nel tempo verificata una vita utile media di almeno 4 anni, con punte di 8 anni [55]. Per la presente analisi è stata assunta una vita utile del catalizzatore di 4 anni.

Tabella 5.5. Principali parametri di processo della sezione di sintesi del metanolo

Sistema di sintesi del metanolo	
Reattore	
Numero di tubi	34
Lunghezza dei tubi	12,2 m
Diametro di ogni tubo	37,5 mm
Rapporto di vuoto	0,4
Volume del reattore	0,458 m ³
Tipo di catalizzatore	Cu/Zn/Al
Densità del catalizzatore	1.775 kg/m ³
Vita utile del catalizzatore	4 anni
Pressione operativa	65 bar
Temperatura in ingresso	210 °C
Temperatura in uscita	290 °C
Separatori liquido-vapore	
Condizioni operative del primo separatore	50 °C 65 bar
Condizioni operative del secondo separatore	22 °C 1,2 bar
Composizione del metanolo grezzo in uscita dal secondo separatore	48,7%v MeOH 49,4%v H ₂ O
Colonna di distillazione	
Pressione operativa	1,01 bar
Temperatura operativa	80 °C
Composizione del distillato	96,4%v MeOH 3,6%v CO ₂

Tabella 5.6. Flussi di energia e materia del sistema di sintesi del metanolo

Voce	Valore
Portata di idrogeno in ingresso	104 kg/h
Portata di CO ₂ in ingresso	723 kg/h
Portata di ricircolo	1.960 kg/h
Portata di metanolo prodotto	500 kg/h
Portata di CO ₂ in uscita	25 kg/h
Portata di acqua scaricata	285 kg/h
Quantità di catalizzatore usata nel reattore	292,4 kg
Potenza del compressore di idrogeno	39,2 kW
Potenza dei compressori di CO ₂	49,5 kW
Potenza del compressore di ricircolo	14,7 kW

6 Definizione dei parametri economici del sistema di produzione di metanolo da surplus di produzione di energia elettrica

L'analisi tecnico-economica di un impianto per la produzione di metanolo dipende da alcuni fattori chiave, come per esempio la taglia dell'impianto, il sistema di cattura dell'anidride carbonica impiegato e la tecnologia utilizzata per la produzione dell'idrogeno. Il sistema in esame ha una taglia di 500 kg/h di metanolo prodotto e le caratteristiche tecniche delineate nel Cap. 5.

La determinazione dei costi di investimento e di esercizio è inoltre fortemente legata alla localizzazione geografica dell'impianto. Tale aspetto influenza fattori quali il costo dell'energia, i parametri finanziari (inclusi i tassi di interesse) e il sistema di tassazione. Come già detto, è stato ipotizzato che l'impianto sia realizzato in Sardegna.

Nel presente capitolo sono definiti tutti i parametri e le assunzioni di carattere economico relativi alla realizzazione ed esercizio nel corso dell'intera vita utile del sistema Power-to-Methanol in oggetto. I risultati dell'analisi tecnico-economica sono presentati nel Cap. 7.

6.1 Parametri di redditività dell'impianto

In un'analisi tecnico-economica, intesa come analisi di fattibilità per determinare l'eventuale sostenibilità economica dell'impianto da realizzare, vengono assunti come parametri di riferimento alcuni indici econometrici tipicamente utilizzati per la valutazione degli investimenti: il valore attuale netto (VAN, in inglese *Net Present Value*, NPV), il tasso interno di rendimento (TIR, in inglese *Internal Rate of Return*, IRR) e il tempo di recupero del capitale (in inglese *Payback Period*, PBP).

Il valore attuale netto è definito come la somma, anno per anno, dei valori attualizzati dei flussi di cassa operativi. Considerando una vita utile di 20 anni, è calcolato come:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^{20} \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

dove C_0 è il costo di investimento iniziale, C_t è il flusso di cassa previsto per l'anno t e r è il tasso di attualizzazione (o tasso di sconto) annuo. I flussi di cassa annui sono ottenuti dalla somma delle entrate (vendita dei prodotti di impianto) diminuite delle uscite (costi operativi fissi e variabili, tasse, rate e interessi del prestito bancario).

Il tasso interno di rendimento è il valore del tasso di sconto ipotetico necessario per ottenere un VAN nullo alla fine della vita utile dell'impianto:

$$NPV = 0 = -C_0 + \sum_{t=1}^{20} \frac{C_t}{(1+IRR)^t} \quad (2)$$

Lo scopo dell'IRR è di identificare il tasso di sconto che rende il valore attuale della somma dei flussi di cassa annui uguale al costo iniziale di investimento. L'IRR è quindi un parametro utile per analizzare il potenziale ritorno economico di un progetto, rappresentando il tasso di crescita annuo atteso per l'investimento.

Il tempo di recupero del capitale è il numero di anni dopo l'investimento iniziale necessari per ottenere il *break even* dell'investimento, ovvero per recuperare il capitale investito. Il PBP rappresenta il primo anno in cui il flusso di cassa cumulativo raggiunge un valore positivo. La formula per determinare il PBP è la (1), posta uguale a 0 e risolta rispetto al tempo.

Nel caso dell'impianto Power-to-Methanol in esame, la determinazione di tali parametri econometrici è strettamente legata al prezzo di vendita del metanolo (che costituisce la principale voce di ricavo) e dell'ossigeno, le cui stime per l'intera vita utile del progetto sono estremamente approssimative. Per tale ragione, si fa ricorso ad un altro indicatore economico comunemente utilizzato per le valutazioni sulla

redditività di questo tipo di impianti: il prezzo a cui dovrebbe essere venduto il metanolo per ottenere il *break even* dell'investimento alla fine della vita utile dell'impianto.

Il costo del metanolo (CoM, *Cost of Methanol*) è definito come il rapporto tra il costo totale dell'impianto (comprendente sia gli investimenti che i costi di esercizio), valutato lungo l'intera vita utile del progetto, e la quantità totale di metanolo prodotta nello stesso periodo. Lo stesso parametro, riferito ai valori attualizzati di ciascuna voce, è generalmente definito come costo livellato del metanolo (LCoM, *Levelized Cost of Methanol*).

$$CoM = \frac{\sum_{t=1}^{20} |CAPEX + OPEX_{fix} + OPEX_{var}| - (ric. vend. O_2 + risparmi da quote CO_2)}{\sum_{t=1}^{20} Produzione\ annua\ di\ metanolo} \quad (3)$$

$$LCoM = \frac{\sum_{t=1}^{20} \frac{|CAPEX + OPEX_{fix} + OPEX_{var}| - (ric. vend. O_2 + risparmi da quote CO_2)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{Produzione\ annua\ di\ metanolo}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

Il CoM e l'LCoM, espressi in €/t di metanolo, rappresentano una misura del costo medio di generazione del metanolo col sistema in oggetto e possono essere usati per comparare il metanolo prodotto con un sistema P2L rispetto ai sistemi tradizionali impiegati a livello industriale (principalmente, *steam reforming* del metano). In particolare, l'LCoM rappresenta la remunerazione media per unità di metanolo prodotto che sarebbe richiesta per recuperare il costo di realizzazione ed esercizio dell'impianto P2L durante la sua vita, rendendo così l'investimento remunerativo.

6.2 Parametri di processo

L'analisi economica del sistema P2L oggetto del presente lavoro si basa su un modello sviluppato da Sotacarbo e implementato in ambiente Excel. Il modello è strutturato in una serie di schede di calcolo che, partendo dai dati tecnici dell'elettrolizzatore, della sezione CCS, dalla sezione di idrogenazione catalitica e dalle assunzioni economico-finanziarie, consentono di determinare il flusso di cassa e i parametri di valutazione definiti nel precedente paragrafo.

Sulla base dei parametri di processo (rendimenti di conversione, efficienza di separazione della CO₂, ecc.) definiti nel Cap. 5, il modello determina, anno per anno e per l'intera vita utile del progetto, parametri quali la produzione di metanolo ed ossigeno, l'energia elettrica complessivamente consumata, e così via.

Uno dei parametri chiave che condizionano pesantemente i risultati dell'analisi (e che, per tale ragione, è in genere oggetto di accurate analisi di sensitività) è la disponibilità annua dell'impianto, intesa in termini di ore annue di funzionamento. Un alto fattore di utilizzo è indispensabile per garantire una remuneratività per l'impianto. Nel sistema in oggetto è stato usato un fattore di utilizzo pari a 0,9, corrispondente a un'operatività dell'impianto di 7.884 ore/anno.

I principali parametri di processo impiegati nell'analisi economica del sistema in esame sono riportati nella Tabella 6.1. Per quanto riguarda il consumo di energia elettrica, il valore riportato in tabella si riferisce all'anno iniziale di esercizio dell'impianto. Infatti, bisogna tener conto che l'elettrolizzatore è soggetto a una degradazione che comporta una diminuzione nel tempo della funzionalità degli stack. Per tener conto di ciò, nel modello è stato considerato un sovradimensionamento della taglia dell'elettrolizzatore e un suo uso inizialmente ridotto e crescente nel tempo in modo da mantenere costante la produzione di idrogeno e quindi la produttività di metanolo dell'impianto. Ciò corrisponde a un aumento graduale dei consumi di energia elettrica in funzione del fattore di degradazione degli stack, fino alla loro sostituzione alla fine della vita operativa. In particolare, la degradazione considerata corrisponde a un aumentato consumo elettrico di 360 W/kg_{H₂} per ogni anno di vita degli stack iniziali e di 239 W/kg_{H₂} per ogni anno di vita degli stack sostituiti, sulla base dei parametri precedentemente riportati in Tabella 5.3.

Tabella 6.1. Parametri di processo

Voce	Unità	Valore
Fattore di utilizzo	-	0,9
Ore operative annue	[h/anno]	7.884
Capacità nominale di impianto (metanolo)	[kg/h]	500
Produttività dell'impianto (metanolo)	[t/anno]	3.942
Produzione di ossigeno	[t/anno]	6.473
Anidride carbonica catturata	[t/anno]	5.703
Consumo di energia elettrica (PEM)	[MWh/anno]	45.622
Consumo di energia elettrica (altre utenze)	[MWh/anno]	2.971
Fabbisogno di acqua industriale (PEM)	[t/anno]	8.176
Consumo di acqua (escl. i riciccoli)	[t/anno]	5.929
Consumo di solvente (CCS)	[kg/anno]	8.555
Consumo di catalizzatore (reattore)	[kg/anno]	73
Consumo di azoto	[kg/anno]	7.884

6.3 Costi di investimento

Per la valutazione dei costi di investimento, sono stati valutati tutti i costi impiantistici a partire da dati di impianti commerciali disponibili in letteratura, eventualmente attualizzati per considerare gli incrementi dovuti all'inflazione [56]. Per i valori reperiti in dollari, è stato applicato un tasso di cambio di 1,22 \$/€ (valore medio mensile a gennaio 2021) [57].

Per l'elettrolizzatore PEM sono stati considerati i costi specifici riportati in un recente studio che prende in considerazione i costi attuali e futuri di una PEM di taglia simile a quella del sistema in esame [52], riportati in Tabella 6.2.

Tabella 6.2. Voci di costo dell'elettrolizzatore PEM non installato [€/kW]

Voce	2021	2030
Stack	309,48	117,21
Balance of Plant		
BoP meccanico	123,07	114,75
BoP elettrico	109,49	79,51
Totale	542,05	311,48

Per il reattore di sintesi del metanolo e per la sezione CCS, i costi reperiti in letteratura e riferiti a una taglia base sono stati adattati alla taglia del sistema in esame secondo la nota relazione:

$$C = C_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^f \quad (5)$$

dove C e C_0 sono rispettivamente i costi del componente specifico dell'impianto in esame e dell'impianto di riferimento, P e P_0 sono i parametri di confronto degli stessi impianti, legati alla taglia (per esempio la portata di gas dei compressori, la portata di gas trattati nel caso del sistema di separazione della CO_2 , ecc.), e f è il fattore di scala, adimensionale, generalmente assunto pari a 0,65 per questo tipo di tecnologie [58]. I sistemi di riferimento rispetto a cui è stata applicata la (5) sono riportati in Tabella 6.3 [58].

Tabella 6.3. Costi di riferimento di letteratura dei componenti non installati

Componente	Parametro	Taglia base	Costo base
Reattore di sintesi del metanolo	Portata di gas in ingresso al reattore	$54 \cdot 10^3$ kg/h	14,20 M€
Sistema di cattura della CO ₂	Portata di gas in ingresso al separatore	$2,808 \cdot 10^6$ kg/h	75,45 M€

Per i compressori di CO₂, H₂ e O₂ è stata invece usata la seguente formula per la determinazione dei costi:

$$C = C_0 \cdot (\dot{m} \cdot \ln \beta)^{0,65} \quad (6)$$

dove C è il costo del compressore espresso in \$, C_0 è un parametro base che dipende dal tipo di gas elaborato dal compressore, \dot{m} è la portata massica di gas elaborata dal compressore espressa in kg/h e β è il rapporto di compressione. I parametri considerati per i compressori del sistema in esame sono riportati in Tabella 6.4 [59].

Tabella 6.4. Parametri per la determinazione del costo dei compressori

Compressore	C_0	β
Compressori di CO ₂	2.651	4,47
Compressore di H ₂	36.858	6,5
Compressore di O ₂	2.327	6,5

La compressione della CO₂ avviene in due stadi da 1 a 20 bar (pressione di stoccaggio allo stato liquido) più un'ulteriore compressione tramite pompa alla pressione di processo di 65 bar. Per il costo della pompa è stata considerata la seguente formula [60]:

$$C = 1,417 \cdot 10^6 \cdot (W_p/1000) + 0,09 \cdot 10^6 \quad (7)$$

dove C è il costo della pompa espresso in \$ e W_p è la potenza della pompa espressa in kW.

Per lo stoccaggio dell'anidride carbonica e dell'idrogeno compressi si considerano i costi specifici riportati in Tabella 6.5 [61].

Tabella 6.5. Costi dei sistemi di stoccaggio

Gas	Pressione	Stato	Volume	Costo
CO ₂	20 bar	liquido	16,5 m ³	8.500 €/m ³
H ₂	200 bar	gassoso	23 m ³	45 €/Nm ³

I costi così calcolati con le formule e le voci riportate nelle tabelle precedenti sono i costi dei componenti non installati. A tali costi vanno aggiunte una serie di voci di costo che cadono complessivamente sotto la denominazione di *Balance of Plant* (BoP). Un dettaglio di tali voci è riportato nelle due seguenti tabelle. In particolare, la Tabella 6.6 riporta le voci del BoP per la realizzazione e installazione della sezione di elettrolisi PEM, in cui le percentuali indicate sono riferite al costo della PEM installata, ottenuta dal costo non installato determinato con le voci della Tabella 6.2 aumentato di un fattore di installazione del 12% [52]. La Tabella 6.7 riporta le voci del BoP valide sia per la realizzazione e installazione della sezione di cattura della CO₂ che per la sezione di sintesi del metanolo, in cui le percentuali indicate sono riferite al costo del componente non installato calcolato con la formula (5) e le voci della Tabella 6.3. Per i compressori e la pompa, il costo installato è ottenuto dal costo non installato determinato con le voci della Tabella 6.4 e con la formula (7) aumentato di un fattore di installazione del 10%.

Tabella 6.6. Balance of Plant dell'elettrolizzatore PEM (% del costo installato)

Voce	Valore
Sistema di gestione del gas lato catodo	9%
Sistema di gestione del gas lato anodo	3%
Sistema di gestione dell'acqua	5%
Sistema di gestione termico	5%
Elettronica di potenza	21%
Sensori e controllo	2%
BoP meccanico (tubazioni, valvole, ...)	5%
Altro	1%
Lavoro di assemblaggio	2%
Totale BoP	53%

Tabella 6.7. Balance of Plant del reattore di sintesi del metanolo e del sistema CCS (% del costo non installato) [62]

Voce	Valore
Ingegneria e supervisione	10%
Lavori civili	1%
Strutture di servizio	1%
Installazione dei componenti	2%
Tubazioni	5%
Strumentazione e controllo	6%
Componenti elettrici e materiali	6%
Totale BoP	31%

La somma dei costi relativi alla sezione CCS, alla sezione di elettrolisi, ai compressori, ai sistemi di stoccaggio e alla sezione di reazione costituisce il totale dei costi capitali diretti. Oltre a tali costi, vi sono infine alcuni costi indiretti che completano il quadro dei CAPEX. Tali voci di costo sono riportate in Tabella 6.8 [63].

Tabella 6.8. Costi capitali indiretti (% dei costi diretti totali)

Voce	Valore
Preparazione del sito	2%
Ingegneria e progettazione	8%
Contingenze di progetto	15%
Costi delle autorizzazioni	15%
Totale BoP	40%

6.4 Costi di esercizio

Per quanto riguarda i costi di esercizio il calcolo è stato effettuato, sempre a partire da dati di letteratura e sempre considerando gli incrementi per l'inflazione, sulla base dei costi specifici.

La voce principale dei costi variabili di esercizio riguarda l'acquisto dell'energia elettrica, il cui costo è stato stimato sulla base del prezzo medio zonale relativo alla Sardegna nel 2018, andando a minimizzare il costo dell'energia per una operatività d'impianto di 7.884 ore/anno (fattore di utilizzo di 0,9).

I principali costi variabili specifici sono riportati in Tabella 6.9.

Tabella 6.9. Costi operativi variabili

Voce	Unità	Costo	[Rif.]
Energia elettrica	[€/MWh]	57,8	[64]
Acqua demineralizzata	[€/m ³]	10	[65]
Solvente (MEA)	[€/kg]	1,90	[66]
Catalizzatore	[€/kg]	95,24	[67]
Azoto	[€/kg]	0,2783	[65]

Oltre ai costi operativi variabili, vi sono una serie di costi fissi di esercizio, elencati in Tabella 6.10, che completano il quadro degli OPEX.

Tabella 6.10. Costi operativi fissi

Voce	Valore	[Rif.]
Personale	2 operatori d'impianto	
Ore lavorative annue	1.760 h/anno	
Costo del personale	40 €/h-uomo	
Spese generali e amministrative	20% del costo del personale	[68]
Tasse di proprietà e assicurazione	2% del CAPEX	[69]
Costi di manutenzione (escl. compressori)	3% del CAPEX (escl. costo capitale dei compressori)	[67]
Costi di manutenzione dei compressori	2% del costo capitale dei compressori	[61]

Il modello considera, infine, degli investimenti nel corso della fase di esercizio dell'impianto, relativi alla sostituzione programmata degli stack dell'elettrolizzatore, che hanno una vita operativa di circa 60.000 ore, e la sostituzione dei sistemi di compressione gas, che hanno invece una vita utile di circa 10 anni. Mentre i compressori sono una tecnologia consolidata che non subirà future variazioni né di costo né di prestazioni, gli elettrolizzatori PEM sono ancora in una fase di evoluzione tecnologica. Per tal motivo per gli stack sostituiti vengono considerati parametri operativi e costi diversi da quelli applicati per l'anno iniziale. In particolare, il costo di sostituzione degli stack è considerato pari al 15% del costo capitale dell'elettrolizzatore PEM, ricalcolato con i valori futuri riportati nella precedente Tabella 6.2 [52].

6.5 Fonti di remunerazione

La principale fonte di remunerazione dell'impianto è rappresentata dalla vendita del metanolo, il prodotto finale dell'impianto. Il valore di mercato corrente del metanolo è intorno ai 400 €/t [59], anche se il mercato mondiale è, negli ultimi anni, in forte crescita. Tuttavia questo prezzo non rende l'impianto in esame remunerativo nell'arco della sua vita utile. Per tal motivo in questa analisi è stato seguito, come già accennato, l'approccio inverso: è stato determinato il prezzo a cui il metanolo dovrebbe venire venduto per arrivare a pareggio di bilancio alla fine della vita operativa dell'impianto. Il valore del *Levelized Cost of Methanol* (LCoM) è determinato secondo la metodologia definita nel precedente Par. 6.1.

Oltre al metanolo, come anticipato, anche l'ossigeno ottenuto durante il processo di elettrolisi dell'acqua è un prodotto che ha un suo valore di mercato. Nel sistema in esame è stata considerata la compressione dell'ossigeno a 200 bar, che ne consente lo stoccaggio in bombole. Per tal motivo come prezzo di vendita dell'ossigeno è stato assunto il valore di 150 €/t, che rappresenta un valore tipico di mercato per questi volumi di ossigeno industriale senza stoccaggio e trasporto [59].

Particolarmente importante è anche il prezzo di mercato della CO₂ determinato dal mercato europeo (ETS, *emissions trading system*), che rappresenta un'importante voce di costo soprattutto per gli impianti non dotati di sistemi CCS, utilizzati come termine di confronto. Nell'impianto analizzato, in cui la CO₂ è catturata

con un sistema CCS dai fumi di scarico di un impianto termoelettrico, tale voce rappresenta invece un mancato costo per l'acquisto delle quote di emissione. Di conseguenza il valore di tali quote è considerato positivamente nella determinazione della remuneratività dell'impianto. In questo lavoro è stato considerato un valore di una quota di emissione di una tonnellata di CO₂ pari a 60 €/t nell'anno iniziale di esercizio (corrispondente al valore medio per i mesi di settembre e ottobre 2021) [70]. In considerazione delle maggiori restrizioni che si avranno sulle emissioni negli anni futuri, tale valore iniziale è stato assunto crescente nel tempo fino ad assumere un valore di circa 129 €/t nel 2030 e di 212 €/t nel 2040 [71].

6.6 Parametri economici e finanziari

I principali parametri economici e finanziari considerati nel modello sono rappresentati dall'ammortamento dei componenti impiantistici, dalle tasse sugli utili, dal prestito bancario, dal tasso di inflazione e dal tasso di attualizzazione.

Il modello considera un piano di ammortamento dell'impianto con un tasso del 10% (10 anni a rate costanti non attualizzate) ed è applicato a tutto l'impianto e al sistema CCS. Per quanto riguarda l'ammortamento della PEM, la vita utile degli stack è stata assunta pari a 60.000 ore nell'anno di entrata in esercizio e di 85.000 ore nel 2030, in modo da tenere conto della futura evoluzione tecnologica di questi componenti; di conseguenza il periodo di ammortamento del primo gruppo di stack è di circa 7 anni, che diventano 10 per il secondo gruppo di stack, mentre il resto dell'elettrolizzatore PEM viene sempre ammortato in 10 anni insieme al resto dell'impianto. I compressori, una volta sostituiti dopo 10 anni di vita utile, sono ammortati per ulteriori 10 anni.

L'investimento iniziale per la realizzazione dell'impianto viene considerato coperto per il 75% tramite un prestito bancario, con un periodo di restituzione decennale a rata costante. Tale aspetto comporta dei costi di apertura del prestito e gli interessi passivi. Il tasso di interesse del prestito è stato assunto pari a 6,14% [72].

Per quanto riguarda le tasse, queste sono applicate ogni anno di esercizio agli utili diminuiti della rata di ammortamento e degli interessi sul prestito bancario. Le tasse nazionali e locali in Italia sono rappresentate dall'IRES (imposta sul reddito delle società) e dall'IRAP (imposta regionale sulle attività produttive). Per le tasse è stato assunto un valore complessivo del 26,93% [73].

Per i costi di esercizio e le entrate dalla vendita dei prodotti viene considerato ogni anno un incremento annuo dovuto all'inflazione. In questa analisi è stato assunto un tasso di inflazione dell'1,3%, corrispondente al valore medio dell'inflazione in Italia dal 2015 al 2019 [74].

Infine al flusso di cassa annuo viene applicato un tasso di sconto per l'attualizzazione delle somme future. Il tasso di sconto rappresenta il costo percepito del capitale impegnato per l'investimento, corrispondente al costo reale di finanziamento del capitale aumentato di un valore che tiene conto del fattore di rischio associato all'investimento e del costo di immobilizzazione del capitale. Il tasso di sconto è un parametro che tiene quindi conto della remuneratività che l'investitore è disposto ad ottenere dall'investimento. In questa analisi è stato assunto un tasso di sconto pari all'8%, che rappresenta un tipico valore per investimenti nel settore degli impianti industriali energivori [75]. Il tasso di sconto non viene applicato agli interessi del prestito bancario.

6.7 Flusso di cassa

Il conto economico dell'investimento è stato valutato tramite la determinazione dei flussi di cassa annui. Per ogni anno di esercizio dell'impianto, la somma algebrica dei ricavi (la vendita del metanolo e dell'ossigeno) diminuita dei costi operativi determina il margine operativo lordo (EBITDA, "Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization"), dal quale, sottratti gli ammortamenti, si ottiene il risultato operativo netto (EBIT). Le imposte sono quindi calcolate a partire dal risultato della gestione ordinaria (l'EBIT diminuito degli

interessi sul prestito finanziario), e sono applicate soltanto se tale valore è positivo. Il risultato di esercizio è ottenuto quindi sottraendo alla gestione ordinaria le imposte e la quota capitale della rata del prestito.

7 Analisi tecnico-economica del sistema di produzione di metanolo da surplus di produzione di energia elettrica

L'analisi economica, finalizzata alla determinazione di LCoM, del costo di cattura e del costo dell'emissione evitata di CO₂, è basata sull'ipotesi che l'impianto venga realizzato a partire dall'anno 2021. La Tabella 7.1 riepiloga le principali assunzioni finanziarie del progetto.

Tabella 7.1. Assunzioni economico-finanziarie del progetto

Voce	Unità	Valore
Periodo di costruzione dell'impianto	[anni]	1
Vita operativa	[anni]	20
Tasso di sconto	[%]	8%
Tasso di inflazione	[%]	1,33%
Tasse (IRES + IRAP)	[%]	26,9%
Periodo di ammortamento (stack dell'elettrolizzatore)	[anni]	7
Periodo di ammortamento (resto dell'impianto)	[anni]	10
Finanziamento bancario	[% del CAPEX]	75%
Tasso di interesse	[%]	6,14%
Durata della rateazione	[anni]	10
Valore dell'impianto alla fine della vita	[€]	0

7.1 CAPEX

I costi di investimento dell'impianto sono stati determinati, in generale, a partire dai dati presenti in letteratura, secondo quanto esposto nel Par. 6.3. Nello specifico, sono state adottate le seguenti assunzioni:

- la taglia e il costo dell'elettrolizzatore dipendono dalla portata di idrogeno richiesta dalla sezione di sintesi del metanolo;
- la taglia e il costo del sistema CCS sono stati stimati sulla base della portata effettiva di fumi da trattare per ottenere la portata di CO₂ richiesta dalla sezione di sintesi del metanolo;
- il costo della sezione di sintesi del metanolo è stato stimato sulla base della produzione nominale di metanolo, pari a 500 kg/h;
- il costo dei sistemi di compressione di idrogeno e anidride carbonica è stato stimato sulla base delle portate trattate e della pressione dei successivi sistemi di stoccaggio;
- il costo del sistema di stoccaggio dell'idrogeno è stato determinato per un volume di accumulo che consenta un'autonomia della sezione di elettrolisi di circa 4 ore;
- il costo del sistema di stoccaggio dell'anidride carbonica è stato stimato sulla base dei costi riportati da Store&Go [61], scalati per un volume di accumulo che consenta un'autonomia della sezione di cattura della CO₂ di circa 24 ore.

Le successive tabelle riportano i costi di investimento valutati per le varie sezioni d'impianto. I costi capitali diretti ammontano complessivamente ad un totale di 10,62 M€.

Tabella 7.2. Costi di investimento dell'elettrolizzatore PEM

Voce	Valore
Costo installato	€ 3.585.537
Sistema di gestione del gas lato catodo	€ 322.698
Sistema di gestione del gas lato anodo	€ 107.566
Sistema di gestione dell'acqua	€ 179.277
Sistema di gestione termico	€ 179.277
Elettronica di potenza	€ 752.963
Sensori e controllo	€ 71.711
BoP meccanico (tubazioni, valvole, ...)	€ 179.277
Altro	€ 35.855
Lavoro di assemblaggio	€ 71.711
Totale	€ 5.485.871

Tabella 7.3. Costi di investimento del sistema CCS

Voce	Valore
Costo installato	€ 1.038.659
Ingegneria e supervisione	€ 103.866
Lavori civili	€ 10.387
Strutture di servizio	€ 10.387
Installazione dei componenti	€ 20.773
Tubazioni	€ 51.933
Strumentazione e controllo	€ 62.320
Componenti elettrici e materiali	€ 62.320
Totale	€ 1.360.643

Tabella 7.4. Costi di investimento del sistema di sintesi del metanolo

Voce	Valore
Costo installato	€ 938.952
Ingegneria e supervisione	€ 93.895
Lavori civili	€ 9.390
Strutture di servizio	€ 9.390
Installazione dei componenti	€ 18.779
Tubazioni	€ 46.948
Strumentazione e controllo	€ 56.337
Componenti elettrici e materiali	€ 56.337
Totale	€ 1.230.026

Tabella 7.5. Costi di investimento del sistema di compressione dei gas

Voce	Valore
Compressori CO ₂ (costo non installato)	€ 497.737
Pompa CO ₂ (costo non installato)	€ 91.645
Compressore H ₂ (costo non installato)	€ 1.128.849
Compressore O ₂ (costo non installato)	€ 273.550
Totale (costo installato)	€ 2.190.958

Tabella 7.6. Costi di investimento del sistema di stoccaggio dei gas

Voce	Valore
Serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno	€ 207.406
Serbatoio di stoccaggio della CO ₂	€ 140.505
Totale	€ 347.911

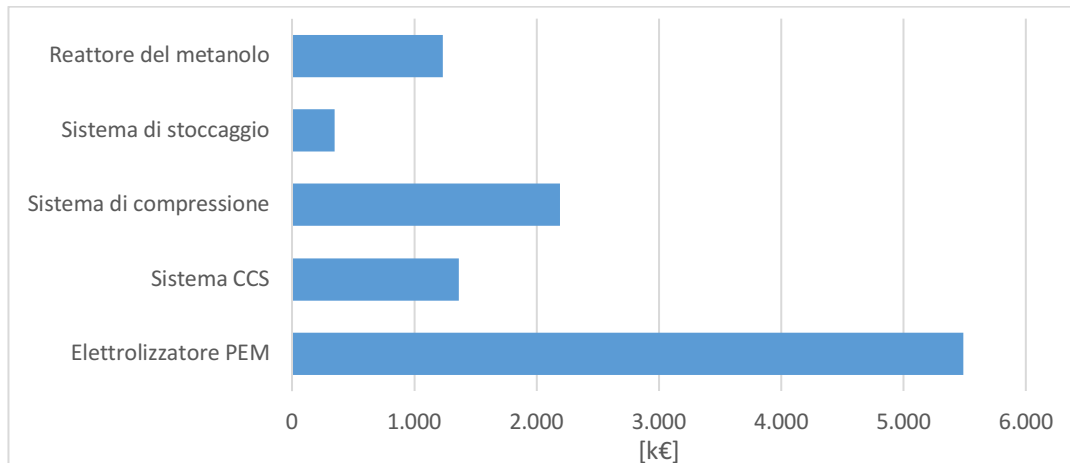


Figura 7.1. Ripartizione dei costi capitali tra le varie sezioni di impianto

La Figura 7.1 mostra che la sezione di sintesi del metanolo, i compressori e il sistema di cattura della CO₂ impattano ciascuno per circa il 15 ÷ 20% sui costi capitali mentre i sistemi di accumulo dei gas impattano per circa il 3% del totale. L'elettrolizzatore rappresenta la principale voce di costo dell'investimento, rappresentando da solo circa la metà del totale dei costi capitali.

La Tabella 7.7 riporta infine il dettaglio dei costi capitali indiretti, per un totale di 4,25 M€. I costi capitali totali ammontano quindi ad un totale di 14,86 M€.

Tabella 7.7. Costi capitali indiretti

Voce	Valore
Preparazione del sito	€ 212.308
Ingegneria e progettazione	€ 849.233
Contingenze di progetto	€ 1.592.312
Costi delle autorizzazioni	€ 1.592.312
Totale	€ 4.246.164

7.2 OPEX

La sintesi dei costi operativi al primo anno di esercizio dell'impianto è riportata in Tabella 7.8 per quanto riguarda i costi operativi variabili, e in Tabella 7.9 per i costi operativi fissi. Il totale dei costi operativi al primo anno ammonta a 3,78 M€.

Tabella 7.8. Costi operativi variabili al primo anno

Voce	Valore
Energia elettrica	€ 2.808.673
Acqua industriale	€ 59.290
Catalizzatore	€ 6.967
Solvente (MEA)	€ 16.254
Azoto	€ 2.194
Totale	€ 2.893.378

Tabella 7.9. Costi operativi fissi al primo anno

Voce	Valore
Costo del personale	€ 211.200
Spese generali e amministrative	€ 42.240
Tasse di proprietà e assicurazione	€ 297.231
Costi di manutenzione	€ 340.372
Totale	€ 891.043

Per gli anni successivi al primo, i costi sono stati maggiorati di anno in anno secondo i criteri discussi in precedenza.

7.3 Ricavi

Le prestazioni economiche dell'impianto sono dovute alla vendita dell'ossigeno e soprattutto del metanolo e ai crediti sulle emissioni della CO₂ catturata dal sistema CCS. La Tabella 7.10 riporta il dettaglio dei ricavi per il primo anno di esercizio.

Tabella 7.10. Ricavi al primo anno

Voce	Valore
Vendita dell'ossigeno	€ 971.399
Vendita del metanolo	€ 3.820.226
Crediti sulle emissioni di CO ₂	€ 342.193
Totale	€ 5.133.818

I ricavi dalla vendita del metanolo sono quelli ottenuti con un prezzo di vendita di 970 €/t, che è quello che risulta dall'analisi che verrà delineata nel Par. 7.4 dei risultati.

Le mancate emissioni di CO₂ vengono valorizzate al primo anno di funzionamento dell'impianto al prezzo di 60 €/t. Come accennato, si è ipotizzato un tasso di crescita del valore delle stesse pari all'11,5% fino al 2030 e al 5,2% dal 2031 in poi. I tassi di crescita sono stati stimati in modo da ottenere un prezzo delle quote della CO₂ di circa 129 €/t nel 2030 e di 212 €/t nel 2040 [71]. I ricavi relativi agli anni successivi al primo sono stati ricalcolati secondo i criteri descritti in precedenza.

7.4 Risultati

L'impianto esaminato in questa analisi, cattura 723 kg/h di CO₂ dai fumi di combustione di un impianto termoelettrico e genera 104 kg/h di idrogeno e 821 kg/h di ossigeno tramite elettrolisi dell'acqua, consumando per questo specifico processo circa 55,8 kWh/kg_{H₂} di energia elettrica. In uscita dal sistema di sintesi si ha la produzione di 500 kg/h di metanolo. L'impianto viene esercito per 7.884 ore/anno (fattore di utilizzo di 0,9).

Il principale costo di esercizio è rappresentato dall'energia elettrica, che si considera acquistata a un prezzo di 57,8 €/MWh. Per quanto riguarda le entrate, il valore di mercato corrente del metanolo è intorno ai 400 €/t [59], mentre il valore attuale dei crediti per le emissioni dell'anidride carbonica si attesta intorno ai 60 €/t. Per l'ossigeno è stato invece considerato un prezzo di vendita di 150 €/t, che rappresenta un valore tipico di mercato per i volumi di ossigeno industriale del processo in esame, senza ulteriore purificazione e senza stoccaggio e trasporto [59]. Con questi valori tuttavia, l'impianto in esame non risulta remunerativo nell'arco della sua vita operativa, non permettendo di raggiungere il pareggio di bilancio entro i 20 anni di esercizio.

Per tal motivo in questa analisi è stato seguito, come più volte ricordato, un approccio differente: anziché considerare il valore di mercato del metanolo, è stato determinato il prezzo a cui il metanolo dovrebbe venire venduto per arrivare a un flusso di cassa cumulato nullo alla fine della vita dell'impianto. Questo parametro prende il nome di *Cost of Methanol* (CoM), nel caso non si consideri l'attualizzazione della produzione del metanolo nel corso degli anni, e di *Levelized Cost of Methanol* (LCoM), nel caso invece si applichi il tasso di sconto al metanolo prodotto ogni anno. Il valore di tali parametri è calcolato secondo la metodologia definita nel Par. 6.1.

Mantenendo pertanto invariate tutte le altre voci, il valore del CoM determinato per l'impianto in esame risulta essere pari a 514 €/t, mentre il valore del LCoM è pari a 970 €/t. Questi valori determinano un IRR dell'8%. Ciò significa che si ottiene il pareggio di bilancio a 20 anni applicando un prezzo di vendita del metanolo di 970 €/t con un tasso di crescita annuo dell'investimento dell'8%.

Questo prezzo è oltre il doppio del valore attuale del metanolo, il che significa che questo tipo di impianti Power-to-Fuel, nella taglia presa in esame, non risultano ancora maturi per una produzione in scala industriale di combustibili verdi da cattura dell'anidride carbonica, rispetto invece a un sistema tradizionale di produzione del metanolo. Bisogna osservare comunque che il mercato del metanolo è in continua crescita e verosimilmente il prezzo del metanolo continuerà a salire nel prossimo futuro. Anche il valore dei crediti applicati alle emissioni di anidride carbonica tenderà inevitabilmente a salire nel corso degli anni, man mano che verranno messe in atto le strategie politiche di percorso verso la decarbonizzazione completa, che attualmente pongono come obiettivo il raggiungimento delle emissioni nulle entro il 2050 [8, 9, 10]. In parallelo, la diffusione e la maturità tecnologica comporteranno con tutta probabilità una riduzione dei costi di investimento e di esercizio degli impianti. Questo potrà consentire già nei prossimi anni di rendere un impianto come quello esaminato nel presente lavoro remunerativo con i valori di mercato del metanolo.

7.5 Analisi di sensitività

La valutazione dei costi di investimento e di esercizio (e quindi l'analisi finanziaria legata all'esercizio dell'impianto) mostrate nei precedenti paragrafi sono da ritenersi abbastanza attendibili, in quanto basate su una approfondita analisi di ogni singola voce di costo. Tuttavia, essendo l'impianto in esame un impianto complesso con limitata applicazione industriale, e a maggior ragione considerando l'attuale fase di transizione energetica verso la neutralità climatica (con numerose conseguenze sui mercati delle tecnologie e dei vettori energetici), permangono delle incertezze su alcuni dei parametri assunti, che rendono opportuna un'analisi di sensitività volta a valutare gli effetti di possibili variazioni di tali parametri sulla prestazione economico-finanziaria.

Nella Figura 7.2 sono mostrati i risultati dell'analisi di sensitività. In tale analisi è stata considerata una variazione dei vari parametri del 10% in eccesso e in difetto rispetto ai valori definiti dall'analisi tecnico-economica. I parametri considerati nell'analisi di sensitività sono: il prezzo di vendita del metanolo, il prezzo di vendita dell'ossigeno, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica, il valore dei crediti sulle emissioni di CO₂, i costi capitali totali, i costi operativi fissi e il fattore di utilizzo dell'impianto (il numero di ore annue di esercizio). Naturalmente, essendo stata condotta un'analisi che determina il valore del LCoM, ovvero il prezzo di vendita del metanolo che, fissati tutti gli altri parametri, consente di ottenere un VAN nullo a fine vita, qualsiasi variazione di tali parametri determina una redditività dell'impianto positiva o negativa intorno al valore 0.

Come risulta dalla figura, il prezzo di vendita del metanolo, il costo dell'energia elettrica e il fattore di utilizzo dell'impianto stesso sono i parametri che hanno il maggiore impatto sulla redditività dell'investimento.

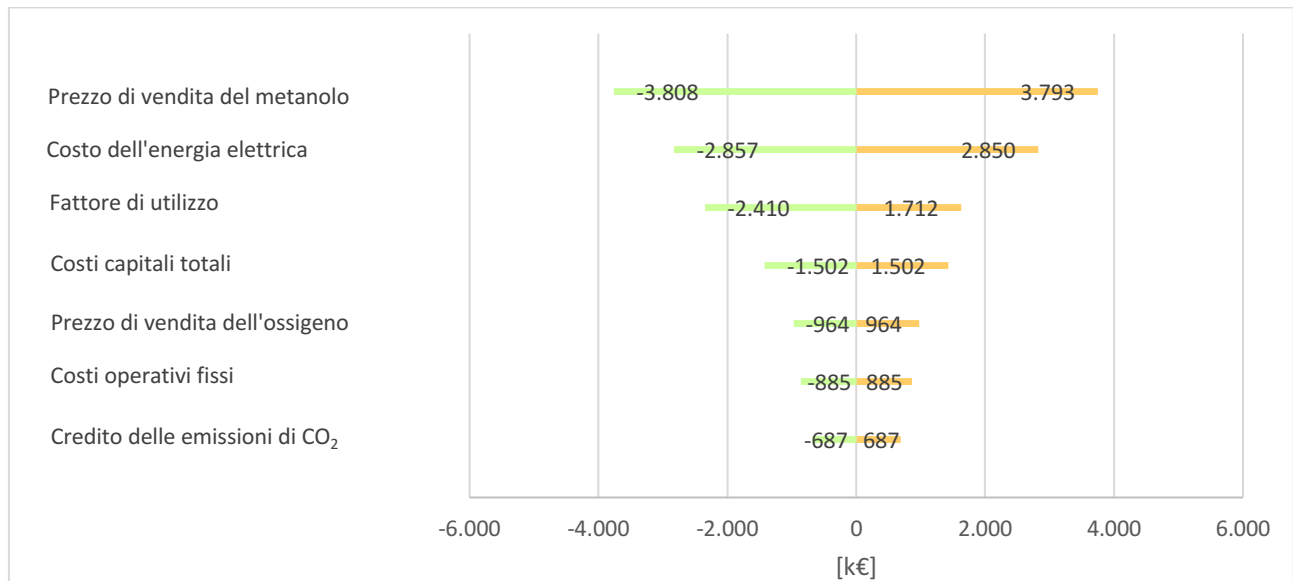


Figura 7.2. Variazione del VAN al variare delle singole voci di costo

È stato inoltre stimato il LCoM al variare del numero di ore annue di operatività dell'impianto e del conseguente prezzo medio dell'energia elettrica. Quest'ultimo è stato calcolato incrociando i dati forniti da Terna relativi al 2018 con i dati forniti dal GME relativi al prezzo unico zonale (della zona Sardegna) rilevato ora per ora nello stesso anno. I risultati sono mostrati nella Figura 7.3: come risulta dal grafico, al crescere del numero di ore di operatività dell'impianto, aumenta il costo medio dell'energia elettrica e decresce il LCoM, con andamento approssimativamente lineare e quasi piatto superate le 4.000 ore/anno. In particolare, con un fattore di utilizzo di 0,9 (valore considerato in questa analisi tecnico-economica), a cui corrisponde un'operatività di 7.884 ore/anno e un conseguente costo dell'energia elettrica di circa 58 €/MWh, si ottiene un LCoM di 970 €/t. Risulta inoltre evidente che se si utilizzasse l'impianto solo nei momenti in cui l'energia elettrica è a basso prezzo (inferiore a 40 €/MWh), il numero di ore annue di esercizio sarebbe limitato al massimo a 2.000, a cui corrisponderebbe un LCoM superiore a 2.000 €/t.

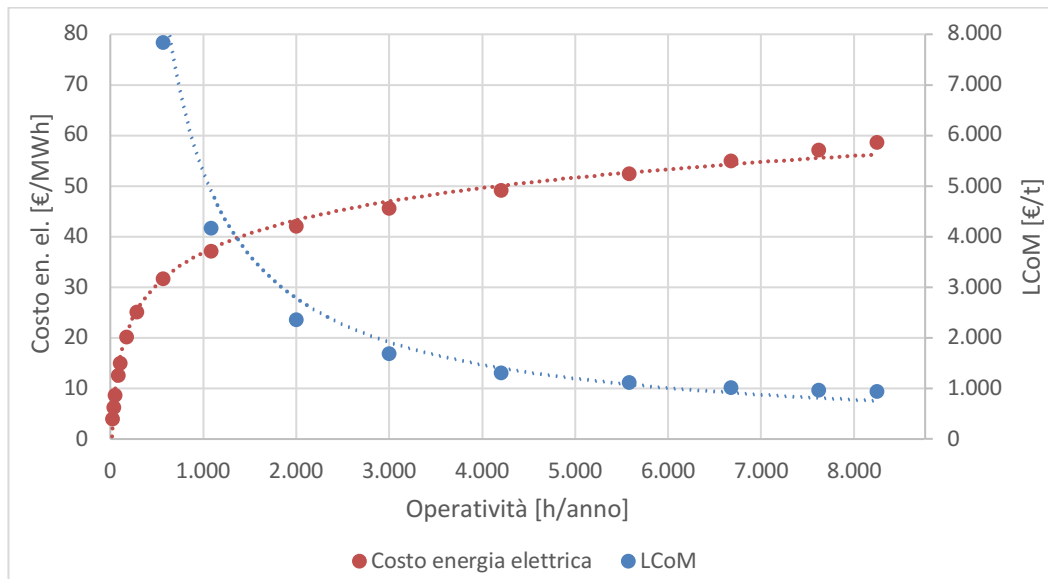


Figura 7.3. Variazione del LCoM al variare delle ore di funzionamento dell'impianto e del costo dell'energia elettrica

8 Conclusioni

Il notevole surplus di energia elettrica in Sardegna (pari a circa il 25% dell'energia elettrica annua prodotta) può essere utilizzato per la produzione di combustibili verdi tramite la conversione chimica dell'anidride carbonica catturata dai gas combusti degli impianti termoelettrici o industriali in genere e dell'idrogeno prodotto da elettrolisi dell'acqua.

Con questo presupposto, il presente lavoro ha riguardato l'analisi del sistema energetico sardo e il possibile sfruttamento dell'energia rinnovabile per la produzione di combustibili verdi ottenuti dal riutilizzo dell'anidride carbonica. L'attività svolta è inquadrata nell'Accordo di Programma MISE-ENEA "Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – III annualità" e riguarda le attività di ricerca condotte da Sotacarbo nell'ambito del tema "1.2 Sistemi di accumulo, compresi elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti".

L'accumulo dell'energia in varie forme, nella fattispecie in forma potenziale chimica, rappresenta un'esigenza inderogabile in ordine alle problematiche causate dall'ingente espansione dei sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, quali in particolare quelle eolica e solare, e alla diffusione della generazione distribuita. Un altro aspetto che amplificherà le problematiche legate all'espansione delle FER è rappresentato dal *phase-out* del carbone previsto per il 2028 (originariamente per il 2025).

Ai fini della caratterizzazione delle potenzialità di produzione dei combustibili in parola da surplus di produzione di energia elettrica, il lavoro è stato rivolto, principalmente, ad una analisi sistematica del sistema energetico della Sardegna, con specifico riferimento al sistema di generazione elettrica. In particolare è stato articolato in quattro parti distinte concernenti le seguenti tematiche:

1. Analisi della struttura del sistema di generazione elettrica della Sardegna.
2. Analisi del sistema energetico sardo.
3. Potenzialità di produzione di combustibili liquidi rinnovabili da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna.
4. Analisi tecnico-economica di un impianto per la produzione di metanolo da surplus di produzione elettrica da FER.

Nella prima parte è stata svolta una accurata analisi del sistema di generazione elettrica della Sardegna, che ha consentito di caratterizzarne in dettaglio la struttura, la consistenza e l'incidenza delle diverse tecnologie di generazione elettrica da combustibili fossili e da fonti rinnovabili. In particolare, è stata analizzata la struttura e la consistenza degli impianti termoelettrici, con specifica attenzione ai tre principali poli di Fiume Santo, Portovesme e Sarroch, nonché degli impianti idroelettrici, degli impianti a bioenergie e degli impianti non programmabili eolici e fotovoltaici.

Attraverso l'utilizzo di dati e informazioni rilevati da pubblicazioni e rapporti statistici prodotti dai principali operatori del mercato elettrico, da Terna, GSE e GME oltre che dal PEARS e da altri documenti correlati della Regione Autonoma della Sardegna, sono stati quindi analizzati la produzione per fonte e il bilancio energetico del sistema elettrico regionale.

Sulla base di quanto emerso dall'analisi del sistema di generazione elettrica, è stata quindi quantificata l'energia potenzialmente disponibile per la produzione di idrogeno e di combustibili liquidi.

Sempre a partire dalle risultanze dell'analisi del sistema regionale di generazione elettrica, nell'ultima parte è stata valutata la redditività di un impianto per la produzione di metanolo attraverso l'idrogenazione dell'anidride carbonica in grado di utilizzare il surplus di produzione elettrica. Tramite l'analisi tecnico-economica dell'impianto in esame sono stati ottenuti i costi capitali per la realizzazione dell'impianto e i costi operativi per il suo esercizio nell'arco di 20 anni. L'analisi ha così permesso di valutare la redditività di un impianto di questo tipo. In particolare, è emerso che l'elevato costo dell'elettrolizzatore PEM impatta per oltre il 50% sul totale dei costi capitali. Per quanto riguarda i costi operativi, la principale voce di costo è rappresentata dall'energia elettrica. Infine, è stato calcolato il costo livellato di produzione del metanolo

(LCoM) che è risultato essere oltre il doppio dell'attuale valore di mercato (970 €/t contro i 400 €/t circa di valore di mercato del metanolo). Dall'analisi di sensitività è emerso inoltre che questo tipo di impianti, per essere economicamente competitivi, hanno bisogno di essere eserciti per un numero di ore annue elevato con un prezzo dell'energia elettrica molto basso.

Dall'analisi economica condotta risulta evidente che, senza un opportuno quadro normativo a sostegno di questa tecnologia, essa risulta essere difficilmente sostenibile dal punto di vista economico. Va comunque rimarcato che la continua crescita del mercato del metanolo e il probabile futuro aumento dei crediti legati alle emissioni di CO₂ renderanno questo tipo di impianti economicamente più attraenti nel futuro.

La trasformazione del surplus di produzione elettrica in energia potenziale chimica attraverso la produzione di combustibili liquidi di sintesi, facilmente accumulabili, rappresenta un valido complemento ad altre forme di accumulo energetico, di particolare interesse per la Sardegna in ordine alle particolari caratteristiche della struttura del suo sistema di generazione elettrica. I sistemi di accumulo dell'energia, infatti, rivestono un ruolo sempre più essenziale per una più razionale espansione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, per una più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti e, di conseguenza, anche per una più efficace operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili, oltre che per il contributo alla intrinseca riduzione delle emissioni di CO₂.

9 Riferimenti bibliografici

1. <https://www.cop21paris.org/>
2. <https://www.ipcc.ch/>
3. Oppenheimer M., Glavovic B.C., Hinkel J., van de Wal R., Magnan A.K., Abd-Elgawad A., Cai R., Cifuentes-Jara M., DeConto R.M., Ghosh T., Hay J., Isla F., Marzeion B., Meyssignac B., Sebesvari Z., "Sea Level Rise and Implications for Low-Lying Islands, Coasts and Communities", Capitolo 4 di "IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate", di Pörtner H.-O., Roberts D.C., Masson-Delmotte V., Zhai P., Tignor M., Poloczanska E., Mintenbeck K., Alegría A., Nicolai M., Okem A., Petzold J., Rama B., Weyer N.M. (Cambridge University Press, 2019).
4. Ritchie H., Roser M., "CO₂ and Greenhouse Gas Emissions" (2020).
<https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>
5. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-katowice-climate-package/katowice-climate-package>
6. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>
7. Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali, "Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni" (2021).
https://www.mite.gov.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf
8. European Commission, "A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy", Brussels 28/11/2018.
https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_it
9. European Commission, "The European Green Deal", Brussels 11/12/2019.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>
10. <https://www.consilium.europa.eu/media/41783/12-euco-final-conclusions-it.pdf>
11. Decision -/CP.26, Glasgow Climate Pact, The Conference of the Parties, "Recalling decisions 1/CP.19, 1/CP.20, 1/CP.21, 1/CP.22, 1/CP.23, 1/CP.24 and 1/CP.25, Noting decisions 1/CMP.16 and 1/CMA.3".
12. GME, Inside Information Platform, <https://pip.ipex.it/>
13. Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 63, comma 63.1, dell'Allegato A alla delibera dell'ARERA n. 111/06.
14. Power Plant Sulcis, centrale termoelettrica Sulcis "Grazia Deledda", Relazione tecnica, Rendimento elettrico 02/04/2021.
15. Dichiarazioni ambientali EMAS Centrale di Fiume Santo.
16. Dichiarazioni ambientali EMAS Centrale Grazia Deledda.
17. Dichiarazioni ambientali EMAS Sarlux.
18. Comunicazioni private.
19. GSE, Sistema informativo geografico "Atlaimpianti",
https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html
20. Terna, "Impianti di generazione 2020".
21. Terna, "Piano di sviluppo 2020".

22. <https://www.terna.it/it/progetti-territorio/progetti-incontri-territorio/Tyrrhenian-link>
23. Terna, “Elettricità nelle regioni 2020”.
24. Terna, “Rete elettrica 2018”.
25. Palone F., Gemelli G., Rebolini M., Buono L., “Installazione di compensatori sincroni sulla RTN di Codrongianos”, *L’Energia Elettrica* 41 (gennaio/febbraio 2017).
26. Palone F., Gatta F.M., Geri A., Lauria S., Maccioni M., “New Synchronous Condenser – Flywheel Systems for a Decarbonized Sardinian Power System”, *IEEE Milan Power tech*.
27. DM 15/03/2012, “Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing)”.
28. Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato dell’Industria, “Piano Energetico Ed Ambientale Della Regione Sardegna 2014-2020. Proposta tecnica” (2014).
29. Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato dell’Industria, “Piano Energetico Ed Ambientale Della Regione Sardegna 2015-2030. Primo rapporto di monitoraggio” (2019).
30. Regione Autonoma della Sardegna, Assessorato dell’Industria, “Piano Energetico Ed Ambientale Della Regione Sardegna 2015-2030. Secondo rapporto di monitoraggio” (2019).
31. Terna, Download Center.
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>
32. Marchisio L., Sisinni M., Alvaro C., Siviero A., Cerchiara S., “Power-to-Gas e storage elettrochimico in un sistema energetico decarbonizzato”, *System Strategy Terna Spa, L’Energia Elettrica* (gennaio/febbraio 2021) 43–52.
33. Kelsall G., “Hydrogen production from coal”, *International Centre for Sustainable Carbon, ICSC/313* (2021), Londra (UK).
34. Terna, SNAM, “Documento di Descrizione degli Scenari 2019”.
35. RSE, “Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)” (2020).
36. RELAB - Renewable heating and cooling laboratory, “Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabili per la Sardegna” (2021).
37. Terna, “Piano di sviluppo 2021”.
38. <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport.aspx> (accessibile fino al 25/02/2021 ma non più aggiornato dal 31/10/2019).
39. Sheldon D., “MeOH Production – A Technical History”, *Johnson Matthey Technology Review* 61 (2017) 172–182.
40. CRI - Carbon Recycling International, <https://www.carbonrecycling.is>
41. Marlin D.S., Sarron E., Sigurbjörnsson Ó., “Process advantages of direct CO₂ to methanol synthesis”, *Frontiers in Chemistry* 6 (2018) 446.
42. Aouini I., Ledoux A., Estel L., Mary S., “Pilot Plant Studies for CO₂ Capture from Waste Incinerator Flue Gas Using MEA Based Solvent”, *Oil & Gas Science and Technology* 69 (2014) 1091–1104.
43. Zevenhoven R., Kilpinen P., “Control of pollutants in flue gases and fuel gases”, Finland (2001).
44. Abu-Zahra M.R.M., Schneiders L.H.J., Niederer J.P.M., Feron P.H.M., Versteeg G.F., “CO₂ capture from power plants: Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine”, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1 (2007) 37–46.

45. Luis P., "Use of monoethanolamine (MEA) for CO₂ capture in a global scenario: Consequences and alternatives", *Desalination* 380 (2016) 93–99.
46. Xue B., Yu Y., Chen J., Luo X., Wang M., "A comparative study of MEA and DEA for post-combustion CO₂ capture with different process configurations", *International Journal of Coal Science & Technology* 4 (2017) 15–24.
47. Rao A.B., Rubin E.S., "A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control", *Environmental Science and Technology* 36 (2002) 4467–4475.
48. Li K., Leigh W., Feron P., Yu H., Tade M., "Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO₂ capture process: Techno-economic assessment of the MEA process and its improvements", *Applied Energy* 165 (2016) 648–659.
49. Carmo M., Fritz D.L., Mergel J., Stolten D., "A comprehensive review on PEM water electrolysis", *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013) 4901–4934.
50. Weiß A., Siebel A., Bernt M., Shen T.-H., Tileli V., Gasteiger H.A., "Impact of Intermittent Operation on Lifetime and Performance of a PEM Water Electrolyzer", *Journal of The Electrochemical Society* 166 (2019) F487–F497.
51. Götz M., Lefebvre J., Mörs F., Koch A.McD., Graf M., Bajohr S., Reimert R., Kolb T., "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review", *Renewable Energy* 85 (2016) 1371–1390.
52. Peterson D., Vickers J., DeSantis D., "Vickers, James C. "DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record 19009: Hydrogen Production Cost from PEM Electrolysis-2019", US Department of Energy (2020).
53. Terna, "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2018".
54. Tola V., Cau G., Cocco D., Lonis F., Petrollese M., "Sviluppo di modelli di simulazione e di previsione delle prestazioni di processi e sistemi energetici basati sulle tecnologie P2G/L(gas/liquids)", Report Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Triennale 2019-2021, Progetto 1.2, WP3 LA22 (2020).
55. Schmidt F., Ringer N., Plass L., "The Catalysis of Methanol Synthesis", Capitolo 4.6 di "Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future", di Bertau M., Offermanns H., Plass L., Schmidt F., Wernicke H.-J. (Springer, 2014).
56. https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm
57. <https://tassidicambio.bancaditalia.it/terzevalute-wf-ui-web/averageRates>
58. Bellotti D., Rivarolo M., Magistri L., Massardo A.F., "Feasibility study of methanol production plant from hydrogen and captured carbon dioxide", *Journal of CO₂ Utilization* 21 (2017) 132–138.
59. Bellotti D., Rivarolo M., Magistri L., "Economic feasibility of methanol synthesis as a method for CO₂ reduction and energy storage", *Energy Procedia* 158 (2019) 4721–4728.
60. McCollum D.L., Ogden J.M., "Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity", UC Davis: Institute of Transportation Studies (2006).
61. Van Leeuwen C., Zauner A., "Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. D8.3 Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU" (2018).
62. Rivarolo M., Bellotti D., Magistri L., Massardo A.F., "Feasibility study of methanol production from different renewable sources and thermo-economic analysis", *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (2016) 2105–2116.

63. James B., Colella W., Moton J., "PEM Electrolysis H₂A Production Case Study Documentation", Prepared for the U.S. Department of Energy Fuel Cell Technologies Office, 31 December 2013.
64. GME, Dati storici MGP, <https://www.mercatoelettrico.org/it/download/DatiStorici.aspx>
65. Nicita A., Maggio G., Andaloro A.P.F., Squadrito G., "Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant", *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020) 11395–11408.
66. Li K., Leigh W., Feron P., Yu H., Tade M., "Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO₂ capture process: Techno-economic assessment of the MEA process and its improvements", *Applied Energy* 165 (2016) 648–659.
67. Battaglia P., Buffo G., Ferrero D., Santarelli M., Lanzini A., "Methanol synthesis through CO₂ capture and hydrogenation: Thermal integration, energy performance and techno-economic assessment", *Journal of CO₂ Utilization* 44 (2021) 101407.
68. Szima S., Cormos C.-C., "Improving methanol synthesis from carbon-free H₂ and captured CO₂: A techno-economic and environmental evaluation", *Journal of CO₂ Utilization* 24 (2018) 555–563.
69. https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_rules.html
70. <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>
71. Pietzcker R.C., Osorio S., Rodrigues R., "Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector", *Applied Energy* 293 (2021) 116914.
72. Cau G., Tola V., Ferrara F., Porcu A., Pettinau A., "CO₂-free coal-fired power generation by partial oxy-fuel and postcombustion CO₂ capture: Techno-economic analysis", *Fuel* 214 (2018) 423–435.
73. Porcu A., Sollai S., Marotto D., Mureddu M., Ferrara F., Pettinau A., "Techno-Economic Analysis of a Small-Scale Biomass-to-Energy BFB Gasification-Based System", *Energies* 12, 494 (2019).
74. <https://www.inflation.eu/it/tassi-di-inflazione/europa/inflazione-storica/hicp-inflazione-europa.aspx>
75. Mantzos L., Wiesenthal T., Neuwahl F., Rózsai M., "The POTEnCIA Central scenario: An EU energy outlook to 2050", Publications Office of the European Union, Luxembourg (2019).

10 Abbreviazioni ed acronimi

AAT	Altissima tensione
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure (spese in conto capitale)
CCS	Carbon Capture and Storage (cattura e stoccaggio del carbonio)
CCU	Carbon Capture and Utilization (cattura e riutilizzo del carbonio)
CoM	Cost of Methanol (costo del metanolo)
COP	Conference of Parties (Conferenza delle parti)
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes (utili prima degli interessi e delle imposte)
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (utili prima degli interessi, delle imposte, del deprezzamento e degli ammortamenti)
ESP	Electrostatic precipitator (precipitatore elettrostatico)
ETS	Emissions Trading System (sistema di scambio di quote di emissione)
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FOK	Fuel Oil Cracking (olio combustibile prodotto da <i>cracking</i>)
FV	Fotovoltaico
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HVAC	High-Voltage Alternating Current (corrente alternata in alta tensione)
HVDC	High-Voltage Direct Current (corrente continua in alta tensione)
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Impianto di gassificazione a ciclo combinato)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico)
IRAP	Imposta Regionale sulle Attività Produttive
IRES	Imposta sul Reddito delle Società
IRR	Internal Rate of Return (tasso interno di rendimento)
LCoM	Levelized Cost of Methanol (costo livellato del metanolo)
LOLE	Loss of Load Expectation (perdita di potenza di carico attesa)
MEA	Monoetanolamina
MeOH	Metanolo
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
NPV	Net Present Value (valore attuale netto)

OCD	Olio Combustibile Denso
OPEX	Operating Expenditure (spese operative)
P2G	Power-to-Gas
P2G/L	Power-to-Gas/Liquids
P2L	Power-to-Liquids
PBP	Payback Period (tempo di recupero del capitale)
PEARS	Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna
PEM	Polymer Electrolyte Membrane (membrana polimerica elettrolita)
rWGS	Reverse Water-Gas Shift (reazione inversa del gas d'acqua)
SA.CO.I.	Collegamento Sardegna – Corsica – Italia
SA.PE.I.	Collegamento Sardegna – Penisola Italiana
SAR.CO.	Collegamento Sardegna – Corsica
SCR	Selective Catalytic Reduction (riduzione selettiva catalitica)
SILT	Strategia Italiana di Lungo Termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra
SMR	Steam Methane Reforming (reazione di <i>reforming</i> del metano con vapore)
TIR	Tasso Interno di Rendimento
VAN	Valore Attuale Netto

11 Curriculum scientifico del gruppo di lavoro

L'attività di ricerca oggetto di questo rapporto è stata condotta dai ricercatori della Sotacarbo SpA, Società nata originariamente con lo scopo di sostenere con studi e ricerche scientifiche l'attività delle miniere di carbone del Sulcis, ma che da anni ha cambiato radicalmente le finalità della propria attività di ricerca, focalizzata oggi sui sistemi di conversione dell'energia caratterizzati da **basse emissioni di anidride carbonica** – per applicazioni sia nel settore della generazione elettrica che nei settori industriali – nonché sulla produzione di combustibili puliti (principalmente metanolo, dimetiletere, metano e idrogeno) ottenuti attraverso l'accumulo chimico di energia da fonti rinnovabili.

In tale ambito, l'attività di ricerca si può schematizzare – in modo molto semplificato – nei cinque macro-temi riportati sinteticamente in figura 1.1: energia da biomasse e materiali di scarto (prevalentemente mediante processi di gassificazione), separazione, riutilizzo e confinamento della CO₂ (con particolare riferimento, in quest'ultimo caso, ai sistemi di monitoraggio dei siti di confinamento geologico), produzione di e-fuels e idrogeno rinnovabile ed efficienza energetica.



Figura 1.1. Schematizzazione delle tematiche di ricerca in corso presso Sotacarbo.

I temi di cui sopra sono, come detto, pienamente **coerenti con le strategie europee** sulla riduzione delle emissioni di CO₂, tanto che il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca e il Ministero dello Sviluppo Economico – riconoscendo il ruolo di riferimento nazionale sulle tematiche legate alle tecnologie in questione – hanno nominato due tecnici Sotacarbo come referenti italiani nell'*Implementation Working Group* sulle tecnologie CCUS del *SET Plan* europeo.

Una delle principali caratteristiche che differenzia le attività di ricerca di Sotacarbo da quelle di gran parte degli altri soggetti operanti nel settore (enti di ricerca, sistema accademico e spesso anche realtà industriali) è la disponibilità di **infrastrutture di ricerca all'avanguardia**, generalmente caratterizzate da un'elevata versatilità e dall'accuratezza dei sistemi di misura. Ciò consente di effettuare studi di ricerca applicata che costituiscono l'anello intermedio di congiungimento tra il mondo accademico (e, più in generale, della ricerca di base) e l'industria. Molte delle infrastrutture sperimentali a disposizione presso il Centro Ricerche Sotacarbo fanno parte della rete europea di laboratori di eccellenza ECCSEL-ERIC¹ e sono disponibili per attività scientifiche congiunte con partner internazionali.

Grazie alla natura della Società e dei finanziamenti (quasi esclusivamente di carattere pubblico), la quasi totalità dei risultati scientifici ottenuti da Sotacarbo è di **dominio pubblico** e l'attività sperimentale è sempre più finalizzata alla pubblicazione dei risultati su riviste scientifiche internazionali di alto livello.

¹ ECCSEL (the European Carbon Dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure), rete internazionale di laboratori di eccellenza sulle CCUS – dei quali fa parte anche Sotacarbo – è stata costituita come ERIC (European Research Infrastructure Consortium) dai governi di Italia (rappresentata dal MIUR), Regno Unito, Francia, Olanda e Norvegia (che ospita la sede operativa)

Le attività di ricerca teorica e sperimentale sono affidate a **personale altamente qualificato**. In particolare, l'area tecnico/scientifica della società è composta da 25 ricercatori laureati (in Ingegneria, Chimica, Scienza dei Materiali e Scienze Geologiche) di cui oltre un quarto dottori di ricerca. L'attività sperimentale beneficia del supporto dell'officina meccanica interna, dell'area comunicazione e gestione progetti. Nello specifico le competenze sviluppate dal gruppo di ricerca impegnato nelle attività del piano triennale 2019-2021, riguardano:

- attività di ricerca teorica e sperimentale su temi quali tecnologie di gassificazione di biomasse e rifiuti plastici e di separazione, utilizzo e confinamento della CO₂ (CCUS, carbon dioxide capture, utilization and storage);
- produzione di combustibili liquidi (metanolo, dimetiletere, ecc.) e gassosi (idrogeno, metano) da biomasse e CO₂ attraverso processi termochimici ed elettrochimici;
- ricerca teorica e sperimentale su tecnologie fotoelettrochimiche applicate in campo energetico ed ambientale;
- ricerca e sperimentazione su tecnologie di separazione della CO₂ con tecniche pre-, post- e ossi-combustione;
- analisi di caratterizzazione dei combustibili e studi cinetici attraverso metodi termogravimetrici;
- studio, analisi e caratterizzazione chimico-fisica dei combustibili adatti all'impiego in sistemi per la produzione di energia;
- studio e sviluppo delle tecnologie per la separazione dell'anidride carbonica tramite assorbimento su solventi, membrane e sorbenti solidi;
- studi e sperimentazione su materiali e sistemi per la produzione di *e-fuels* attraverso processi termochimici e fotochimici;
- studi di processo e analisi dei dati sperimentali;
- studio e sviluppo di tecniche analitiche chimico-fisiche di appoggio alle attività sperimentali;
- studi di impatto ambientale e gestione con gli enti preposti ai controlli
- progettazione di apparati sperimentali;
- gestione di campagne sperimentali con strumenti da laboratorio e in impianti di taglia da banco, pilota e dimostrativa;
- definizione di procedure e tecniche di analisi;
- studi tecnico-economici e analisi di fattibilità sull'applicazione delle tecnologie CCUS in contesti industriali;
- sviluppo di modelli economici avanzati per studi di fattibilità.