

SARDEGNA 2030

OIC

ORDINE
INGEGNERI
CAGLIARI

TR

RETE
PROFESSIONI
TECNICHE
SARDEGNA

STRATEGIE PER UNA TRANSIZIONE ENERGETICA

Documento redatto dalla Commissione Energia, Impianti e Sostenibilità OIC, pubblicato con il patrocinio della Rete delle Professioni Tecniche della Sardegna



Sommario

Premessa.....	5
Panoramica	6
Conclusioni.....	11
Allegato A – Struttura dei dati e analisi degli scenari.....	13
Allegato B – Come cambiare l’approccio	14
Allegato C – Analisi della situazione attuale in Sardegna.....	18
La situazione della rete elettrica della Sardegna.....	21
Consumi e produzione di Energia Elettrica in Sardegna	25
Sviluppo delle FER in Sardegna	29
Allegato D – Scenari al 2030-2040-2050	35
Analisi FER.....	36
Phase-Off Centrali Termiche.....	39
Allegato E – Richieste di connessione FER – Iter autorizzativo	41
Allegato F – Agrivoltaico – Analisi del Potenziale.....	47
Allegato G – Comunità Energetiche Rinnovabili e Autoconsumo ...	51
Le CER.....	53
Contesto regionale.....	54
Bibliografia	56



Edward Weston

Premessa

La transizione energetica è il passaggio dall'utilizzo di fonti energetiche ad alta impronta carbonica a fonti energetiche a basse emissioni e fa parte della più estesa “giusta transizione” verso economie sostenibili, attraverso l'uso di energie rinnovabili, l'adozione di tecniche di risparmio energetico e di sviluppo sostenibile e meccanismi che consentano di attenuare l'impatto socioeconomico del cambiamento di paradigma. Le fonti energetiche verso le quali virare sono, principalmente, fotovoltaico, eolico, idroelettrico e geotermico. Il passaggio può consistere nella sostituzione degli impianti produttivi, oppure nella loro conversione o ripotenziamento, in modo da ottenere una produzione più efficiente e di minore impatto ambientale, oppure operando un miglioramento nell'efficienza dei sistemi utilizzati dai consumatori, come l'utilizzo di tecnologie a risparmio energetico o, in generale, più efficienti. Tale passaggio ha, evidentemente, implicazioni su molteplici aspetti di cui occorre tenere conto: ambientale, sociale, economico.

L'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Cagliari (OIC) intende fornire con il presente documento un contributo culturale di natura tecnica sul tema, rendendosi disponibile nei confronti delle Amministrazioni coinvolte, a supporto dei conseguenti processi decisionali, che prevedono l'identificazione degli specifici obiettivi che si ritiene necessario perseguire, le scelte da valutare, le criticità da approfondire, offrendo ampio supporto in tutti gli ambiti di specifica competenza: energia, impianti e sostenibilità, ingegneria del territorio, ambiente, ingegneria idraulica, ecc.

La transizione energetica contribuisce, infatti, alla transizione ecologica. Ogni scelta energetica impatta con la dimensione ambientale e deve considerarne tutti gli aspetti chiave: l'elettrificazione degli usi finali dell'energia in modo diretto o indiretto, la resilienza, l'efficienza energetica (in molti casi l'elettrificazione dei consumi finali significa anche maggiore efficienza), la digitalizzazione (SmartGrid), le fonti rinnovabili programmabili (idroelettrico, biomassa), il ruolo del gas in Sardegna. Questi aspetti hanno necessità di un approccio olistico multidisciplinare, che consenta di analizzare gli investimenti necessari e gli effetti sull'occupazione attuale, sia in termini di perdita di alcune attuali professionalità, sia di nuova occupazione nei nuovi settori legati alla transizione energetica. In tal senso la transizione energetica può essere un'importante opportunità di sviluppo economico del territorio Sardo (agricoltura, allevamento, terziario, innovazione tecnologica).

È compito della politica creare le condizioni affinché si compia la transizione, favorendo l'elettrificazione/efficientamento dei consumi energetici. Non a caso, questa tematica è presente nel Programma Nazionale Ricerca, Innovazione e Competitività per la transizione verde e digitale (PN RIC) 2021-2027. Trattandosi di temi con importati ricadute tecniche, è vitale il contributo dei progettisti e dei professionisti.

Panoramica

Il PNIEC¹ ha assegnato alla Sardegna, mediante il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024, “Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili”, l’obiettivo di installazione di 6,264 GW di potenza aggiuntiva da FER² entro il 2030, rispetto alla potenza già installata al 2020.

Al fine di raggiungere tale obiettivo, estremamente sfidante, occorre prevedere la combinazione di diverse fonti rinnovabili, tenendo però in considerazione delle criticità legate all’attuale stato della rete elettrica Sarda e considerando gli effetti dell’installazione di adeguati sistemi di accumulo.

OIC ha elaborato un modello che tiene conto delle diverse fonti informative e permette la simulazione di diversi scenari di transizione. Tale modello consente di ipotizzare la suddivisione della potenza assegnata alla Sardegna tra le varie FER. Uno dei diversi scenari possibili prevede l’installazione di:

FOTOVOLTAICO		
Fotovoltaico nelle aree idonee definite nell’All. F della Delibera 36-1 della Regione Autonoma della Sardegna del 19 settembre 2024	3,00 GW	47,9%
Agrivoltaico	0,60 GW	9,6%
Autoconsumo e Comunità Energetiche Rinnovabili	0,66 GW	10,5%
EOLICO		
Eolico on-shore	0,50 GW	8,0%
Eolico off-shore	1,00 GW	16,0%
ALTRE RINNOVABILI		
Idroelettrico	0,12 GW	1,9%
Biomasse & Biogas	0,38 GW	6,1%
TOTALE	6,26 GW	100,0%

Nella tabella seguente è riportata l’evoluzione delle FER in Sardegna dal 2012 al 2020 (fonte dati, Terna; dati espressi in MW installati):

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fotovoltaico	558	702	716	724	743	749	787	873	974
Eolico	989	993	997	1005	1011	1024	1055	1055	1088
Biomasse & Biogas	90	89	89	91	91	91	114	114	114
Idroelettrico	467	467	467	467	466	466	466	466	466
Totale	2104	2251	2269	2287	2311	2330	2422	2508	2642

Il riferimento del Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024, sulla base del quale occorre determinare la potenza da installare entro il 2030 è, pertanto, 2,642 GW che risultavano installati al 2020. Ciò vuol dire che al 2030 la Sardegna dovrà avere un parco installato di FER pari a 2,642 GW + 6,264 GW = 8,906 GW. È interessante rilevare che dal 2020 a giugno 2024 (ultimo dato disponibile) vi è stato un notevole incremento della potenza installata di FER:

	2020	2021	2022	2023	giu-24
Fotovoltaico	974	1001	1141	1360	1590
Eolico	1088	1089	1091	1169	1186
Biomasse & Biogas	114	113	113	119	133
Idroelettrico	466	466	468	468	566
Totale	2642	2669	2813	3116	3475

¹ Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima

² Fonti Energetiche Rinnovabili

Da questi dati si evince che dal 2020 a giugno 2024 la FER che ha avuto il maggior incremento è il fotovoltaico (+616 MW +63,2%). Ciò vuol dire che dal 2020 a giugno 2024 (4 anni e mezzo) sono stati installati impianti fotovoltaici per una potenza pari a circa 137 MW/anno, contro i 46 MW/anno installati tra il 2012 e il 2020 (9 anni).

Tenendo conto di questi dati, considerando quanto già installato a giugno 2024, per raggiungere l'obiettivo definito dal Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024 di 6,264 GW, occorre installare entro il 2030 ulteriori 5,431 GW di FER. Uno degli scenari ipotizzabili per la potenza ancora da installare risulta:

FOTOVOLTAICO		
Fotovoltaico nelle aree idonee definite nell'All. F della Delibera 36-1 della Regione Autonoma della Sardegna del 19 settembre 2024	2,39 GW	44,0%
Agrivoltaico	0,60 GW	11,1%
Autoconsumo e Comunità Energetiche Rinnovabili	0,66 GW	12,1%
EOLICO		
Eolico on-shore	0,40 GW	7,4%
Eolico off-shore	1,00 GW	18,4%
ALTRE RINNOVABILI		
Idroelettrico	0,02 GW	0,4%
Biomasse & Biogas	0,36 GW	6,6%
TOTALE	5,43 GW	100,0%

Sulla base di questo scenario, in conformità sia al PNIEC, sia allo studio BIRDIE-S³, redatto a maggio 2023 dall'Università degli Studi di Cagliari, già entro il 2030 si potrebbe beneficiare del completo superamento di 1 GW di potenza elettrica prodotta da fonti fossili, agevolando il processo di dimissione delle due centrali termoelettriche di Fiume Santo e di Portovesme. Tutto questo a condizione, come previsto dagli scenari e dal piano di sviluppo di Terna⁴, che venga realizzato il collegamento HVDC⁵ Thyrranian Link, che consentirà il transito di 1 GW di potenza e collegherà la Sardegna e la Sicilia, proseguendo poi verso la Campania.

Entro il 2050, con il Thyrranian Link attivo e prevedendo la realizzazione di 2 ulteriori collegamenti HVDC (SA.PE.I.2⁶, tra la Sardegna e il Lazio, e SA.CO.I.3⁷, tra la Sardegna, la Corsica e la Toscana), si potranno avere le condizioni affinché la Sardegna sia una regione alimentata al 100% da FER.

Affinché possano realizzarsi gli obiettivi nazionali entro il 2030, occorrerebbe, ad esempio, installare nuovi impianti fotovoltaici al ritmo medio di almeno 500 MW/anno, puntando in particolar modo sulle Comunità Energetiche Rinnovabili e sull'Agrivoltaico Avanzato, che permetterebbe una virtuosa sinergia tra produzione agricola ed energetica.

Per quanto riguarda gli impianti eolici off-shore, che rappresentano un tassello importante per il raggiungimento degli obiettivi, ci si trova in una situazione di "vacatio legis": gli impianti per i quali vengono richieste le autorizzazioni passano attraverso la valutazione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), che, purtroppo, non ha riferimenti che comprendano una visione di insieme. In tale contesto, a maggio 2024 la Commissione UE ha deferito l'Italia alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea per non aver recepito la Direttiva che prevede l'elaborazione e la comunicazione dei piani di gestione dello spazio marittimo (Direttiva 2014/89/UE). In altre parole, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) continua a non ottemperare alle prescrizioni sulla pianificazione marittima, a cui si riferisce il MASE nei procedimenti autorizzativi off-shore.

³ Build the Innovative Renewable and Digitally Inclusive Electrified-Sardinia

⁴ Proprietario della rete di trasmissione italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione; è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica (TSO) in Europa.

⁵ High Voltage Direct Current = Corrente Continua ad Alta Tensione.

⁶ Sardegna PENisola Italiana - ⁷ Sardegna Corsica Italia

Con queste premesse, si può ritenere che la Sardegna possa e debba diventare un modello di sviluppo sostenibile a livello nazionale e internazionale. Si evidenzia peraltro che:

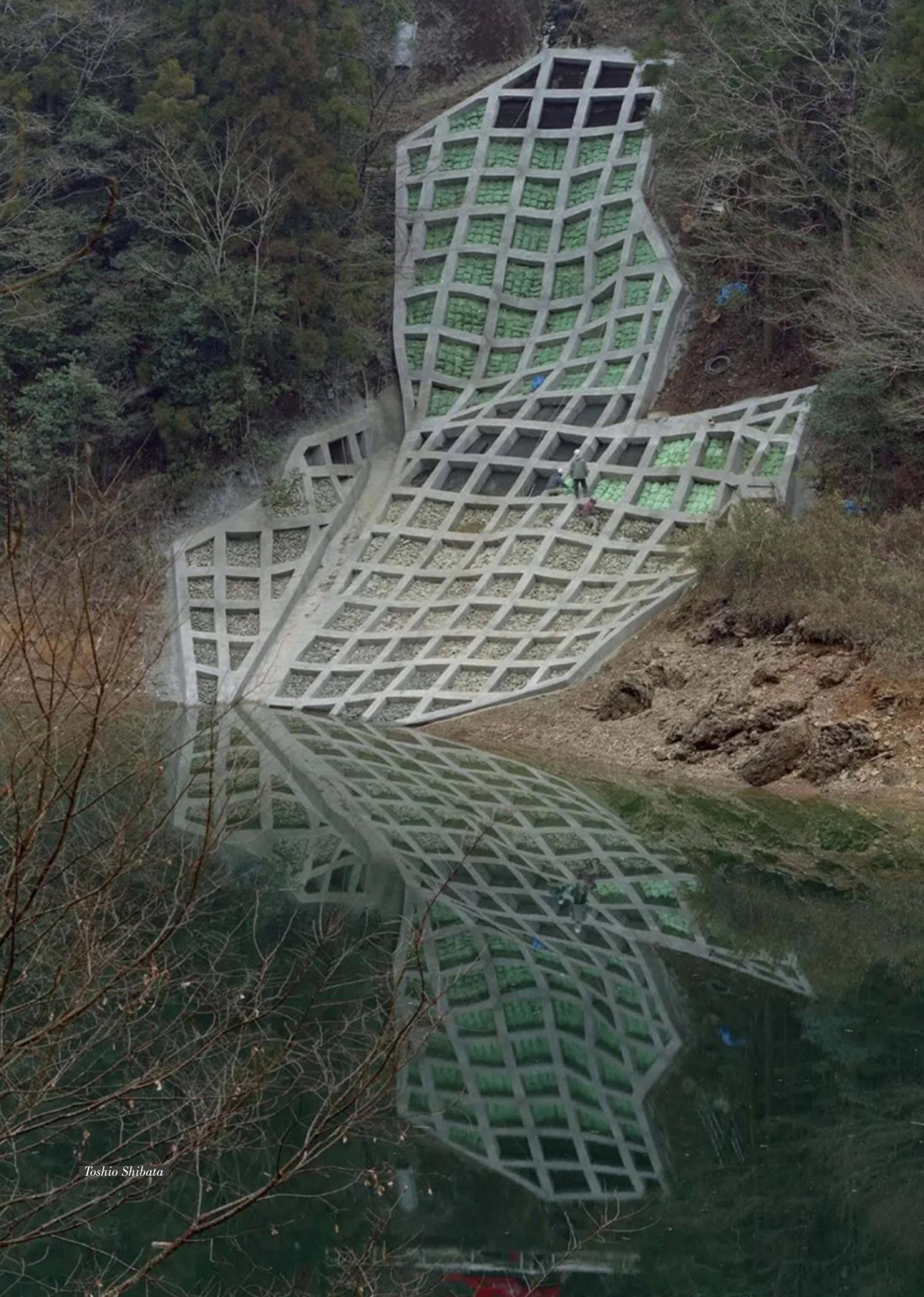
1. L'obiettivo di 6,26 GW al 2030 è un obiettivo particolarmente sfidante, che deve però tenere conto delle peculiarità e dell'infrastrutturazione del sistema elettrico Sardo. Non raggiungere tale obiettivo significherebbe che altre Regioni dovrebbero farsi carico della quota di potenza non installata in Sardegna e apparirebbe come il perseguimento di una logica NIMBY⁸.
2. È necessario elaborare i processi che costruiscano una forte sinergia con le Amministrazioni locali e le comunità, per le scelte relative alle compensazioni territoriali e le localizzazioni delle infrastrutture degli impianti. A partire dalla definizione delle compensazioni si potranno attivare i processi di coinvolgimento dei territori e solo successivamente, la selezione degli operatori. Questo approccio va veicolato anche tramite i mass media. Tale questione cruciale è posta nell'approfondimento dedicato.
3. Occorre incentivare e sostenere lo sviluppo delle forme di autoconsumo, con particolare enfasi sulle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), capaci di coinvolgere tutti i cittadini ad un uso responsabile dell'energia e creare comunità intorno alla produzione, gestione e consumo efficiente, avendone dei benefici sia in termini economici, ma anche sotto tanti altri aspetti. Tale sviluppo risulta fondamentale anche per consentire la riduzione del costo dell'infrastruttura, per effetto della prossimità della produzione con il consumo, e per favorire il supporto alla povertà energetica.
4. È necessario affrontare correttamente il tema del paesaggio, in sinergia con la transizione energetica e non come un semplice aspetto estetico. Il paesaggio va preservato in gran parte del territorio Sardo e, al tempo stesso, va pianificato secondo logiche nuove e innovative, che prevedano l'integrazione multidisciplinare dei progetti di trasformazione.
5. Bisogna far prendere coscienza alla comunità Sarda che lo slittamento temporale della chiusura delle centrali termoelettriche, alimentate da fonti fossili, influenzerà le bollette elettriche, dato il passaggio della tariffazione dal Prezzo Unico Nazionale (PUN⁹) al Prezzo Unico Zonale. Tendenzialmente, la tariffa sale quando aumenta la produzione mediante fonti fossili e cala quando aumenta la produzione mediante FER e, pertanto, con il passaggio al Prezzo Unico Zonale, sebbene non si potrà più parlare di "tariffa" come oggi la intendiamo, diventa ancor più fondamentale la dismissione delle centrali termoelettriche e lo sviluppo delle FER.
6. Occorre sviluppare tutti gli altri elementi dell'architettura energetica, ovvero:
 - adeguare e sviluppare la rete elettrica regionale, prevenendone l'ammodernamento, il corretto dimensionamento e la capillarità, punti attualmente critici di tutto il sistema;
 - dimensionare adeguatamente il sistema di accumuli e prevederne la loro localizzazione;
 - utilizzare le tecnologie digitali di gestione e ottimizzazione delle risorse (SmartGrid).
7. È fondamentale, data la caratteristica di insularità del sistema Sardo, garantire una produzione energetica superiore al fabbisogno interno regionale, per poter garantire la continuità di servizio e, quindi, una maggiore affidabilità. Questo comporta poter contare su una rete sufficientemente interconnessa, in modo da essere inserita nella rete nazionale, al fine di permettere interscambi dinamici e variabili nel tempo. Attualmente abbiamo una sovrapproduzione dovuta alla preponderante produzione da fonti fossili, rappresentante il 75% del totale, che non permette di sfruttare appieno

⁸ *Not In My Back Yard = Non nel mio cortile; indica la protesta da parte di membri di una comunità locale contro la realizzazione di opere pubbliche con impatto rilevante in un territorio che viene da loro avvertito come vicino ai loro interessi quotidiani, ma che non si opporrebbero alla realizzazione di tali opere in un altro luogo per loro meno importante.*

⁹ *Il PUN rappresenta la media pesata nazionale dei prezzi zionali di vendita dell'energia elettrica per ogni ora e per ogni giorno.*

le produzioni da eolico e fotovoltaico. Entro il 2030 si dovrebbe investire tale percentuale, portando la produzione da FER al 75% del totale, con l'obiettivo di arrivare entro il 2050 a coprire la quasi totalità del fabbisogno tramite la produzione da FER. In tal senso, l'avvio del Thyrranian Link, prima rete al mondo per tecnologia d'avanguardia, unitamente all'aggiornamento del SA.CO.I.3, permetterà di avere capacità di trasporto necessaria a supportare scambi bidirezionali in tempo reale e gestire i momenti da carenza di produzione da FER.

8. Si riterrebbe particolarmente utile che la Regione Autonoma della Sardegna costruisse e definisse un tavolo permanente di confronto con i soggetti che detengono le conoscenze approfondite su questi temi (Università, Autorità e organismi pubblici di riferimento, Amministrazioni locali, Professionisti, Tecnici, Operatori del settore), con la finalità di avere un sistema di dati condivisi e coerenti che consenta di confrontarsi ed elaborare gli scenari possibili, dato il contesto molto dinamico e che prevede numerose fonti estremamente differenti tra loro. Questo comporta prevedere:
 - una base dati coerente su produzioni, consumi, dimensione attività produttive, di trasporto, di accumulo, flussi e carichi, spesso discordanti, incompleti o non aggiornati;
 - gli strumenti per elaborare alcune simulazioni e quant'altro sia necessario per definire nuovi dimensionamenti, criticità, affidabilità delle infrastrutture, alla luce di ipotesi di sviluppo, localizzazioni, tempi ed entità dei processi di transizione degli impianti e potenziali nuove attività produttive;
 - la valutazione dei diversi equilibri in uno scenario dinamico, attraverso indicatori parametrizzati e fonti di dati esplicite e condivise da un team di esperti.
9. È da considerare prioritario condividere con la comunità regionale la scelta e gli effetti della chiusura delle produzioni fossili. Entro il 2028, con la prevista entrata in esercizio del Thyrranian Link, si dovrà cominciare a pianificare l'interruzione dell'utilizzo del carbone nelle centrali termoelettriche di Fiume Santo e Portovesme e il loro progressivo spegnimento totale. L'utilizzo del metano/GNL deve essere limitato solamente a contesti specifici e transitori, evitando di avviare investimenti significativi, anche in considerazione del fatto che la Sardegna, non avendo mai avuto un'infrastruttura di distribuzione del gas come il resto d'Italia, può trarre più facilmente tale obiettivo. Tale processo di cambiamento della produzione di energia elettrica deve essere associato alla migrazione verso le FER delle professionalità attualmente impiegate nella produzione da fonti fossili e all'attivazione della formazione di nuove figure professionali legate alla gestione del nuovo quadro energetico emergente.



Conclusioni

L'analisi degli scenari prevede che il percorso della Transizione Energetica in Sardegna porti, almeno per quanto riguarda la produzione di sola energia elettrica, alla dismissione di tutti gli impianti utilizzando combustibili fossili entro il 2050, a partire dal carbone, sino al gas. Ciò consentirà di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e di ridurre, o almeno compensare, i costi diretti e indiretti derivanti dai rischi geopolitici legati alle tensioni internazionali.

La Transizione Energetica, alla luce del quadro attuale, potrà avvenire in Sardegna grazie all'installazione di un sufficiente quantitativo di impianti fotovoltaici ed eolici, con investimenti sull'efficientamento energetico di tutti i sistemi che utilizzano energia elettrica, ed elettrificando, ove possibile, i sistemi che oggi utilizzano combustibili fossili. Tale efficientamento deve prevedere anche una rimodulazione degli assorbimenti in funzione delle produzioni non programmabili, tipici delle FER, con una corretta progettazione degli accumuli e l'introduzione di nuove tecnologie SmartGrid per la gestione flessibile di carico e generazione.

La Sardegna può veder crescere la propria competitività grazie alla transizione energetica attraverso un accurato governo delle politiche energetiche che preveda:

- sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e delle Reti Intelligenti (Smart Grid), Architettura di Impianti e accumuli;
- nuova capacità FER distribuita e sostenibile (installazione di fotovoltaico su coperture e di agrivoltaico avanzato, più "prevedibili" rispetto all'eolico);
- installazione di sistemi di accumulo dimensionati e localizzati correttamente;
- una rete interna capace di sostenere la produzione di energie rinnovabili, che per loro natura sono distribuite e non concentrate in pochi siti come le tradizionali energie non rinnovabili;
- agevolazioni per l'elettrificazione dei consumi (mobilità elettrica, pompe di calore, piani a induzione, ecc.);
- nuovi meccanismi a favore delle utenze in Sardegna, come, ad esempio, azionariato diffuso, investimenti diretti da parte di società del settore primario e secondario, con il supporto di soggetti finanziari collegati alla Regione (SFIRS), Fondazioni (Fondazione di Sardegna, Fondazione per il SUD), Partenariati Pubblico-Privato (PPP) e altri soggetti territoriali GAL (Gruppi di Azione Locale).



Toshio Shibata

Allegato A

Struttura dei dati e analisi degli scenari

La necessità di avere una base informativa coerente e condivisa, identificando le fonti di riferimento e definendone l'affidabilità per poter costruire un quadro conoscitivo dello scenario evolutivo dell'energia in Sardegna, ha portato a costruire una struttura dati su cui sviluppare gli scenari alternativi della Transizione Energetica in Sardegna.

Il lavoro consiste nell'attivazione di una metodologia capace di raccogliere i dati da diverse fonti, tenendo conto del loro dinamico aggiornamento e valutando, di volta in volta, quali dati utilizzare per elaborare risultati e simulazioni.

È stata elaborata una tabella che considera le ore medie all'anno di funzionamento delle diverse tipologie di impianti (fotovoltaico, eolico, ecc.), in considerazione di valori storici o di quelli previsti dalle nuove tecnologie. Tali valori statistici sono legati all'intermittenza della produzione e dipendono da fattori climatici e ambientali (vento, sole, orari, latitudine, ecc.).

Ore annuali medie di produzione ENERGIA				
1KWdi potenza produce 1KWh in un'ora	Ore annuali secondo Terna (storico)	Ore annuali medie (futuro)	Ore annuali assegnate al modello	N° Ore medie giornaliere
Ore Equivalenti Fovoltaico		1.500	1.500	4,11
Ore Equivalenti Eolico	1.525	2.000	2.000	5,48
Ore Equiv. Media Ponderata rinnovabili		1.656	1.656	4,54
Ore Equivalenti Fossili		8.300	5.000	13,70
Ore equiv. Idroelettrico		951	951	2,61
Ore equiv. Biogas				
Ore Teoriche disponibili in un anno (24h*365gg)		8.760	8.760	24,00

Alla luce di queste tabelle e di altre di servizio si sono elaborati gli scenari riportati alle pagg. 6 e 7.

Il modello consente di valutare possibili scenari futuri, che possono essere dinamicamente modificati in funzione delle valutazioni che emergeranno nel tempo.

Allegato B

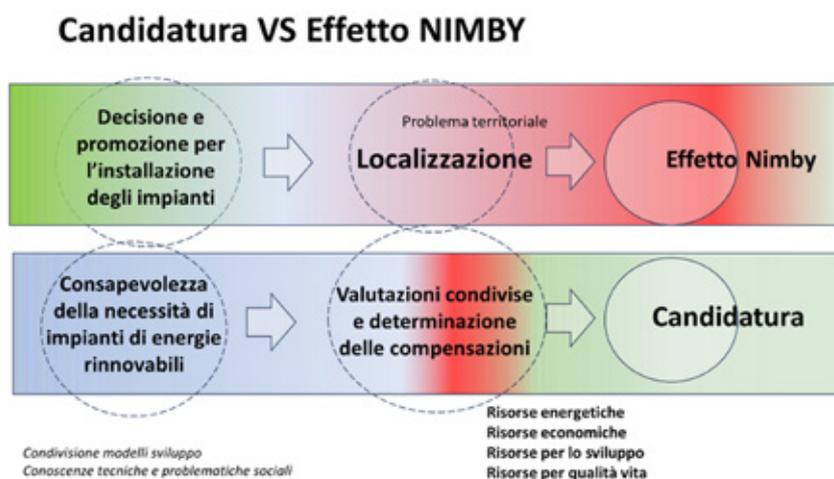
Come cambiare l'approccio

Alla luce di tali considerazioni si ritiene opportuno poter valutare gli scenari possibili ed i loro effetti, non solo per quanto riguarda la quantità di potenza da installare, ma tenendo conto della sua distribuzione territoriale, che necessita di adeguate relazioni con le Amministrazioni locali, i cittadini, i proprietari dei terreni, le implicazioni paesaggistiche, oltre, ovviamente, alle caratteristiche dei siti legate al vento e all'energia solare disponibili.

Per poter affrontare i corretti interventi territoriali è necessario elaborare un procedimento capace di:

- identificare e valutare delle logiche compensative, magari condivise con ANCI¹⁰/CAL¹¹ da mettere a disposizione per le Amministrazioni locali disponibili a farsi carico di quota parte delle installazioni di impianti e/o infrastrutture. Tali compensazioni possono essere di diversa natura:
 - ricevere una quota parte dell'energia prodotta, per soddisfare i fabbisogni del territorio (utenze domestiche, commerciali o produttive)
 - essere parte attiva della comunità energetica territoriale
 - ricevere una quota parte dei proventi derivanti dalla produzione da FER
 - realizzazione di opere o di infrastrutture
- identificare e attivare le procedure di coinvolgimento e i relativi processi deliberativi che permettano di avere la disponibilità dei territori coinvolti

Nei fatti, si vuole invertire il processo che vede l'installazione degli impianti come un processo che parte da un generico fabbisogno delocalizzato, con le conseguenti ricadute sul territorio che, spesso, si tramuta nella problematica NIMBY oggi già esplosa.



Si può ipotizzare di invertire il processo e partire, una volta in possesso di strumenti adeguati, di un percorso che permetta di:

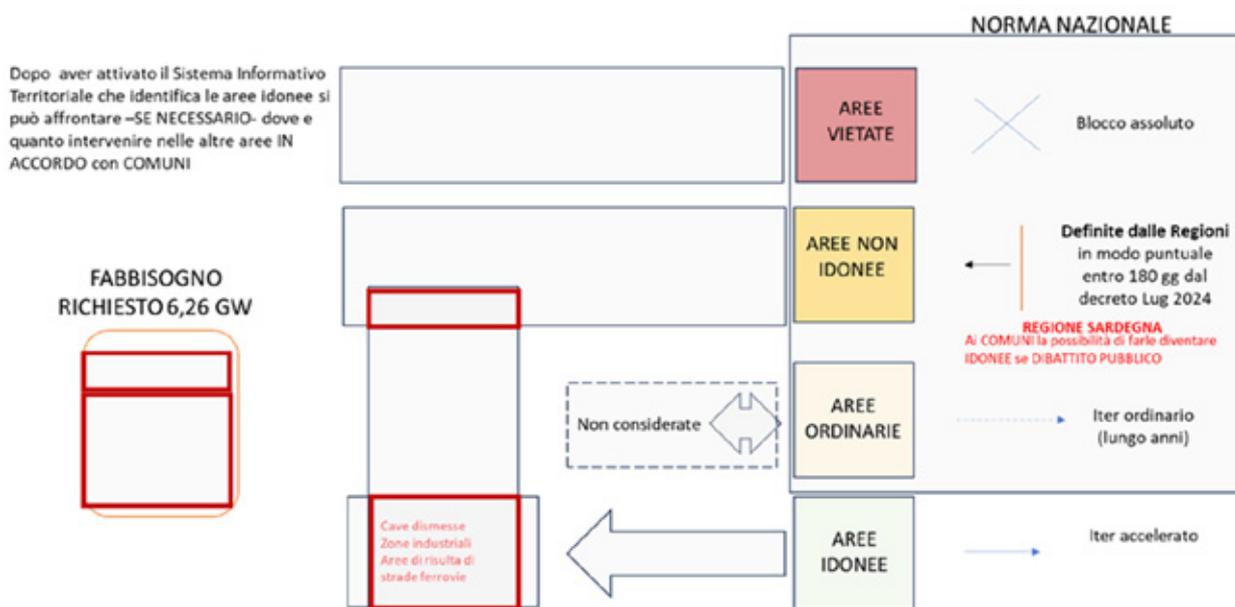
- rendere i cittadini consapevoli e condividere con essi la necessità di perseguire la transizione e come essere coerenti con questo approccio
- identificare le compensazioni che devono essere date ai territori che si candideranno ad accogliere una quota parte del carico energetico della Regione
- attivare il processo di candidatura dei territori alla luce delle verifiche necessarie; le adesioni dovrebbero essere frutto di decisioni territoriali, a partire da percorsi conoscitivi e formativi capaci di superare le attuali logiche NIMBY, condividendo i principi base su cui valutare le opportunità territoriali e se aderire con le compensazioni
- avviare dei patti territoriali a fronte dei quali la Regione realizza a seguire i bandi per le società partner per i progetti a valere di risorse regionali, oltre a quelle statali

Questa ipotesi significherebbe ripensare la sequenza del procedimento autorizzativo e di coinvolgimento dei vari soggetti in modo differente ed evitare l'effetto NIMBY.

Per poter svolgere questo lavoro è quindi cruciale tenere in considerazione le ricadute territoriali e le relative interazioni locali, a partire dalla mappatura delle risorse su un sistema georeferenziato su cui, ad esempio, poter localizzare:

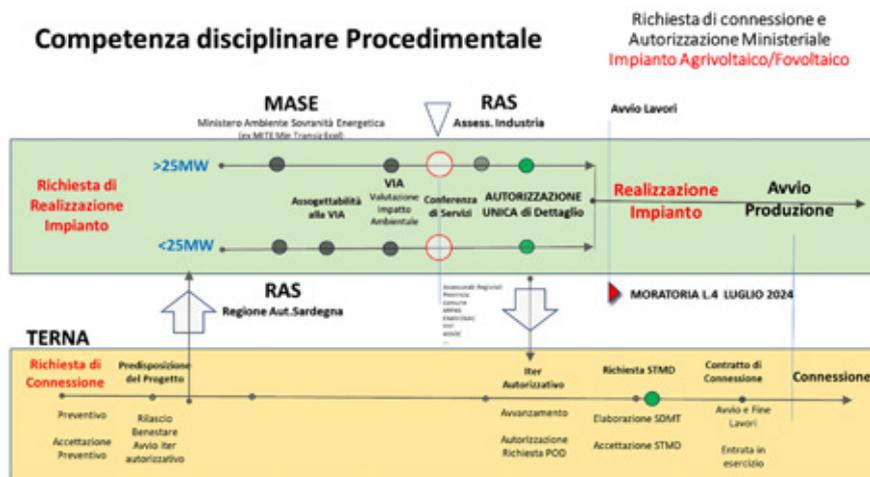
- le installazioni esistenti e quelle possibili;
- le aree idonee e non idonee, oltre alle vietate e alle ordinarie;
- le aree di rispetto;
- i corridoi;
- i valori dei flussi del vento
- ...

Tutto ciò in relazione all'obiettivo di installazione di 6,26 GW entro il 2030 e di quanto già in piano. In questo modo si ha la possibilità di valutare dinamicamente diverse opzioni. Alla luce della valutazione di quanto dell'obiettivo è possibile coprire nelle aree idonee, si potrà valutare quali aree delle non idonee siano candidabili a integrare le aree idonee (se questo risultasse necessario), entrando a far parte, a tutti gli effetti, delle cosiddette Aree Ordinarie:



In tal senso appare evidente poter identificare il ruolo delle competenze e poterle utilizzare correttamente ai diversi livelli.

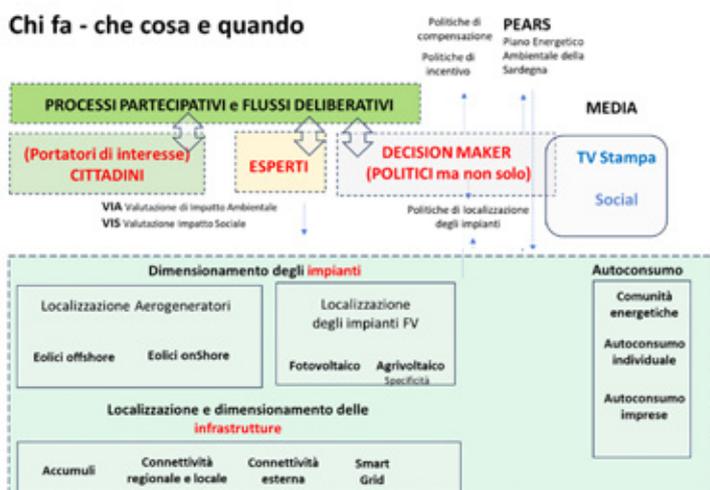
Di seguito si mostra la mappa della competenza procedimentale, che chiarisce le differenze di valori delle installazioni ipotetiche (richieste di allaccio comunicate a Terna), rispetto a quelle di realizzazione di un impianto. Inoltre, diventa esplicito il momento partecipativo in conferenza di servizi.



Una delle criticità nell'uso delle informazioni è derivante dalla scarsa conoscenza dei procedimenti per la realizzazione degli impianti. In tal senso lo schema precedente rappresenta la distinzione tra il momento di richiesta di connessione che un operatore deve inoltrare a Terna e il processo di richiesta di autorizzazione dell'impianto.

Per rendere i cittadini consapevoli, occorre renderli edotti che nessun progetto industriale è oggi considerato bancabile, se non è considerato allineato agli obiettivi della transizione energetica e digitale e che è impossibile portare avanti seri progetti industriali senza una seria politica energetica, che non può prescindere dall'uso delle FER, anche in ottica di autoproduzione.

Per concludere, si ritiene necessario approfondire e rendere più espliciti i differenti ruoli che cittadini, esperti, sistema decisionale e organi di stampa devono svolgere in sintonia. Nell'esempio che segue si vede come questioni quali il dimensionamento degli impianti sia di competenza degli esperti, mentre i processi deliberativi coinvolgono tutti a diversi livelli.





Edward Burtynsky

Allegato C

Analisi della situazione attuale in Sardegna

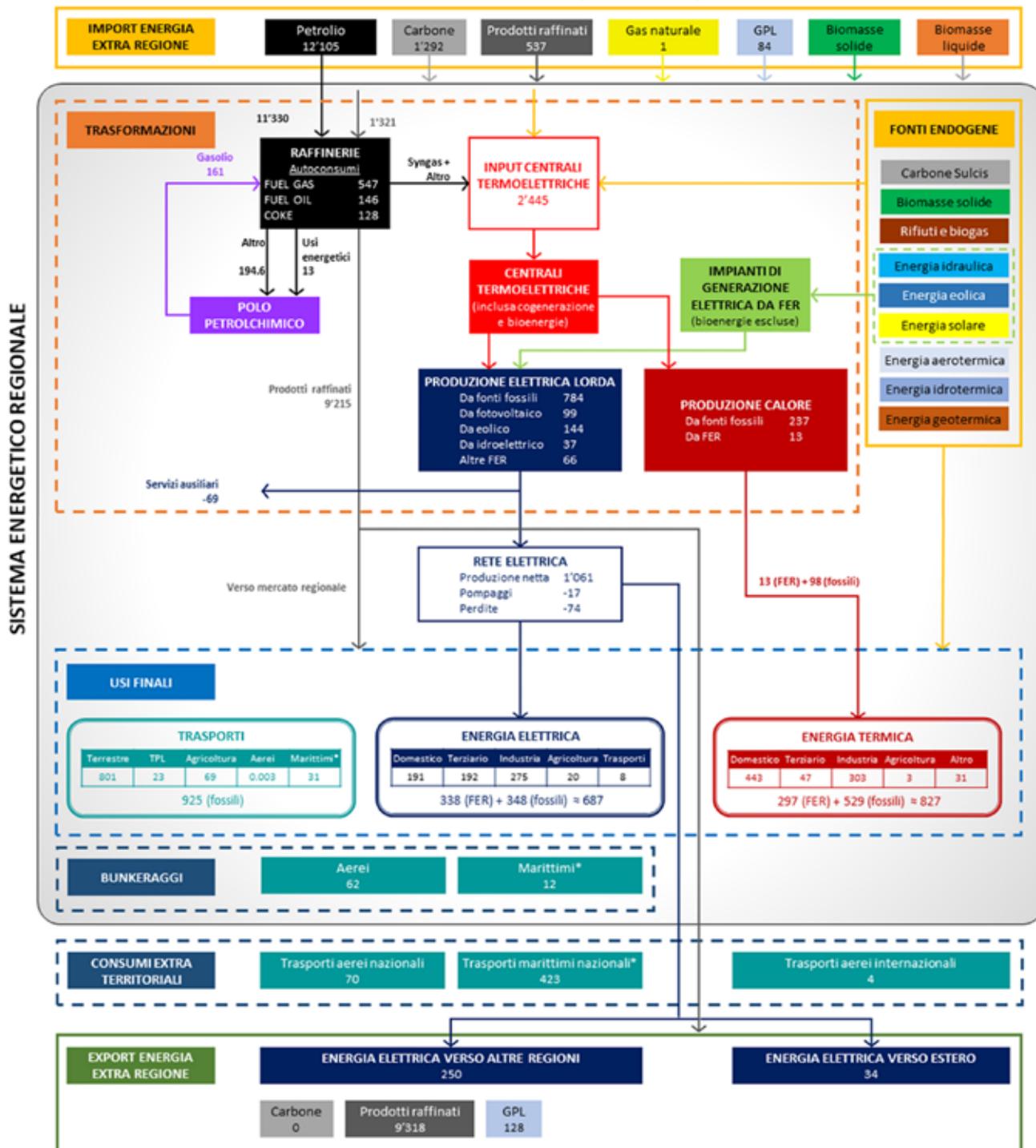
Secondo il terzo rapporto di monitoraggio del Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna, di marzo 2023, il bilancio energetico regionale al 2020 (l'ultimo disponibile¹²) si compone di:

1. IMPORT ENERGIA EXTRA REGIONE – Prodotti petroliferi, carbone e biomasse che vengono immessi nel sistema energetico regionale attraverso i porti.
2. SISTEMA ENERGETICO REGIONALE – Impianti che trasformano le fonti primarie e secondarie di energia in forme destinate agli usi finali, alla rete di distribuzione dell'energia elettrica e agli usi finali dell'energia.
3. CONSUMI EXTRA TERRITORIALI – Consumi legati ai trasporti marittimi e aerei da e per la Sardegna (non si considerano le rotte internazionali per i trasporti marittimi).
4. EXPORT ENERGIA EXTRA REGIONE – Prodotti petroliferi, il carbone e l'energia elettrica esportati al di fuori dei confini regionali.

Il tutto viene sintetizzato nello schema seguente:

BILANCIO ENERGETICO REGIONE SARDEGNA

Anno 2020 - Dati espressi in ktep



Schema concettuale del Bilancio Energetico Regionale 2020

Dallo schema precedente emerge che

- Gli usi finali dei TRASPORTI sono totalmente dipendenti dalle fonti fossili, per complessivi 925 ktep¹³
- Gli usi finali di ENERGIA ELETTRICA dipendono per 338 ktep da FER e per 348 ktep da fonti fossili
- Gli usi finali di ENERGIA TERMICA dipendono per 297 ktep da FER e per 529 ktep da fonti fossili

Ne consegue che la ripartizione tra i vari usi finali è:

- TRASPORTI, 37,9%
- ENERGIA ELETTRICA, 28,2%
- ENERGIA TERMICA, 33,9%

Le FER contribuiscono al soddisfacimento degli usi finali per il 26% (0% nei trasporti, 49,2% negli usi finali di energia elettrica e 35,9% negli usi finali di energia termica).

Sebbene tale percentuale sia nettamente superiore agli obiettivi del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012, c.d. Decreto Burden Sharing, che prevedeva per la Sardegna un obiettivo di copertura da FER pari a 17,8%, questi numeri evidenziano la necessità urgente di una transizione verso fonti energetiche sostenibili e meno inquinanti.

La situazione della rete elettrica della Sardegna

Concentrandoci sulla sola energia elettrica, la Sardegna è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua:

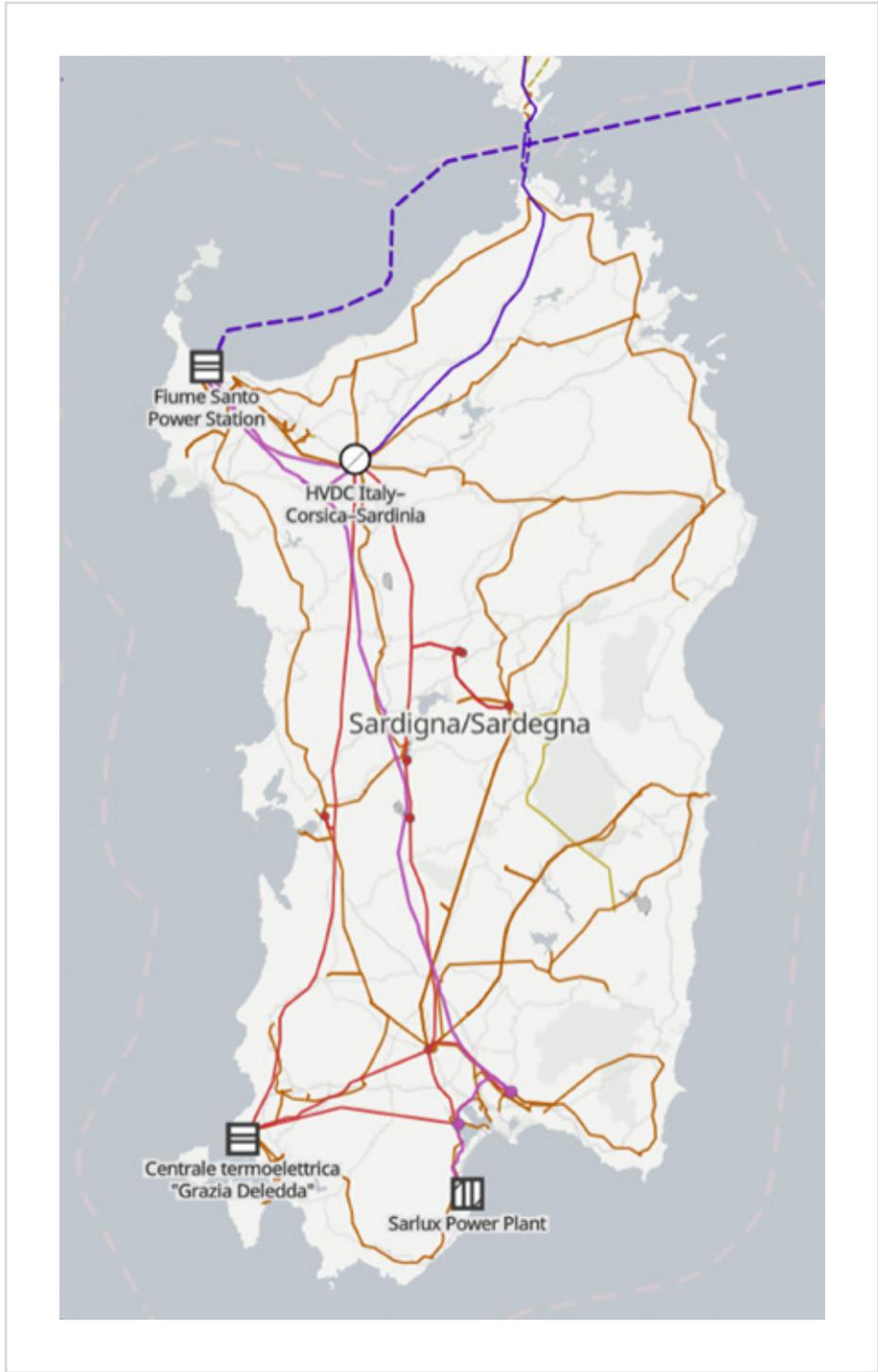
- il SA.CO.I. 2 (SARdegna, COrsica, Italia), che consente il transito bidirezionale di un massimo di 300 MW di potenza, risalente al 1992; collega la stazione di Codrongianos, in Sardegna, con quelle di Lucciana, in Corsica, e, quindi, di San Dalmazio, in Toscana
- il SA.PE.I. (SARdegna, PEnisola Italiana), che consente il transito di massimo 870/900 MW di potenza verso la penisola Italiana e di massimo 720 MW di potenza verso la Sardegna; venne inaugurato il 17 marzo 2011, in occasione del 150° anniversario dell'unità d'Italia; è il cavo sottomarino per trasporto di energia più profondo al mondo; collega le stazioni di Fiume Santo, in Sardegna, e di Latina, nel Lazio

Vi è poi un collegamento in corrente alternata:

- SAR.CO. (SARdegna, COrsica), che consente il transito di massimo 100 MW di potenza verso la Corsica e di massimo 20/25 MW di potenza verso la Sardegna; è stato messo in servizio il 31 gennaio 2006; collega Santa Teresa di Gallura in Sardegna a Bonifacio, in Corsica

Oltre questi collegamenti sono previsti l'aggiornamento al SA.CO.I. 3, che consentirà il transito di 400 MW di potenza, e il Thyrranian Link, che consentirà il transito di 1.000 MW di potenza e collegherà la stazione di Selargius, tramite l'approdo di Terra Mala, nel territorio del Comune di Quartu Sant'Elena, in Sardegna, e l'approdo di Fiumetorto, nel territorio del Comune di Termini Imerese, in Sicilia, proseguendo poi verso l'approdo di Torre Tuscia Magazzino, nel territorio del Comune di Battipaglia, in Campania. Complessivamente, il Thyrranian Link sarà lungo 970 km, per un investimento complessivo pari a 1,9 miliardi di euro.

Venendo alla rete elettrica all'interno del territorio della Sardegna, la regione è attraversata da un'unica dorsale 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 380 kV di Fiume Santo viene immessa l'energia prodotta dalla medesima Centrale, che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della regione. Sovrapposto alla rete a 380 kV, esiste un anello, costituito da linee 220 kV, che collega il polo industriale di Portovesme e la stazione di Codrongianos.



*Rete elettrica in Alta Tensione in Sardegna
(Open Infrastructure Map)*

Il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca 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;
- impianti di generazione FER non programmabili ed in continuo aumento.

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, in quanto 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. Attualmente il 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 verifichino 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 dei nuovi collegamenti HVDC Tyrrhenian Link e SA.CO.I. 3, nelle intenzioni di Terna, dovrebbero consentire di:

- incrementare la sicurezza di esercizio del sistema elettrico dell'isola, collegandola 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 della nuova generazione rinnovabile;
- garantire l'adeguatezza dell'isola anche in previsione del phase-out del carbone.

Per quanto riguarda la rete 150 kV, si segnalano problemi di trasporto nell'area Nord-Orientale (Gallura) quando si registra un sensibile incremento del carico (prevalentemente nella stagione estiva), causati dalla scarsa magliatura.

Oltre questo, vi è da evidenziare che vi sono parecchie cabine di alta, media e bassa tensione particolarmente vetuste, il che comporta difficoltà di connessione di impianti anche di modesta entità.

In definitiva, la rete elettrica Sarda è in grado di esportare i 300 MW attuali del SA.CO.I. 2 (che diventeranno 400 MW con l'avvio del SA.CO.I. 3), i 900 MW del SA.PE.I. e i 100 MW del SAR.CO., per complessivi 1,3 GW. Per contro, la rete elettrica Sarda è in grado di importare 1,045 GW.

Il piano di sviluppo Terna, approvato da ARERA dopo un lungo iter, che passa anche per la valutazione esterna "expert based" è tale da garantire nel rispetto di adeguatezza, sicurezza e resilienza una generazione

da FER corrispondente agli scenari ipotizzati dal PNIEC e dal Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024 (l'obiettivo di installazione di 6,264 GW di potenza aggiuntiva da FER entro il 2030).

Per permettere la crescita armonica delle FER, salvaguardando il paesaggio, il decisore politico deve favorire l'elettrificazione dei consumi (e, quindi, l'efficientamento energetico), che porterà, nonostante la crisi demografica, ad un aumento locale del consumo di energia elettrica. Contestualmente, occorrerà prevedere una significativa connessione di Sistemi di Accumulo (almeno 500 MW). Il richiamato studio BIRDIE-S, utilizzando modelli di calcolo che fanno uso di Optimal Power Flow probabilistici e modelli di mercato, considerata la rete di trasmissione attuale e la disponibilità del solo Thyrranian Link, stabilisce una domanda di energia elettrica coerente con gli scenari della transizione energetica, arrivava a richiedere FER (principalmente, fotovoltaico) che raggiungono il valore di 6,264 GW di potenza aggiuntiva da FER entro il 2030.

Ulteriore aspetto da tenere in considerazione riguarda il tema della rete di distribuzione, cruciale per la diffusione delle FER e per il pieno sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili. In ottemperanza alle Direttive Europee in approvazione, le reti elettriche dovrebbero evolversi in modo coerente con gli scenari di sviluppo attesi a livello europeo e dal PNIEC (Direttiva RED III, bozza D.L. Ambiente¹⁴). In altre parole, le reti dovrebbero evolversi in modo tale da essere sempre adatte agli scenari di evoluzione. La Sardegna dovrebbe chiedere e promuovere investimenti nel sistema di distribuzione, o proporre che la Sardegna diventi sede della sperimentazione di nuove modalità di sviluppo del sistema, che traggano beneficio dalla flessibilità messa a disposizione dal carico e dalla generazione, anche aggregato nelle CER (oggi queste soluzioni sono sperimentate in Piemonte, Campania, Veneto, Puglia, Lazio e Lombardia), o da nuove modalità di connessione che discendono dalla regolamentazione europea e oggi adottate, ad esempio, in Francia (connessione flessibile). Ferma restando la necessità di miglioramento dell'infrastruttura, per consentire la connessione degli impianti (e in tempi adeguati), occorre definire strumenti che permettano di utilizzare la rete in modo più efficiente. È in questo contesto che si stanno facendo sempre più frequenti i cosiddetti "Flexible Connection Agreements", contratti nei quali il produttore accetta il distacco o la riduzione della potenza immessa, qualora si superi un limite predefinito.

Occorre, in ogni caso, aumentare l'attenzione sul sistema di distribuzione, con particolare riferimento alle reti di bassa tensione ed alle problematiche che questo sistema può portare, anche alla luce della volontà di promuovere le CER.

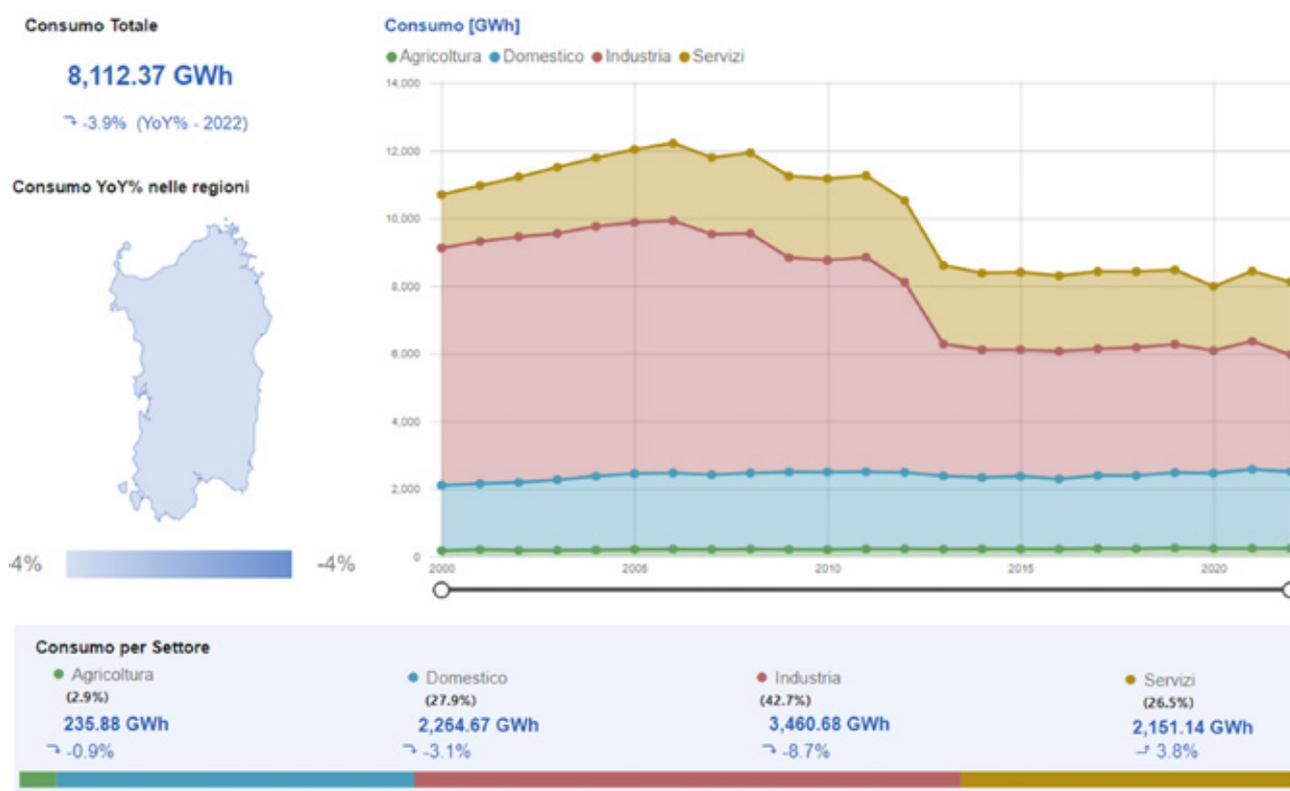
¹⁴ Bozza D.L. Ambiente – L'articolo 1 modifica l'art. 8 del D.L.gs. 152/2006 parte seconda, prevedendo che sono considerati prioritarie le tipologie progettuali di impianti che tengono in considerazione la valorizzazione di opere, impianti o infrastrutture esistenti e la effettiva realizzabilità dell'iniziativa.

Consumi e produzione di Energia Elettrica in Sardegna

La domanda di energia elettrica della Sardegna ha registrato un continuo aumento nel corso degli ultimi decenni, con un picco nel 2006 di circa 12.200 GWh¹⁵, interrompendosi solo con la crisi economica del 2008. Negli anni successivi al 2012 i consumi elettrici della regione hanno inoltre registrato un importante calo a seguito della chiusura dell'impianto ex Alcoa, che da solo rappresentava il 20% circa dei consumi elettrici finali dell'intera regione.

Nel 2022 il consumo totale di energia elettrica della Sardegna si è attestato su 8.112,37 GWh, con la seguente ripartizione per settore (si veda la figura seguente):

- Agricoltura, 235,88 GWh, pari al 2,9% del totale
- Domestico, 2.264,67 GWh, pari al 27,9% del totale
- Industria, 3.460,68 GWh, pari al 42,7% del totale
- Servizi, 2.151,14 GWh, pari al 26,5% del totale

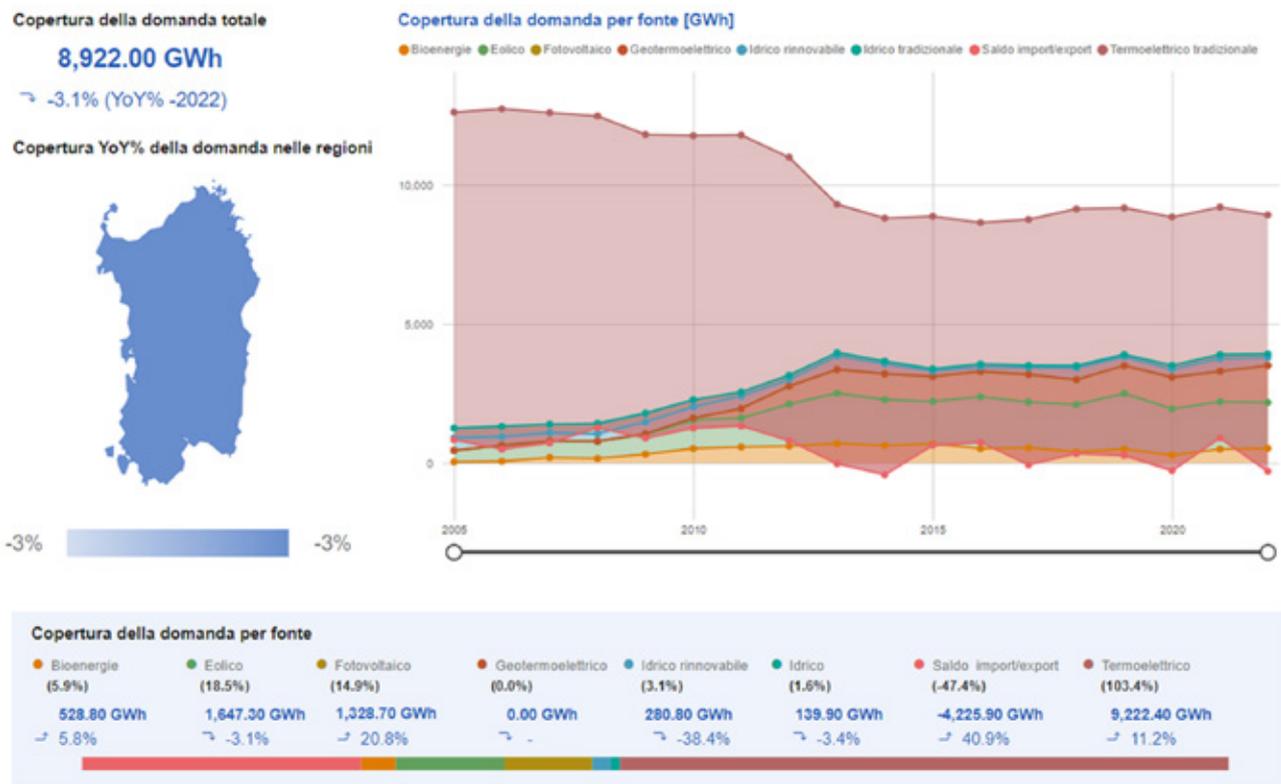


Consumi totali di energia elettrica in Sardegna nel 2022 (Terna S.p.A.)

¹⁵ 1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh

Tali consumi sono stati coperti dalla produzione di energia elettrica pari a 8.922,00 GWh (sono da considerare il 9,09% di perdite della rete). La figura seguente mostra la suddivisione della produzione per fonte:

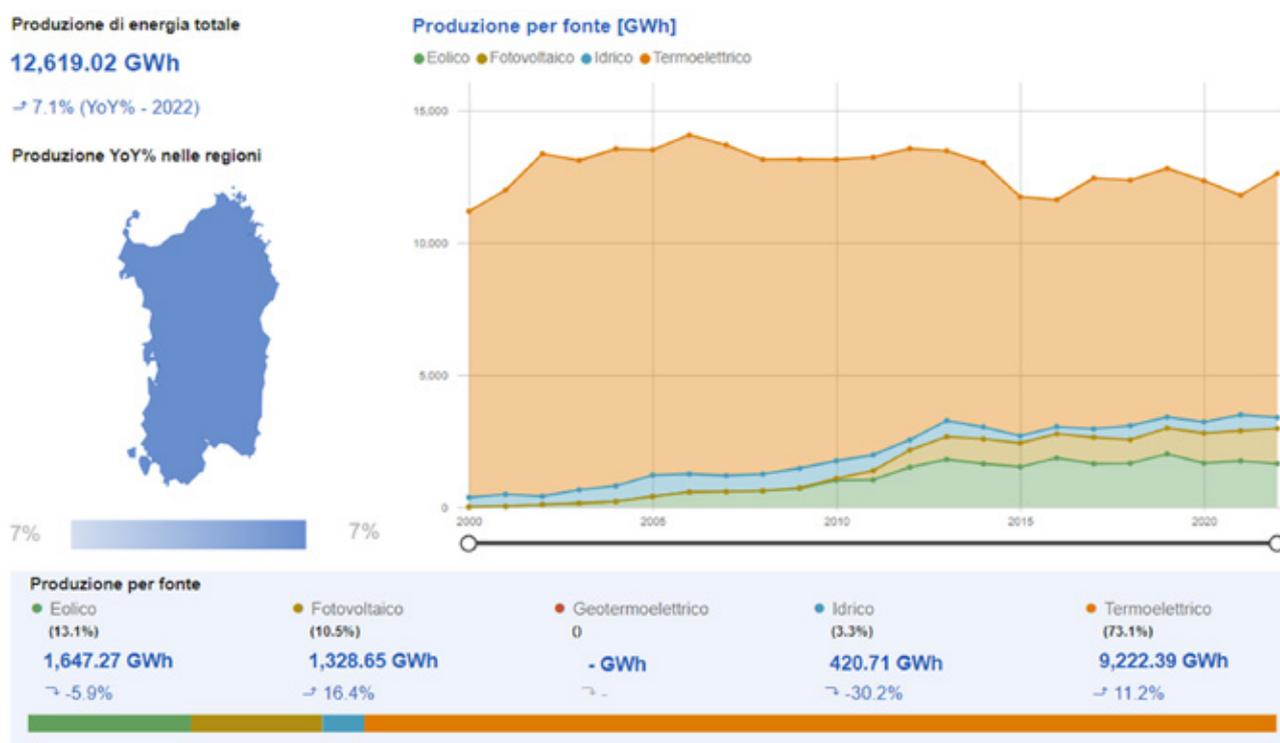
- Bioenergie, 528,80 GWh, pari al 5,9% del totale
- Eolico, 1.647,30 GWh, pari al 18,5 % del totale
- Fotovoltaico, 1.328,70 GWh, pari al 14,9% del totale
- Geotermoelettrico, 0,00 GWh, pari al 0,0% del totale
- Idrico rinnovabile, 280,80 GWh, pari al 3,1% del totale
- Idrico, 139,90 GWh, pari al 1,6% del totale
- Termoelettrico, 9.222,40 GWh, pari al 103,4% del totale
- Saldo Import/Export, -4.225,90 GWh, pari al -47,4% del totale



Copertura della domanda di energia elettrica in Sardegna per fonte nel 2022 (Terna S.p.A.)

Fin qui abbiamo analizzato la copertura della domanda di energia elettrica in Sardegna, ma abbiamo evidenziato come una quota consistente di energia elettrica viene esportata al di fuori della regione. Nella figura seguente si vede come si ripartisce la produzione totale netta di energia elettrica nel 2022, pari a 12.619,02 GWh¹⁶, per fonte:

- Eolico, 1.647,27 GWh, pari al 13,1% del totale
- Fotovoltaico, 1.328,65 GWh, pari al 10,5% del totale
- Geotermoelettrico, 0,00 GWh, pari al 0,0% del totale
- Idrico, 420,71 GWh, pari al 3,3% del totale
- Termoelettrico, 9.222,39 GWh, pari al 73,1% del totale



Produzione di energia elettrica netta in Sardegna per fonte nel 2022 (Terna S.p.A.)

A questo punto occorre comprendere quanta potenza è stata impiegata per produrre l'energia elettrica di cui sopra. Basandoci sempre sui dati forniti da Terna S.p.A. per il 2022, nella figura che segue viene riportata la suddivisione della potenza elettrica netta, pari a 4.863,78 MW¹⁷, per fonte:

- Eolico, 1.070,90 MW, pari al 22,4%
- Fotovoltaico, 1.141,04 MW, pari al 23,5%
- Geotermoelettrico, 0,00 MW, pari al 0,0%
- Idrico, 463,42 MW, pari al 9,5%
- Termoelettrico, 2.168,62 MW, pari al 44,6%

¹⁶ La produzione totale lorda di energia elettrica in Sardegna nel 2022 è stata pari a 13.395,26 GWh; si hanno avuto perdite per il 9,64% dell'energia prodotta (Terna S.p.A.).

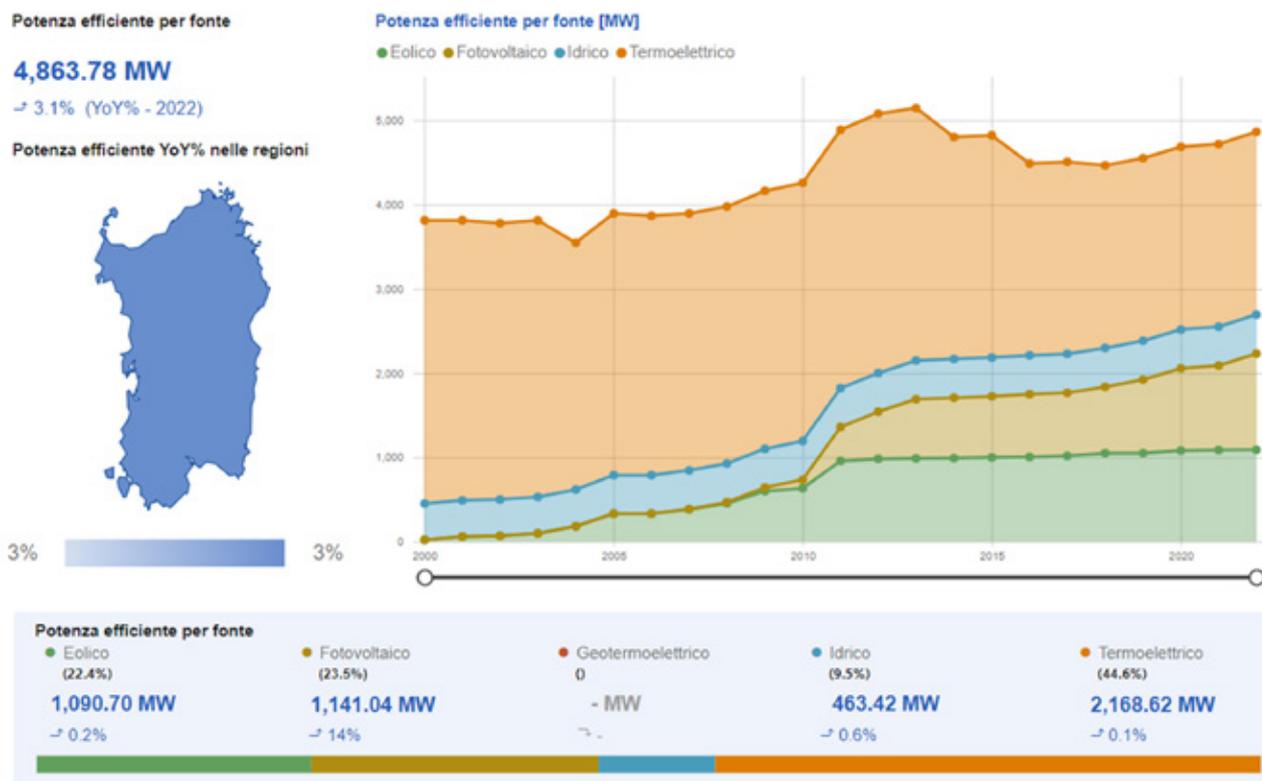
¹⁷ L'apparente contraddizione di 4.863,78 MW, ovvero 4,86 GW, di potenza elettrica netta, a fronte di una capacità della attuale rete elettrica Sarda pari a 2,6 GW, è legata al fatto che le varie fonti non hanno prodotto energia contemporaneamente, bensì ci sono stati momenti in cui eolico e fotovoltaico garantivano la completa copertura del fabbisogno e altri momenti in cui tale copertura era decisamente ridotta rispetto al fabbisogno.

Analizzando nel dettaglio questi dati, risulta che a fronte del 44,6% di potenza elettrica netta soddisfatto dal Termoelettrico, in termini di energia elettrica netta, questo ha coperto il 73,1% del totale. Questa apparente contraddizione deriva dal fatto che il Termoelettrico è una fonte prevedibile e programmabile, mentre le FER (eolico e fotovoltaico in primis) non lo sono. Va detto che le FER, a differenza del Termoelettrico, sono agevolmente interrompibili:

- a fronte di un Capacity Factor teorico di 2.000 ore/anno, l'eolico Sardo produce attualmente per circa 1.500 ore/anno
- a fronte di un Capacity Factor teorico di 1.500 ore/anno, il fotovoltaico Sardo produce attualmente per meno di 1.200 ore/anno

Per cui, sebbene le FER costituiscano complessivamente il 55,4% del totale in potenza elettrica, garantiscono una copertura del 26,9% della domanda totale di energia elettrica. Questo anche a causa dei casi, piuttosto frequenti, di OverCapacity, ovvero quando a causa di problemi o degli attuali limiti della rete, viene richiesta l'interruzione delle produzioni FER; mediante i cosiddetti "Ordini di Dispacciamento". Questi casi evidenziano ancora una volta quanto le opere di adeguamento della rete, in particolare i nuovi collegamenti HVDC, siano fondamentali per raggiungere l'obiettivo dei 6,26 GW di FER entro il 2030.

Si evidenzia che, ad oggi, mentre è prevista una specifica remunerazione per "Mancata Produzione Eolica", gli impianti fotovoltaici che subiscono Ordini di Dispacciamento a ridurre, non sono destinatari di alcuna forma di indennizzo. La remunerazione di cui sopra sono un onere che si ripercuote sulle bollette dei consumatori.



Potenza elettrica netta in Sardegna per fonte nel 2022 (Terna S.p.A.)

Sviluppo delle FER in Sardegna

Il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024, che disciplina l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, assegna ad ogni Regione degli obiettivi di potenza minima aggiuntiva di FER, rispetto agli impianti già installati al 2020.

Come si evince dalla Tabella A del Decreto, riportata di seguito, alla Sardegna viene assegnata una potenza aggiuntiva al 2030, pari a 6,264 GW. Tale potenza è inferiore a quella assegnata alla Sicilia (10,485 GW), alla Lombardia (8,766 GW), alla Puglia (7,387 GW) e all'Emilia Romagna (6,330 GW).

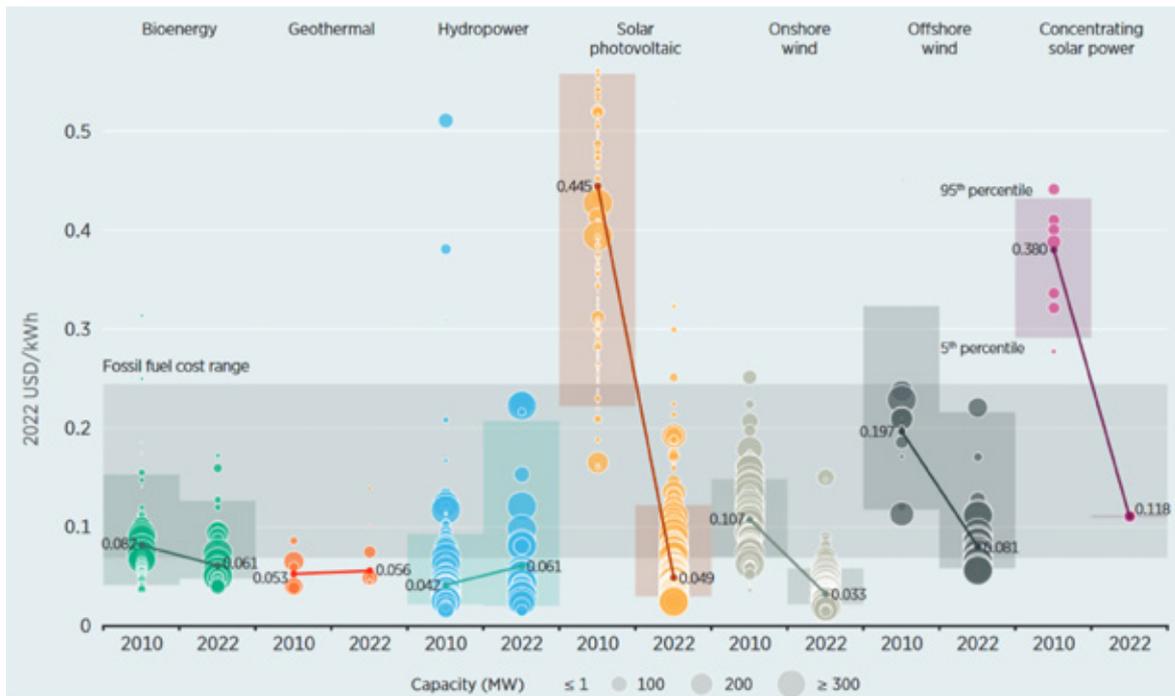
TABELLA A- RIPARTIZIONE REGIONALE DI POTENZA MINIMA PER ANNO ESPRESSA IN MW

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.086	1.350	1.648	2.092
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.218	1.486	1.779	2.105
Calabria	45	95	210	549	857	1.206	1.603	2.055	2.568	3.173
Campania	74	237	569	909	1.297	1.728	2.206	2.736	3.325	3.976
Emilia-Romagna	100	343	860	1.288	1.851	2.504	3.263	4.143	5.164	6.330
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
Lazio	82	305	544	933	1.346	1.829	2.396	3.059	3.835	4.757
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.059
Lombardia	184	622	1.521	1.963	2.714	3.592	4.616	5.812	7.208	8.766
Marche	32	110	241	457	679	930	1.217	1.544	1.916	2.346
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.003
Piemonte	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Puglia	163	507	876	1.672	2.405	3.213	4.104	5.084	6.165	7.387
Sardegna	34	175	468	998	1.553	2.207	2.980	3.892	4.969	6.264
Sicilia	144	473	952	1.842	2.764	3.847	5.120	6.616	8.375	10.485
Toscana	42	150	359	667	1.019	1.444	1.958	2.580	3.332	4.250
TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Totale	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

Ripartizione regionale di potenza minima di FER (D.M. 21.06.2024)

L'obiettivo assegnato alla Sardegna dovrebbe consentire la dismissione delle centrali elettriche che attualmente utilizzano fonti fossili (in primis, Portovesme e Fiume Santo), che, però, allo stato attuale, sono essenziali per l'equilibrio della rete elettrica, data l'aleatorietà delle fonti rinnovabili, e lo saranno, come dichiarato da Terna, fino all'entrata in esercizio del Thyrrhenian Link.

Vi è da evidenziare che ci sono vantaggi significativi per l'economia della Sardegna nell'usare le fonti rinnovabili: nell'immagine seguente è riportata l'evoluzione dei costi dell'energia in funzione della fonte di produzione, da cui si evince chiaramente che i costi delle FER siano i più convenienti.



LCOE¹⁸ delle fonti di produzione (2023) negli anni.

Confrontando l'utilizzo di suolo da parte delle varie tecnologie, sicuramente il fotovoltaico ha una resa di gran lunga maggiore rispetto alle bioenergie (es., biogas da trinciato di mais per produzione elettrica): il fotovoltaico consuma 25 volte meno suolo rispetto alle bioenergie per produzione di energia in generale (termica ed elettrica), che diventa 50 in caso di bioenergie per sola produzione di energia elettrica. Il vantaggio di resa è confermato anche per l'agrivoltaico.

Dai dati riportati nel capitolo precedente si può ricavare la produttività netta, espressa in MWh/MW·anno, di eolico e fotovoltaico in Sardegna nel 2022:

- Eolico, produzione totale netta di energia elettrica, 1.647,27 GWh = 1.647.270 MWh
- Eolico, potenza elettrica netta, 1.070,90 MW - Produttività netta Eolico, 1.647.270 MWh / 1.070,90 MW ≈ 1.540 MWh/MW·anno
- Fotovoltaico, produzione totale netta di energia elettrica, 1.328,65 GWh = 1.328.650 MWh
- Fotovoltaico, potenza elettrica netta, 1.141,04 MW - Produttività netta Fotovoltaico, 1.328.650 MWh / 1.141,04 MW ≈ 1.160 MWh/MW·anno

Se ipotizzassimo di mantenere costante la quota parte di eolico e di fotovoltaico rispetto all'attuale potenza elettrica prodotta (rispettivamente, 22,4% e 23,5%), potremmo approssimare una produttività netta combinata di eolico e fotovoltaico, pari alla media tra le due produttività, ovvero pari a:

$$(1.540 \text{ MWh/MW}\cdot\text{anno} + 1.160 \text{ MWh/MW}\cdot\text{anno}) = 1.350 \text{ MWh/MW}\cdot\text{anno}$$

Pertanto, i 6,264 GW = 6.264 MW aggiuntivi assegnati alla Sardegna dal Decreto 21 giugno 2024, ipotizzando di realizzarli esclusivamente con impianti eolici e fotovoltaici, consentirebbero una produzione totale netta pari a:

$$6.264 \text{ MW} \times 1.350 \text{ MWh/MW}\cdot\text{anno} = 8.456.400 \text{ MWh}\cdot\text{anno} = 8.456,40 \text{ GWh}$$

Tale produzione totale netta aggiuntiva ai 1.647,27 GWh prodotti nel 2022 dall'eolico e ai 1.328,65 GWh prodotti nel 2022 dal fotovoltaico e considerando anche i 420,71 GWh prodotti nel 2022 dall'idroelettrico, porterebbe la produzione annuale da FER a circa:

$$8.456,40 \text{ GWh} + 1.647,27 \text{ GWh} + 1.328,65 \text{ GWh} + 420,71 \text{ GWh} = 11.853,03 \text{ GWh}$$

Tale valore risulterebbe comunque inferiore ai 12.619,02 GWh di produzione totale netta di energia elettrica nel 2022. È vero che questo valore comprende anche le esportazioni verso il Continente, ma è pur vero che senza le centrali che attualmente utilizzano fonti fossili, prevedibili e programmabili, vi sarebbero seri problemi di equilibrio della rete.

Tutto questo senza considerare un possibile (e auspicabile) sviluppo economico della Sardegna, che faccia aumentare il fabbisogno interno di energia elettrica.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) di giugno 2024, stabilisce per la Sardegna lo sviluppo di FER, accumuli e nuove interconnessioni con il Continente (Tyrrhenian link, SA.CO.I. 3) come indispensabili per garantire le condizioni tecniche di sicurezza della rete necessarie a completare l'abbandono del carbone nella produzione elettrica (totale circa 1.000 MW). Ad oggi vi sono difficoltà tecniche a conseguire a pieno tale obiettivo entro il 2025. Appare quindi realistica l'ipotesi di avviare il phase-out nell'Isola comunque a partire dal 2025 e completare il processo nel 2028. Di seguito la tabella per la Sardegna alla luce delle considerazioni fatte.

Mese/anno	Capacità abilitata alla dismissione (MW)	Vincoli tecnici alla dismissione
Aprile 2025	445	Entrata in servizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste CM 2024
Gennaio 2028	250	Entrata in esercizio del primo cavo ramo Ovest Tyrrhenian Link
Gennaio 2029	265	Completamento del collegamento Tyrrhenian Link

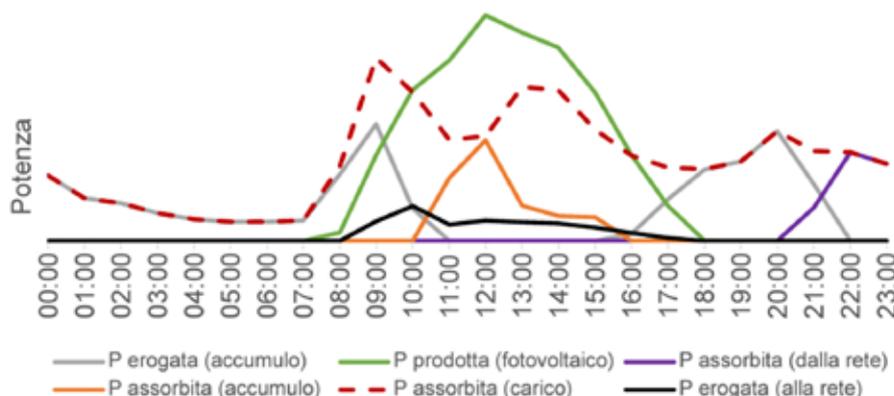
Dismissione della capacità di produzione di energia elettrica in Sardegna (PNIEC)

Sempre il PNIEC riporta che la letteratura scientifica internazionale è concorde nell'affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente, con evidenti ricadute sulle bollette dei consumatori. Occorre quindi disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema. Nel testo del PNIEC si fa riferimento anche al nucleare. Nel caso specifico della Sardegna, oltre alla dismissione delle centrali a carbone di Portovesme e Fiume Santo, nella fase di transizione questo ruolo potrà essere svolto dall'impianto IGCC (Impianto di Gasificazione a Ciclo Combinato cogenerativo) ubicato all'interno del sito industriale Sarlux di Sarroch, che ha una potenza installata di 575 MW, in grado di produrre oltre 4.000 GWh/anno di energia elettrica.

Il progetto BIRDIE-S (Build the Innovative Renewable and Digitally Inclusive Electrified-Sardinia) redatto dall'Università di Cagliari, prevede che la definizione della potenza installata degli impianti da fonte rinnovabile non sia forzata al raggiungimento dell'indipendenza dalle fonti fossili o dalle importazioni di energia elettrica, bensì alla minimizzazione dello sbilanciamento tra generazione rinnovabile e carico elettrico, su base annuale e scala provinciale, compatibilmente con vincoli di natura tecnica e finanziaria. La restante parte di carico elettrico, non coperta dalla generazione da fonti rinnovabili e dal sistema di stoccaggio, può essere soddisfatta da impianti a fonti fossili presenti nell'isola o da importazioni dal continente. Da questo discende la necessità di sviluppare anche i sistemi di accumulo, sebbene non possano essere la soluzione definitiva del problema.

A partire dal 2030, con la dismissione delle centrali a carbone, la Sardegna pertanto perderà l'indipendenza energetica della produzione elettrica che ha avuto negli ultimi decenni, risultando dipendente dalle importazioni dal continente, per colmare le lacune date dalla non programmabilità delle FER e dalla limitatezza insita nella natura dei sistemi di accumulo.

A titolo di esempio, nella figura seguente, tratta dal progetto BIRDIE-S, sono riportati i profili di generazione (eolico e fotovoltaico) oraria aggregati (linea verde), insieme ai profili di carico (linea rossa), e ai profili di carica (arancione) e scarica (grigio) del sistema di accumulo. In nero è indicata la potenza iniettata in rete e in viola quella assorbita. L'energia viene accumulata al mattino (quando la produzione è superiore al consumo), e una volta raggiunto lo stato di carica pari al 100%, l'energia prodotta viene immessa in rete. La sera (dopo le 21:00) i moduli fotovoltaici non sono attivi e solo i generatori eolici producono energia; tuttavia, la produzione da fonti rinnovabili non può soddisfare l'intero consumo e lo stoccaggio viene scaricato.



Esempio di potenza scambiata in una giornata estiva (BIRDIE-S)

Un sicuro aiuto alla transizione energetica verso le FER sono e saranno sempre più le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Con l'art. 42 bis del decreto-legge 31 dicembre 2019 n. 162 e i relativi provvedimenti attuativi, quali la delibera 318/2020/R/eel di ARERA e il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 settembre 2020, sono state definite modalità e condizioni per attivare l'autoconsumo da fonti rinnovabile e realizzare comunità energetiche rinnovabili dando avvio a un quadro transitorio di incentivazione delle suddette configurazioni che consente di associarsi per "condividere" l'energia elettrica localmente prodotta da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile di piccola-media taglia (impianti di produzione fino a 200 kW in condivisione con utenze sottese alla medesima cabina secondaria, estesi dal Decreto Legislativo 8 settembre 2021, n. 199, fino a 1.000 kW sotto alla medesima cabina primaria). Il meccanismo prevede l'attribuzione di una tariffa premio sull'energia condivisa dai partecipanti alla configurazione, unitamente alla restituzione di alcune componenti dei servizi di rete a seguito della condivisione locale di energia. Si è adottato un modello di autoconsumo virtuale che consente di valorizzare l'autoconsumo diffuso reale senza dover realizzare nuove connessioni (salvo per gli impianti di produzione), nuovi collegamenti elettrici o installare nuove apparecchiature di misura, applicando la regolazione vigente, per tutti i clienti finali e i produttori presenti nelle configurazioni collettive.



Yann Arthus-Bertrand

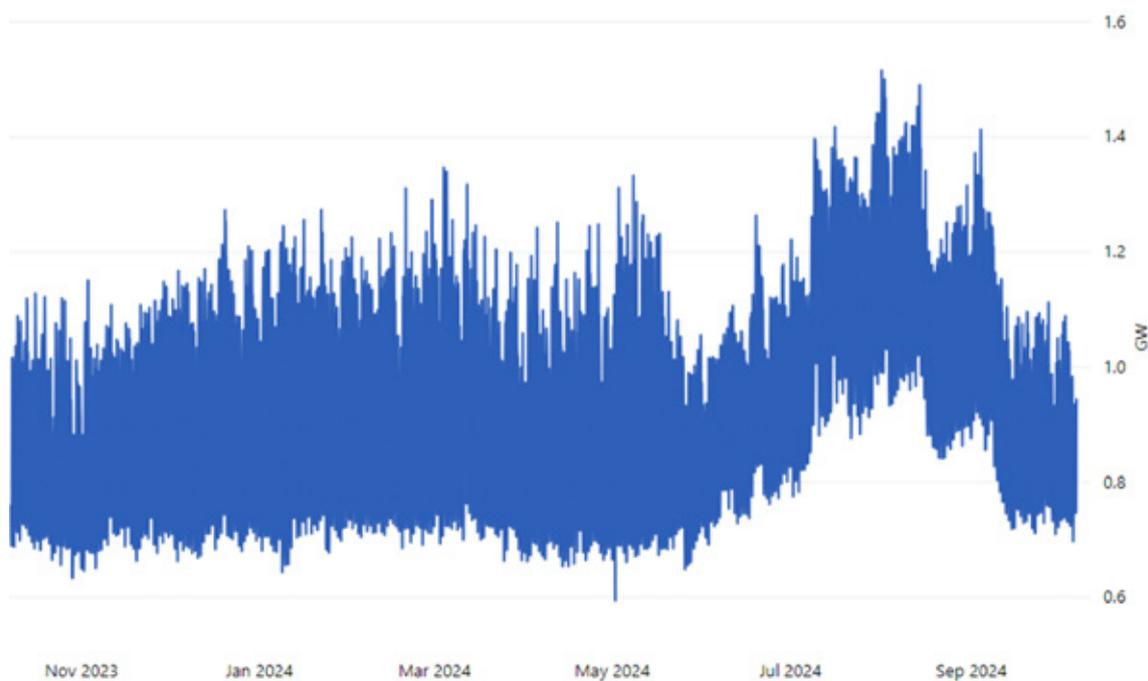
Allegato D

Scenari al 2030-2040-2050

Sulla base dei dati esposti dalle fonti istituzionali, proviamo a rappresentare una prima analisi utile ad ottenere un possibile scenario di Transizione Energetica.

Da oltre 10 anni la Domanda media di Potenza della Rete Sarda si è stabilizzata nell'intorno di 1 GW (si veda la figura seguente):

- A. Assorbimento Base di almeno 600 MW
- B. Picco Assorbimenti nelle ore serali estive entro 1,5 GW



Domanda media di Potenza della rete Sarda (Terna)

Analisi FER

La Potenza Elettrica installata da Fonte Rinnovabile, che nel 2022 sommava 2,8 GW, è attualmente già arrivata a 3,5 GW, ovvero quasi il 60% della Capacità totale installata di 5,85 GW.

Anno	2022
Tipo capacità	Lorda
Etichette di riga	Somma di Potenza efficiente [MW]
Fotovoltaico	1.141
Cagliari	345
Nuoro	160
Oristano	152
Sassari	267
Sud Sardegna	217
Eolico	1.091
Cagliari	46
Nuoro	135
Oristano	97
Sassari	564
Sud Sardegna	248
Idrico	468
Cagliari	2
Nuoro	359
Oristano	30
Sassari	38
Sud Sardegna	39
Bioenergie	113
Cagliari	51
Nuoro	38
Oristano	3
Sassari	8
Sud Sardegna	13
Totale complessivo	2.812

Di questa Potenza, una parte è considerata “di maggior utilità” dal punto di vista della stabilità della Rete, sia in termini di Programmabilità che di Riserva Rotante, ovvero la Generazione Idroelettrica, assieme alle cosiddette “Bioenergie” (somma di Biomasse & Biogas).

In base ai Dati del Dispacciamento Terna, tale Capacità “di maggior qualità” raggiunge attualmente i 0,7 GW, mentre la Capacità più “volatile” del Fotovoltaico e dell’Eolico, che può essere prevista ed anche interrotta a piacimento si attesta già sui 2.8 GW¹⁹.

Dal punto di vista del Capacity Factor, in base ai Dati consuntivi di Terna la Fonte Rinnovabile attualmente più remunerativa in termini Energetici risultano le BioEnergie con quasi 5.000 ore/anno, seguite a distanza dall’Eolico con oltre 1.500 ore/anno, dal Fotovoltaico con 1.200 ore/anno, ed infine dell’Idroelettrico con 700 ore/anno. Interessante rilevare che la Capacità Teorica dell’Eolico risulta nell’intorno delle 2.000 ore, quella del Fotovoltaico sulle 1.500 ore; la notevole differenza è ascrivibile ai Noti problemi di Sovratensione a livello della Distribuzione MT/BT, ed ai Problemi di Sovracapacità della Trasmissione, che attraverso diverse modalità sostanzialmente tagliano le Produzioni Eoliche e Fotovoltaiche.

N.B.: il GSE remunera solo la mancata Produzione Eolica

A livello di media annuale, le FER Programmabili lavorano in media per 1.500 ore/anno, mentre le FER Prevedibili ed Interrompibili per 1.350 ore/anno.

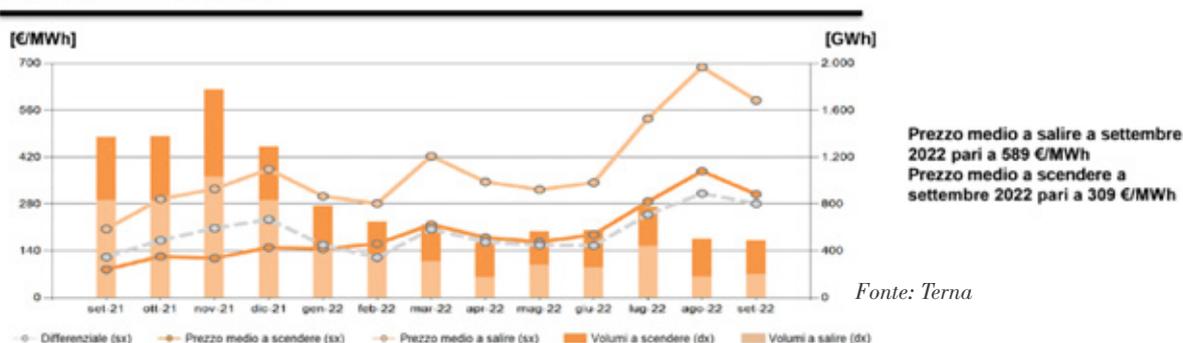
Dal punto di vista dei Bilanci Energetici, oggi la Generazione FER Sarda – producendo 4,8 TWh – già soddisfa quasi il 60% del Fabbisogno netto delle UtENZE di 8,1 TWh; entro il 2028 l’Energia FER risulta pari al fabbisogno delle Sardegnas;

Dal punto di vista delle Capacità, abbiamo visto che oggi la Rete Sarda dispone di 0,7 GW FER Programmabili assieme a 2,8 GW Prevedibili; tuttavia già dall’anno prossimo risulta una significativa quota di Potenza FER che non potremo esportare, e che dovremo pertanto accumulare affinché non vada “sprecata”, con il fenomeno della cosiddetta “OverGeneration”: tale problema risulta forse quello più critico, in quanto richiede notevoli e tempestivi interventi sia a livello di Trasmissione che di Distribuzione, Sistemi di Accumulo inclusi.

Il superamento del Prezzo Unico Nazionale, previsto dal 2025, rappresenta una grande opportunità per la Sardegna, che non deve essere persa: potrebbe diventare una delle aree in cui converrà fare impresa grazie ai prezzi bassi e stabili dell’energia.

Il fenomeno dell’”OverGeneration” può far aumentare gli oneri per la gestione del sistema, ma il sistema energetico ed il TSO si stanno adeguando alle nuove condizioni. Terna ha oggi un regime regolatorio output-based (è premiata se risparmia nel dispacciamento²⁰), che sta portando ottimi risultati. Le figure di seguito mostrano l’andamento dei servizi acquisiti nel MSD²¹ negli ultimi tre anni: si osserva una contrazione di volumi e prezzi in controtendenza rispetto alla crescita delle fonti rinnovabili.

Prezzi e volumi MSD ex ante

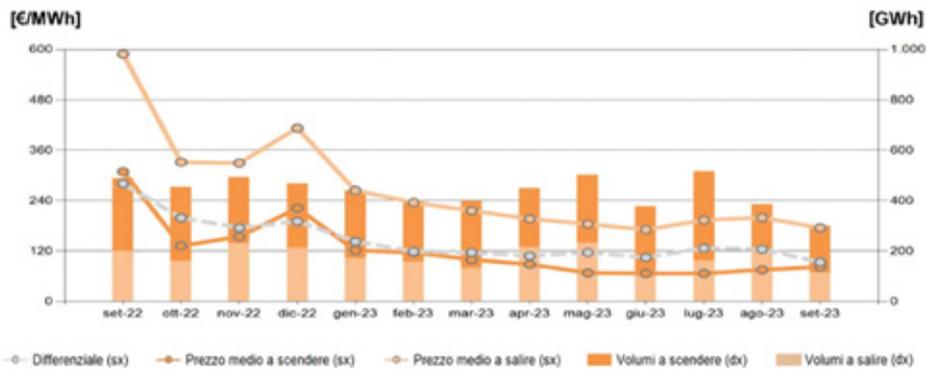


¹⁹ A tale proposito, rileviamo che sono già disponibili tecnologie destinate alle Fonti “Aleatorie” quali FV ed Eolico che consentono di sopperire alla Funzione di “Riserva Rotante”, e si tratta delle Tecnologie denominate “Grid-Forming”.

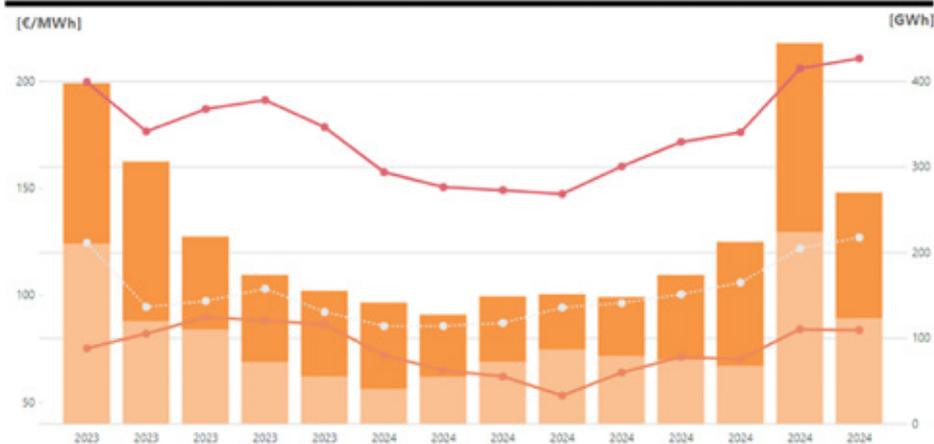
²⁰ Nel 2023 questa nuova modalità ha consentito di ridurre gli oneri di sistema di quasi 4 miliardi di Euro.

²¹ Mercato Servizi di Dispacciamento.

Prezzi e volumi MSD ex ante



Prezzi e volumi MSD ex ante



Il rapporto Draghi del 26 settembre 2024²² mette in evidenza come le FER possano rappresentare un vantaggio economico per regioni come la Sardegna. In modo particolare è importante che la Regione Autonoma della Sardegna sostenga e promuova gli aggiornamenti della rete per affrontare l'elettrificazione dell'economia ed evitare le strozzature. Ed è fondamentale disaccoppiare la remunerazione delle fonti rinnovabili dalla generazione per mezzo dei combustibili fossili, attraverso contratti a lungo termine (PPA²³ e CfD²⁴ a due vie) per limitare l'impatto del gas naturale sui prezzi dell'elettricità. In questo contesto la Regione Autonoma della Sardegna potrebbe favorire lo sviluppo di tali contratti con i produttori autorizzati a lavorare in Sardegna e le Comunità Energetiche Rinnovabili o le Amministrazioni locali, al fine di garantire prezzi che riflettano in modo adeguato il vantaggio competitivo della produzione green. In particolar modo, come suggerito nel rapporto Draghi, il decisore politico regionale potrebbe sostenere i PPA e CfD per gli utenti industriali e incoraggiare l'autoproduzione da parte di utenti particolarmente energivori, rafforzando lo stoccaggio e la flessibilità della domanda per tenere sotto controllo i costi totali del sistema, con un'adozione competitiva delle fonti rinnovabili.

Phase-Off

Centrali Termiche

La Potenza totale installata delle Centrali Termoelettriche, destinate alla sola Produzione di Energia Elettrica, è attualmente pari a 1,5 GW, ovvero quasi 2/3 della Potenza Termoelettrica installata di 2,4 GW:

Tipo capacità	Lorda
Anno	2022
Etichette di riga	Somma di Potenza efficiente [MW]
Non cogenerative	1.524,2
Altro genere	12,3
Cagliari	12,3
Ciclo combinato	38,2
Nuoro	38,2
Turbine a gas	177,2
Cagliari	177,2
Turbo espansione	17,4
Cagliari	17,4
Combustione interna	13,5
Nuoro	0,1
Oristano	1,0
Sassari	6,3
Sud Sardegna	6,1
Condensazione	1.265,7
Cagliari	22,8
Oristano	12,9
Sassari	640,0
Sud Sardegna	590,0
Cogenerative	864,7
Totale complessivo	2.389,0

Di questi 1,5 GW, oltre l'80% della Potenza corrisponde alle Centrali a Condensazione alimentate a Carbone c/o Fiume Santo (640 MW), e Portovesme (590 MW), che nel 2022 hanno prodotto circa 4,1 TWh rispetto ad un Totale di 13 TWh, ovvero solo il 30 % del Totale dell'Energia Elettrica Prodotta in Sardegna.

	MW installati	Capacity Factor [ore]	GWh nel 2022
Fiume Santo	640	4.441	2.842
Portovesme	590	2.208	1.303
Totali	1.230	3.370	4.145

L'analisi del Capacity Factor evidenzia la bassa percentuale di utilizzo di tali Centrali, in particolare quella di Portovesme, rispetto al tempo disponibile di oltre 8.700 ore/anno.

Dal punto di vista dei Bilanci Energetici, nel 2022 la Generazione Elettrica Sarda – producendo 9 TWh al netto delle due Centrali a Carbone – già riusciva a soddisfare sia il Fabbisogno netto delle Utenze di 8,1 TWh, sia quello della Rete pari a 8,9 TWh.

Dal punto di vista delle Capacità, nel 2022 la Rete Sarda già disponeva di 2,5 GW di Capacità Programmabile (import incluso, fossili non cogenerative escluse), oltre a 2,2 GW di Capacità Prevedibile, oltre che Interrompibile; oggi siamo già arrivati a 2,8 GW di Capacità Prevedibile, mentre entro l'anno prossimo avremo 2,6 GW di Capacità Programmabile, oltre a 3,8 GW di Prevedibile: includendo la nuova capacità di 530 MW di accumulo, è evidente la fattibilità tecnica di iniziare a rinunciare da aprile 2025 alle Fonti Fossili quali il Carbone non cogenerativo, in conformità al PNIEC:

Mese/anno	Capacità abilitata alla dismissione (MW)	Vincoli tecnici alla dismissione
Aprile 2025	445	Entrata in servizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste CM 2024
Gennaio 2028	250	Entrata in esercizio del primo cavo ramo Ovest Tyrrhenian Link
Gennaio 2029	265	Completamento del collegamento Tyrrhenian Link

Entro il 2030 la Sardegna potrà disporre di ben 4,1 GW di Capacità Programmabile, e di 7,8 GW di Capacità Prevedibile, per un totale di produzione di energia pari a circa 17 GWh. Nell'ipotesi di mantenere gli Assorbimenti delle Utenze allo stesso livello attuale, ovvero assorbimenti medi di 1 GW, con picchi di 1,5 GW, è evidente la fattibilità tecnica di rinunciare completamente alle Fonti Fossili non cogenerative, precedentemente rappresentate per un totale di 2,4 GW.

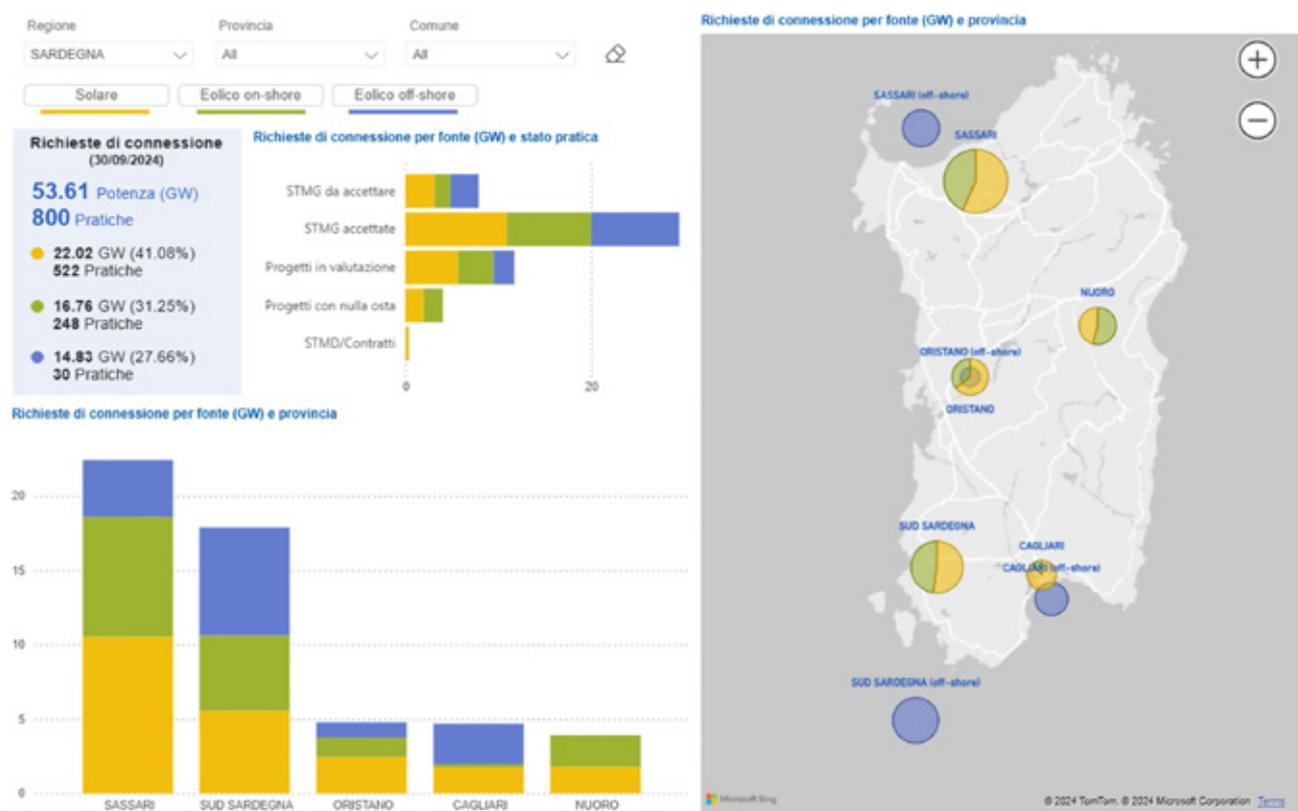
Guardando al 2040, ipotizzando la completa assenza di Fossili, grazie alle nuove interconnessioni RTN assieme ad Investimenti sull'Idroelettrico, la Capacità Programmabile sale a 4,6 GW, mentre la Capacità Prevedibile a 8,3 GW. In tale decade è prevista la possibilità di rinunciare anche alle Fonti Fossili Cogenerative, qualora si verificano le Condizioni Tecnico-Economiche, per un totale di 0,9 GW.

Allegato E

Richieste di connessione FER – Iter autorizzativo

Le richieste di connessione di nuovi impianti FER in Sardegna, aggiornati a ottobre 2024 (si veda la figura seguente), riguardano 53,61 GW di potenza per complessive 800 pratiche, di cui:

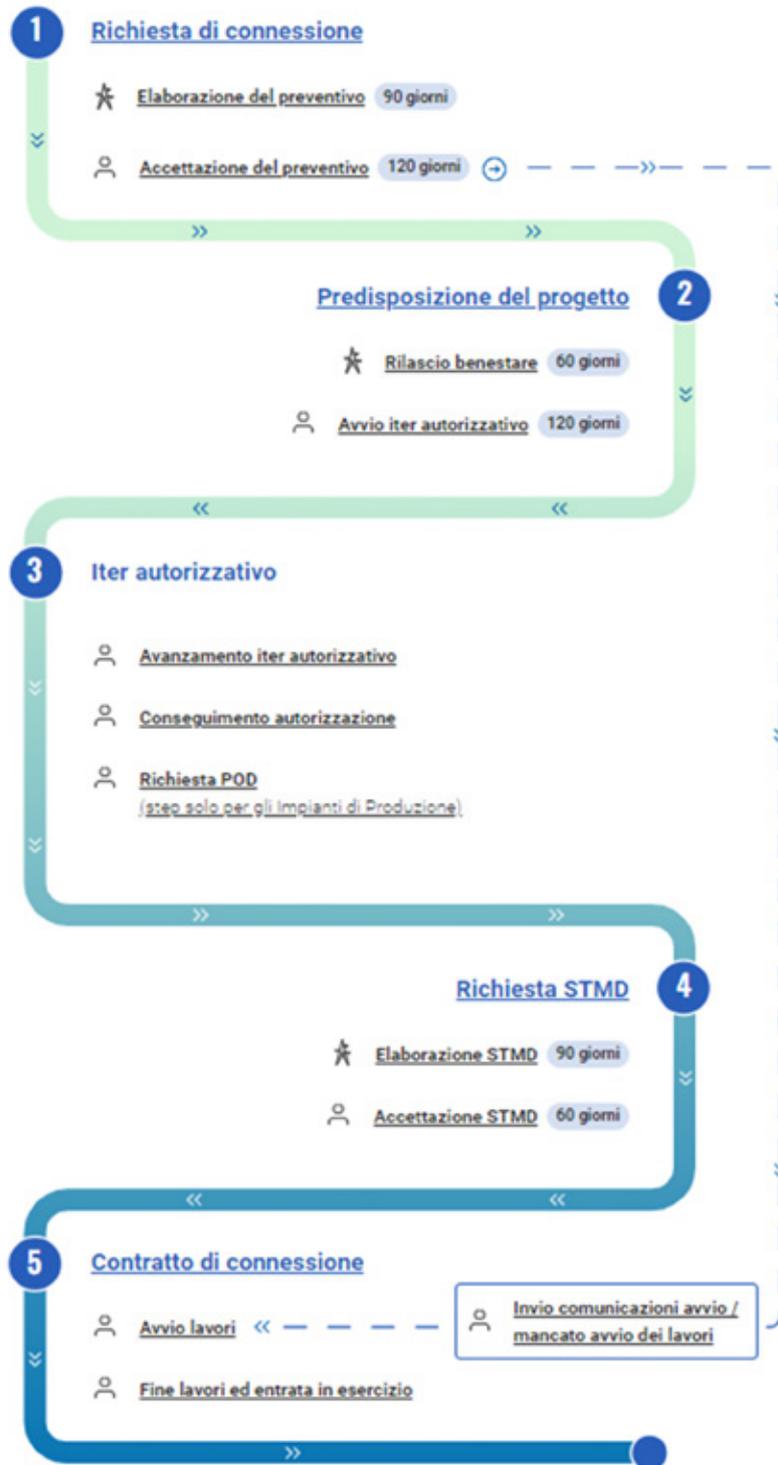
- 22,02 GW e 522 pratiche di solare (fotovoltaico, compresi gli impianti agrivoltaici)
- 16,76 GW e 248 pratiche di eolico on-shore
- 14,83 GW e 30 pratiche di eolico off- shore



Richieste di connessione di impianti FER a ottobre 2024 (Terna)

Rispetto ai numeri esaminati prima e relativi ai fabbisogni di energia elettrica della Sardegna (poco più di 8 GWh) e alle criticità della rete elettrica Sarda e dei collegamenti con il Continente è evidente che la stragrande maggioranza degli impianti per i quali è stata fatta richiesta di connessione non verrà mai realizzata.

Per fare chiarezza, occorre entrare nel merito dell'iter che porta dalla richiesta di connessione all'effettiva entrata in esercizio di un impianto FER:



Step necessari per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (Terna)

La richiesta di connessione prevede che l'ente gestore (e-Distribuzione per gli impianti in bassa e media tensione; Terna per gli impianti in alta tensione) predisponga un STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale), che definisce i criteri di allacciamento e il preventivo di spesa per la connessione dell'impianto. In caso di accettazione, l'utente deve versare entro 45 giorni il 30% della cifra preventivata al fine di riservarsi la disponibilità della linea elettrica più vicina.

Ma questo è solo il primo step della procedura di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale. Lo step successivo riguarda le procedure per l'autorizzazione degli impianti FER.

I regimi amministrativi per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili sono indicati all'art. 4 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (come sostituito dall'art. 18 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199). Essi comprendono²⁵:

- Comunicazione al Comune per le Attività in Edilizia Libera (CAEL), di cui all'art. 6, comma 11 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28.
- Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA), di cui all'art. 6-bis del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Il proprietario o chi abbia la disponibilità degli immobili interessanti dall'impianto e dalle opere connesse presenta al Comune, in formato cartaceo o in via telematica, una dichiarazione accompagnata da una relazione sottoscritta da un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attestino il rispetto delle norme di sicurezza, antisismiche e igienico-sanitarie (sono soggetti a tale procedura, ad esempio, i progetti di nuovi impianti fotovoltaici con moduli collocati sulle coperture di fabbricati rurali).
- Procedura Abilitativa Semplificata (PAS), di cui all'art. 6 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (corrisponde alla SCIA). Il proprietario dell'immobile o chi abbia la disponibilità sugli immobili interessati dall'impianto e dalle opere connesse presenta al Comune, mediante mezzo cartaceo o in via telematica, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attestino la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà del progetto con gli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Per la PAS vale il meccanismo del silenzio/assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS, senza riscontri o notifiche da parte del Comune, è possibile iniziare i lavori.
- Autorizzazione Unica (AU), di cui all'art. 5 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e all'art. 12 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. L'Autorizzazione Unica è rilasciata dalla Regione o dalle Province delegate dalla Regione, ovvero dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per impianti con potenza installata pari o superiore a:
 - A. 60 kW per gli impianti eolici
 - B. 50 kW per gli impianti fotovoltaici
 - C. 100 kW per gli impianti idroelettrici
 - D. 200 kW per gli impianti a biomasse
 - E. 300 kW per gli impianti a gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas

²⁵ Camera dei Deputati – XIX Legislatura – La normativa Statale per la realizzazione di impianti da fonti elettriche rinnovabili – Edizione aggiornata n. 47 – 30 luglio 2024

Tali valori sono indicati nella Tabella A del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, modificata dal Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito dalla Legge 29 luglio 2021, n. 108.

L'Autorizzazione Unica comprende:

- A. le valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 (verifica di assoggettabilità a V.I.A. e Valutazione di Impatto Ambientale-V.I.A.);
- B. il rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo, nel caso di impianti off-shore;
- C. il rilascio della concessione ai fini dell'uso delle acque, in caso di impianti di accumulo idroelettrico attraverso pompaggio puro (articolo 12, comma 3, Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387).

L'Autorizzazione Unica, inoltre:

- D. costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico (articolo 12, comma 3 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387);
- E. può essere chiesta unitamente alla dichiarazione di pubblica utilità e all'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, salvo che nel caso di impianti alimentati a biomassa, inclusi gli impianti a biogas, di produzione di biometano di nuova costruzione, e di impianti fotovoltaici. In relazione a questi ultimi, il proponente deve, invece, dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto (articolo 12, comma 4-bis del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387).

L'autorizzazione deve contenere, ai sensi dell'articolo 12, comma 4 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto o, per gli impianti idroelettrici, l'obbligo all'esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale.

Ai sensi dell'articolo 12, comma 3 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione, l'amministrazione precedente convoca la conferenza di servizi, a cui sono convocate tutte le amministrazioni interessate.

Il termine massimo per la conclusione del procedimento unico è pari a:

- A. sessanta giorni, al netto dei tempi previsti per le eventuali procedure di valutazione ambientale (verifica di assoggettabilità a V.I.A. e V.I.A.)
- B. novanta giorni nel caso dei progetti localizzati in aree sottoposte a vincolo culturale o paesaggistico ai sensi del Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, non sottoposti a verifica di assoggettabilità a V.I.A. o a V.I.A.

Al di sotto delle soglie di cui alla Tabella A del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, gli impianti rientrano nel campo di applicazione della Procedura Autorizzativa Semplificata (PAS) o della comunicazione al Comune, a seconda della tecnologia, della taglia e della potenza. Le Regioni hanno facoltà di ampliare il campo di applicazione della PAS ad impianti di potenza fino a 1.000 kW (1 MW).

Ai sensi del Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152:

- sono sottoposti a verifica di assoggettabilità a V.I.A. di competenza delle Regioni e delle Province

Autonome di Trento e Bolzano gli impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW (Allegato IV alla parte seconda, punto 2, lettera b));

- sono sottoposti a VIA Statale gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW (Allegato II alla parte seconda, punto 2).

Tuttavia, dette soglie sono state elevata da 1 a 12 MW e da 10 a 25 MW ai sensi dell'articolo 47, comma 11-bis del Decreto Legislativo 24 febbraio 2023, n. 13, come da ultimo modificato dall'articolo 9, comma 9-sexies del Decreto Legislativo 9 dicembre 2023, n. 181, purché:

- l'impianto si trovi in aree idonee, ai sensi dell'articolo 20 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ivi incluse le aree idonee ex lege "nelle more" ai sensi del comma 8;
- l'impianto si trovi nelle zone e nelle aree (di cui all'articolo 22-bis del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199) a destinazione industriale, artigianale e commerciale, nonché in discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati ovvero in cave o lotti o porzioni di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento, o comunque,
- l'impianto sia situato al di fuori delle aree sensibili e vulnerabili individuate alla lettera f) dell'allegato 3 del D.M. 10 settembre 2010. Queste includono i siti Unesco, le aree soggette a vincolo culturale o paesaggistico, le aree naturali protette, le zone umide di importanza internazionale, i siti Rete Natura 2000, le Important Bird Areas, le aree agricole IGP, DOC, STG, DOCG, le aree caratterizzate da dissesto o rischio idrogeologico secondo i Piani di Assetto Idrogeologico.

Norme speciali sono poi previste per gli impianti fotovoltaici in aree agricole e in particolare per gli impianti agrivoltaici che adottino soluzioni integrative innovative, con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. In tal caso, oltre a poter accedere ai meccanismi di incentivazione, se distano non più di 3 km da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale, possono sempre essere sottoposti a PAS (art. 6, comma 9-bis del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28)

L'art. 49 del Decreto Legge 24 febbraio 2023, n. 13 ha previsto, inoltre, che gli impianti fotovoltaici in aree agricole, se posti al di fuori di aree protette o appartenenti a Rete Natura 2000, previa definizione delle aree idonee, siano considerati manufatti strumentali all'attività agricola e siano liberamente installabili da imprenditori agricoli o da società a partecipazione congiunta con i produttori di energia elettrica alle quali è conferita l'azienda o il ramo di azienda da parte degli stessi imprenditori agricoli. Ciò a condizione che:

- A. i pannelli solari siano posti sopra le piantagioni ad altezza pari o superiore a due metri dal suolo, senza fondazioni in cemento o difficilmente amovibili;
- B. le modalità realizzative prevedano una loro effettiva compatibilità e integrazione con le attività agricole.

Una volta completato l'iter autorizzativo si può richiedere il POD e, quindi, la Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD), ovvero la soluzione per la connessione elaborata dal Gestore in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione e rappresentante il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli impianti.

L'elaborazione della STMD prevede un massimo di 90 giorni e la sua accettazione un massimo di 60 giorni.

A questo punto si possono avviare i lavori e, al termine, entrare in esercizio.

Da quanto fin qui esposto, appare evidente che occorre evitare il fenomeno della saturazione virtuale della rete, derivante dal fatto che i TSO e i DSO²⁶ accettano tutte le richieste ed a tutte le richieste forniscono la STMG²⁷ per la connessione, il che crea ingiustificate paure di assalti per 53,78 GW di richieste di connessione. Si ritiene necessario che ARERA risolva questo problema a livello regolatorio. Un'inversione del processo potrebbe partire dal nuovo PEARS (Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna), con un processo decisionale invertito che, una volta identificate le compensazioni e gli obblighi dei produttori, possa avviare dei bandi regionali per l'identificazione delle aree e, quindi, l'iter con i soggetti deputati, inclusi TSO e DSO.

Allegato F

Agrivoltaico – Analisi del Potenziale

Le aree interne della Sardegna, distanti dalle mete turistiche internazionali ma anche dai residui poli industriali, sta da anni vivendo un fenomeno di spopolamento che è possibile definire allarmante. Le scarse prospettive di sviluppo economico stanno facendo sì che i giovani abbandonino il loro territorio per trasferirsi nei poli principali e, spesso, anche fuori regione.

Particolarmente colpito da questa dinamica è il settore agricolo, che pure vanta produzioni di eccellenza nazionale e non solo. Spesso la remunerazione dell'attività è poco attrattiva e accompagnata da elevate incertezze, ampliate dall'acuirsi dei fenomeni legati al cambiamento climatico.

Il recente sviluppo dell'agrivoltaico, ovvero una armoniosa e reciprocamente fruttuosa coesistenza di attività agricola e fotovoltaica, potrebbe essere un elemento rilevante sia per il rilancio delle attività agricole con ricadute positive su economia locale e spopolamento sia per garantire lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili e la conseguente decarbonizzazione della produzione di energia elettrica.

Nel modello sviluppato per la simulazione della produzione e dei consumi nella Regione Sardegna abbiamo immaginato che occorra sviluppare entro il 2030 0,6 GW di potenza aggiuntiva da agrivoltaico, parte dei 6,26 GW richiesti dal Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 21 giugno 2024.

Tale nuova potenza nominale di agrivoltaico comporta una necessità di impegnare 2.000 ettari di terreno agricolo irriguo, che deve essere irrigato soprattutto dai consorzi di bonifica presenti nel territorio, che vanno attualmente a servire le aree più densamente coltivate.

I benefici di un impianto agrivoltaico sul territorio sono rappresentati nel seguente schema:



*FTE (Full-time equivalent): indica il numero di risorse necessarie, o effettivamente consumate, per svolgere un'attività o per attuare un progetto. Il valore è ottenuto dalla somma di tutte le ore lavorative erogate dal personale in un anno, part-time e full-time, divisa per il numero delle ore di lavoro di un dipendente a tempo pieno.

Le imprese agricole in Sardegna sono numerose e impiegano molte persone, ma sono caratterizzate da produzioni a basso valore come le foraggiere e i pascoli e inoltre sono di piccole dimensioni e condotte da capi d'azienda anziani e con titoli di studio bassi. Nel futuro, secondo gli scenari del Piano di Adattamento al Cambiamento Climatico, l'agricoltura sarà soggetta a temperature più alte, prolungati periodi di caldo e siccità e precipitazioni intense concentrate nel periodo autunnale. Tra le azioni suggerite dal Piano vi è il ricorso all'agricoltura di precisione, che ottimizza gli input di produzione assicurando maggiore produttività anche in presenza di input limitati. L'agricoltura di precisione richiede tuttavia un cambiamento della professionalità del comparto agricolo, poiché è un settore ad alta intensità tecnologica e necessita di competenze a cavallo tra l'agronomia e l'ICT. Nel contesto della Sardegna e di un futuro soggetto all'aumento dei rischi climatici, l'agricoltura di precisione può rappresentare una via per aumentare la produttività e il valore delle colture, nonché un modo per trattenere o importare competenze di alto profilo che prendano il testimone dall'attuale generazione di imprenditori agricoli.

Gli impianti agrivoltaici consentono di realizzare l'agricoltura di precisione con un finanziamento che deve essere richiesto alle società private finanziatrici dei progetti agrivoltaici, che per il loro costo non sarebbe possibile realizzare viste le disponibilità economiche delle Aziende Agricole esistenti.

In uno studio prodotto dalla società AGICI esperta in consulenza aziendale abbiamo sviluppato un modello che calcola i seguenti ritorni dell'agrivoltaico confrontati con altre due ipotesi di campo incolto e di campo con la sola agricoltura. I risultati sono i seguenti:

I benefici dello sviluppo agrivoltaico

Confronto tra i tre scenari – valori cumulati al 2050

	SCENARIO BASE No fotovoltaico + campo incolto	SCENARIO 1 Solo attività agricola	SCENARIO 2 Sviluppo agrivoltaico
Costi evitati da gestione impianti termoelettrici	0	0	7.939.685
Gas evitato (Mln di mc)	0	0	65
Carbone evitato (ton)	0	0	20.347
Olio combustibile evitato (ton)	0	0	2.323
Emissioni di CO ₂ evitate (ton)	0	0	222.226
Emissioni di NO _x e SO _x evitate (ton)	0	0	150
Beneficio sociali da emissioni evitate (€)	0	0	15.373.480
Margine agricoltore (€)	0	1.506.843	2.783.791
Nuova occupazione (FTE/anno)	0	147	205
Beneficio occupazionale (€)	0	1.917.988	2.897.873

Da questi numeri si può notare il grande impatto evolutivo dell'economia delle aziende agricole in Sardegna, che supera di molto gli attuali incentivi PAC, che non sempre consentono alle stesse Aziende agricole di avere disponibilità economiche per pensare ad uno sviluppo diffuso.

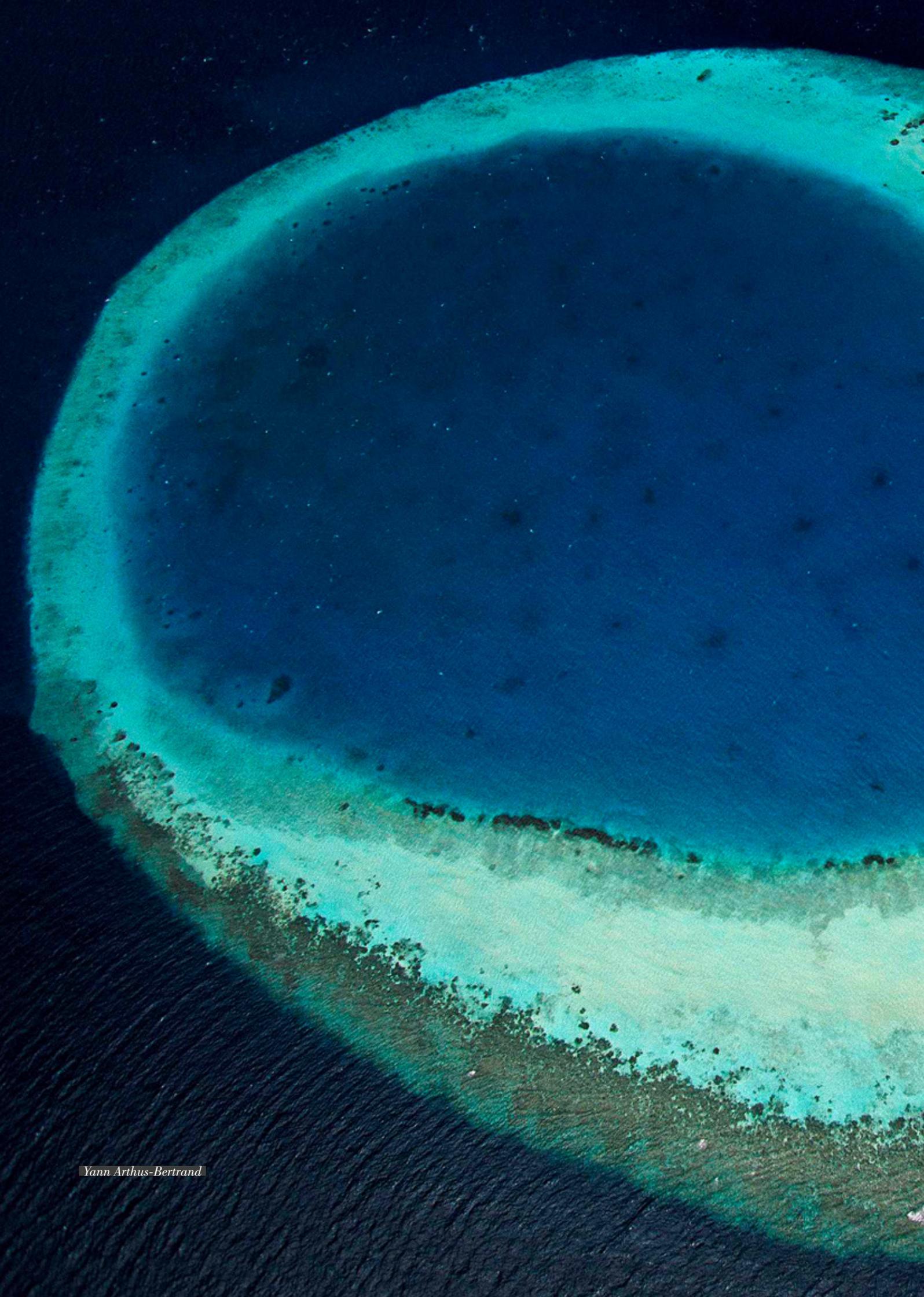
Mettendo insieme i benefici ed i costi sia della società finanziatrice che produce l'energia, sia quelli della società agricola si ottiene la seguente tabella costi/benefici:

Valori cumulati al 2050	
Totale costi	13.808.813 €
Costi impianto agrivoltaico (capex+opex)	9.830.144 €
Costi affitto terreno	1.276.948 €
Costi produzione agricola inclusa occupazione	2.701.721 €
Benefici	42.544.084 €
Costi evitati da combustibili fossili	19.046.777 €
Ricavi da vendita prodotti agricoli	3.949.007 €
Ricavi da canone affitto terreno	1.276.948 €
Beneficio occupazionale	2.897.873 €
Beneficio sociale da emissioni evitate	15.373.480 €
Beneficio netto	28.735.271 €
Rapporto beneficio/costi	3,1

La coesistenza dei due partner produttore elettrico e produttore agricolo consente di sviluppare una partnership che sviluppa un beneficio 3 volte superiore ai costi sostenuti, con un vantaggio sbilanciato a favore del produttore agricolo.

In conclusione, possiamo sintetizzare i seguenti concetti:

- A. ogni euro investito per lo sviluppo di impianti agrivoltaici genera 3,10 € di benefici
- B. grandi benefici solo legati ai combustibili fossili evitati (19 milioni di €) e alla conseguente riduzione delle emissioni climalteranti (15 milioni di €) sino al 2050
- C. lo sviluppo dell'impianto agrivoltaico consente di creare reddito aggiuntivo per l'agricoltore. I ricavi da affitto terreno e canone partnership rappresentano il 46% del guadagno totale dell'agricoltore
- D. rilevante anche il beneficio occupazionale: 12 FTE nel primo anno e 8 FTE negli anni successivi per un valore medio annuo di 111.457 €.
- E. l'agrivoltaico permette di eliminare il conflitto tra produzione agricola e generazione di energia sulla stessa porzione di terreno, soprattutto in un'area a elevata vocazione agricola come quella della Sardegna, apportando rilevanti vantaggi in termini di minore degrado e di maggior rendimento del territorio.



Allegato G

Comunità Energetiche Rinnovabili e Autoconsumo

La comunità energetica rinnovabile (CER) è la modalità più significativa del coinvolgimento dei cittadini, delle utenze finali che consumano e quelle che producono in un determinato territorio che permette di attuare una filosofia di benefici per la collettività di natura ambientale (per effetto delle rinnovabili e dell'efficienza del consumo), sociali (attenzione alle esigenze delle persone della comunità e non solo) ed economiche (benefici economici gestiti secondo lo spirito della comunità). La CER ha senso in quanto attiva un efficiente rapporto tra consumo e produzione, minimizzando l'onere delle infrastrutture e abituando l'utenza a fruire dell'energia con intelligenza.

Nei fatti le CER sono comunità attente all'efficienza nell'uso dell'energia, preservando l'ambiente attraverso l'uso delle rinnovabili e la riduzione degli sprechi, e a ricavarne un beneficio sociale che si attiva anche attraverso il riscontro economico. Tale beneficio è utilizzato secondo la logica che la stessa comunità intende darsi attraverso il suo statuto. In tal modo il beneficio economico si può utilizzare per superare la povertà energetica, attivare servizi o supporti per la comunità di varia natura o ridistribuire parte del beneficio economico sugli utenti.

In questa parte del documento si vuole prospettare l'oggettiva rilevanza ricoperta da un adeguato, opportuno ed idoneo impiego del servizio di autoconsumo dell'energia prodotta da energia rinnovabile.

Il servizio per l'autoconsumo diffuso è erogato dal GSE per le previste configurazioni di autoconsumo di energia.

Esso è disciplinato dal Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, per la regolazione dell'autoconsumo diffuso – Testo Integrato Autoconsumo Diffuso, c.d. TIAD²⁸ – e dal Decreto CACER, i cui contenuti sono finalizzati al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. Nei fatti esso regola, ai sensi dell'articolo 8 del decreto legislativo n. 199 del 2021, le modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h), e definire criteri e modalità per la concessione dei contributi previsti dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 (Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo) del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (d'ora in avanti PNRR).

Decreto CACER e TIAD definiscono, in estrema sintesi, le regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, finalizzate alla determinazione e valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (autoprodotta, autoconsumata e incentivata, come definite nell'Allegato 1, all'Appendice A del citato TIAD).

²⁸ Testo redatto dall'Autorità Regolatore di Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Ai sensi del TIAD, le tipologie di configurazione ammesse al servizio sono le seguenti:

- A. autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione o sistema di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione (nel seguito, autoconsumatore a distanza)²⁹;
- B. gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili (nel seguito, gruppo di autoconsumatori)³⁰;
- C. comunità energetica rinnovabile o Comunità di Energia Rinnovabile (nel seguito, CER);
- D. cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione (nel seguito, cliente attivo a distanza);
- E. gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente (nel seguito, gruppo di clienti attivi);
- F. Comunità Energetica dei Cittadini (nel seguito, CEC);
- G. autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta.

Si ricorda che, per effetto dei contenuti previsti dal Decreto CACER, le tipologie di configurazione che accedono alla tariffa incentivante sono le seguenti:

- A. autoconsumatore a distanza;
- B. gruppo di autoconsumatori;
- C. CER,

mentre, le tipologie di configurazione ammesse ai benefici della misura PNRR sono le seguenti:

- A. gruppo di autoconsumatori;
- B. CER.

Considerate le finalità precipue di ciascuna delle configurazioni possibile e le premialità e i vantaggi riservati ad alcune di queste, si è scelto di focalizzare un'attenzione particolare sulla configurazione denominata Comunità di Energia Rinnovabile (CER). Al fine di restituire una migliore contestualizzazione delle opportunità connesse all'utilizzo del servizio di autoconsumo diffuso nell'ambito della transizione energetica nei termini trattati e prospettati nel presente documento, si è adottato un approccio che terrà in opportuna considerazione gli effetti ritenuti utili in merito all'Elettrificazione, l'Efficienza Energetica, la Digitalizzazione energetica, la produzione di fonti rinnovabili di energia e la gestione dell'energia in maniera programmabile.

Le CER

Le CER sono aggregazioni volontarie di cittadini, imprese, enti religiosi, enti del Terzo settore ed enti locali che, partecipando attivamente e in modo collaborativo, producono, consumano e gestiscono energia da fonti rinnovabili a livello locale. Il coinvolgimento diretto dei membri delle CER è essenziale, dove ognuno riveste un ruolo specifico:

- Consumer (consumatore di energia)
- Prosumer (produttore e consumatore)
- Investitore/Produttore, finanziatore e/o gestore di impianti tecnologici di produzione di energia, dedicati al soddisfacimento della domanda di energia dei membri della CER.

La sinergia tra ruoli permette di scambiare energia (al momento in modalità virtuale) tra i membri della comunità, ottimizzare e massimizzare i benefici derivanti dall'autoconsumo diffuso:

- riduce la spesa energetica;
- promuove la sostenibilità energetico-ambientale;
- aumenta l'indipendenza energetica;
- rafforza il senso di comunità;
- attiva iniziative di carattere sociale.

L'energia prodotta all'interno del perimetro della CER da fonti rinnovabili, immessa in rete da un impianto dedicato, e acquistata dalla rete, da uno dei membri della CER, nella medesima ora di riferimento, genera dell'energia definita "condivisa". L'energia condivisa è quella rilevante ai fini dell'ottenimento delle premialità e dei benefici economici previsti dalla vigente normativa.

In Italia, il quadro normativo di riferimento è definito dal Decreto Legislativo 199/2021, che recepisce le direttive europee RED II (2018/2001/UE) e IEM (2019/944/UE).

La Regione Sardegna è caratterizzata da un contesto ideale per lo sviluppo delle CER, grazie alla copiosa presenza di risorse naturali rinnovabili, come l'irraggiamento solare ed il vento, capaci di alimentare impianti tecnologici in grado di produrre energia in modo sostenibile. Tale contesto, qualora interpretato in modo coerente ed innovativo, può contribuire in modo significativo alla transizione energetica dell'isola ed al rispetto dei parametri di produzione di energia rinnovabile previsti dal Burden Sharing, promuovendo l'autoconsumo di energia rinnovabile, la riduzione delle emissioni di gas serra e la creazione di nuove opportunità economiche e sociali per le comunità locali ed i territori.

Contesto regionale

Il legislatore regionale è intervenuto sul tema con la Legge regionale 13 ottobre 2022, n. 15 – Disposizioni in materia di energia e modifiche alla legge regionale n. 9 del 2006, le cui finalità, in coerenza con gli obiettivi sanciti dalla Strategia regionale per lo sviluppo sostenibile, sono di garantire lo sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, attraverso l'esercizio della potestà legislativa e regolamentare su pianificazione, produzione, trasporto, distribuzione e utilizzazione dell'energia.

La Regione Sardegna, in linea con le strategie e misure volte a conseguire gli obiettivi ed i traguardi dell'Unione europea relativi alle emissioni dei gas ad effetto serra, promuove azioni ed iniziative di politica energetica volte a raggiungere diversi importanti obiettivi, tra i quali:

- Garantire continuità e sicurezza dell'approvvigionamento energetico a condizioni accessibili per cittadini e imprese;
- Assicurare agli utenti finali la disponibilità di vettori energetici con minore impatto ambientale a condizioni economiche e di sicurezza simili ai livelli nazionali;
- Promuovere le fonti energetiche rinnovabili in un'ottica sostenibile e integrata di sviluppo del territorio;
- Incrementare l'efficienza e il risparmio energetico mediante un uso razionale ed efficiente delle fonti rinnovabili di energia;
- Determinare le condizioni per un equo accesso alle risorse energetiche, anche per la tutela di soggetti e comunità socialmente, territorialmente ed economicamente svantaggiati.

In considerazione del contesto legislativo-normativo in vigore e dell'elevato potenziale di opportunità rappresentato da un coerente ed efficace utilizzo delle configurazioni CER sul territorio regionale, si vogliono proporre degli scenari, ritenuti calzanti ed appropriati per offrire possibili risposte alle reali necessità espresse dai territori e manifestate dalle Municipalità della Sardegna.

Inoltre, la citata L.R. n.15 del 13/10/2022 prevede, tra gli altri adempimenti, che gli Enti Locali (obbligatoriamente per quelli con popolazione superiore ai 5.000 abitanti), in forma singola o associata, provvedano all'adeguamento della propria programmazione energetica agli indirizzi di politica energetica regionale stabiliti nel PEARS (Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna), e agli obiettivi di adattamento previsti nella Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC), mediante l'adozione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile ed il Clima (PAESC) e, laddove già adottati, all'aggiornamento, con conseguente attivazione del successivo monitoraggio periodico. Il PAESC è un documento programmatico con il quale gli Enti Locali pianificano le proprie azioni di mitigazione delle emissioni di CO2 e di adattamento ai cambiamenti climatici, per aumentare la resilienza dei propri territori e raggiungere gli obiettivi fissati dal Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia, tra i quali:

- ridurre le emissioni di CO2 di almeno il 40% entro il 2030 e giungere alla neutralità carbonica entro il 2050;
- aumentare l'efficienza energetica e il ricorso a fonti rinnovabili;
- preparare il territorio alle mutazioni del clima.

La Regione Sardegna supporta gli Enti Locali nella redazione e nel monitoraggio dei PAESC, promuovendo l'elaborazione di piani congiunti su scala sovracomunale, anche in coerenza con il percorso verso la costituzione di Comunità di Energia locali.

Lo scenario proposto da questa Commissione dell'OIC, consiste nella valorizzazione coerente e sinergica degli strumenti in disponibilità delle Municipalità e degli Enti Locali, in materia di programmazione energetico-ambientale e di promozione e supporto della penetrazione delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) nelle comunità locali.

Attraverso le informazioni contenute all'interno dell'Inventario Base delle Emissioni (IBE), elemento fondamentale del PAESC, è possibile avere un riferimento attendibile (statico, riferito all'anno considerato per la definizione della baseline) in merito alla domanda di energia, distinta per vettore e per soggetto utilizzatore, dell'intero territorio comunale. Mediante questo strumento, si dispone di una mappatura "ufficiale" relativa alle utenze pubbliche degli Edifici, attrezzature/ impianti comunali e dell'Illuminazione pubblica, alle utenze private degli Edifici residenziali e degli Edifici, attrezzature/ impianti terziari ed alle utenze destinate ad attività agricole e industriali (no ETS).

Al momento un discreto numero di Municipalità ha già provveduto o sta provvedendo alla redazione del PAESC, per cui si è ritenuto funzionale utilizzare i dati certi, contenuti nei documenti disponibili, per costruire un modello in grado di simulare la domanda di energia territoriale di tutte quelle Municipalità per le quali non è ancora disponibile un PAESC. Nel modello per la simulazione, si è tenuto conto della popolazione presente in ciascun comune, valutando eventualmente delle specificità peculiari (estensione territoriale, densità abitativa, altitudine sul livello del mare, ventosità, etc. ...), ritenuti significative ai fini di determinazione della più probabile domanda di energia.

area territoriale	area territoriale Provincia	Comuni [n°]	incidenza su Totale [%]	Popolazione [n° abitanti]	incidenza su Totale [%]	< 5'000 ab.		> 5'000 ab.	
						[n°]	[%]	[n°]	[%]
Città Metropolitana di Cagliari (CMCA)	CMCA	72	19%	544.233	34%	52	14%	20	5%
Città Metropolitana di Sassari (CMSS)	CMSS	66	18%	316.395	20%	57	15%	9	2%
Medio-Campidano (MC)	VS	28	7%	91.861	6%	21	6%	7	2%
Gallura - Nord-Est (NE)	NE	26	7%	158.073	10%	21	6%	5	1%
Nuoro (NU)	NU	53	14%	146.534	9%	47	12%	6	2%
Ogliastra (OG)	OG	22	6%	53.197	3%	20	5%	2	1%
Oristano (OR)	OR	87	23%	150.636	10%	83	22%	4	1%
Sulcis-Iglesiente (SI)	SI	23	6%	118.059	7%	17	5%	6	2%
TOTALE	TOTALE	377	100%	1.578.988	100%	318	84%	59	16%

Tabella 1 - Incidenza popolazione e numero di comuni per area territoriale.

area territoriale	<500	fino a 1.000	fino a 1.500	fino a 2.000	fino a 3.000	fino a 4.000	fino a 5.000	fino a 15.000	fino a 30.000	fino a 60.000	oltre 60.000	TOTALE
Città Metropolitana di Cagliari (CMCA)	2	12	10	8	11	4	5	12	6	0	2	72
Città Metropolitana di Sassari (CMSS)	11	20	6	5	9	2	4	6	1	1	1	66
Medio-Campidano (MC)	5	5	4	2	2	1	2	7	0	0	0	28
Gallura - Nord-Est (NE)	0	1	3	3	7	4	3	4	0	0	1	26
Nuoro (NU)	7	10	6	9	13	2	0	5	0	1	0	53
Ogliastra (OG)	1	3	6	3	3	4	0	2	0	0	0	22
Oristano (OR)	33	15	13	6	11	2	3	3	0	1	0	87
Sulcis-Iglesiente (SI)	0	2	6	1	3	3	2	4	2	0	0	23
TOTALE	59	68	54	37	59	22	19	43	9	3	4	
	16%	18%	14%	10%	16%	6%	5%	11%	2%	1%	1%	

Tabella 2 - Comuni per classi di popolazione.

Considerando i dati di ingresso desunti dall'IBE dei PAESC del solo vettore energia elettrica e contabilizzando in maniera ponderata e selettiva le utenze afferenti alla PA, alle residenze private, alle attività commerciali e servizi sociali, si è eseguita una mappatura della domanda di energia per tutti i 377 comuni della Sardegna.

Tenendo in opportuna considerazione, inoltre, della prevalente presenza di comuni con meno di 5'000 abitanti (84%), si considera strategico adottare logiche di aggregazione dei comuni, magari considerando eventuali Unioni o Comunità Montane già esistenti, al fine di creare contesti di ottimizzazione e di economia circolare, per effetto di esistenti peculiarità o particolari abilità selettive, in grado di valorizzare la massa critica generata e/o la specificità dei luoghi o delle competenze.

i risultati della simulazione hanno restituito un valore complessivo di fabbisogno di energia elettrica nelle ore di disponibilità di energia rinnovabile di circa 1'200'000 MWh (1.200 GWh), che potrebbe esser soddisfatta mediante l'energia prodotta da impianti solari fotovoltaici per una potenza complessiva di circa 920 MW_p.

Sarebbe interessante integrare la possibile produzione di energia da eolico e da biomasse "programmabili", così da estendere il perimetro della domanda considerata, che ora vede il suo computo limitato alle ore di irraggiamento solare.

Nel perimetro di azione di una CER, la definizione di questo fabbisogno di energia potrebbe aumentare significativamente, disponendo di dati più precisi e di dettaglio relativi alle bollette energetiche degli Enti Locali e di ciascuno dei membri afferenti alla Comunità di Energia. Per questa ragione sono da promuovere e supportare le manifestazioni pubbliche di interesse, al fine di facilitare la costituzione e l'avvio delle CER. Al momento si è volutamente trascurata la componente di fabbisogno derivante dalla diffusione della mobilità elettrica, che da stime e riferimenti di letteratura potrebbe incidere per una quota fino al 4/5% della domanda complessiva.



Bibliografia

BIRDIE-S – Build the Innovative Renewable and Digitally Inclusive Electrified – Sardinia – AA.VV.
(Università degli Studi di Cagliari; Politecnico di Torino; Enel Foundation)

Piano di sviluppo 2023 – Overview (Terna S.p.A.)

Rapporto adeguatezza Italia 2023 (Terna S.p.A.)

Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo infrastrutturale 2023 (Terna S.p.A.)

Programmazione territoriale efficiente

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/econnection> (Terna S.p.A.)

Transparency Report: la piattaforma

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report> (Terna S.p.A.)

Evoluzione del mercato elettrico

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico> (Terna S.p.A.)

Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabili per la Sardegna – AA.VV.

(Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases, Università degli Studi di Padova; Politecnico di Milano)

La Transizione energetica – Prof. Fabrizio Pilo, attuale Prorettore delegato per il territorio e l'innovazione, sessennio 2021/2027 (InFormazione, Rivista dell'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Cagliari, n. 2, anno 2020)

Benefici dello sviluppo dell'Agrivoltaico diffuso in Sardegna – AA.VV. (Osservatorio Internazionale sull'Economia e la Finanza delle Rinnovabili (OIR) – AGICI Finanza d'impresa)



Michael Kenna



Ordine degli Ingegneri della Provincia di Cagliari
via Tasso 25, 09128 Cagliari
070.499.703
www.ingegneri-ca.net

*Questo lavoro è parte del Progetto Officine
reso possibile grazie al contributo della Regione Autonoma della Sardegna
Assessorato della pubblica istruzione, beni culturali, informazione, spettacolo e sport*