

SARDINIA SUSTAINABILITY SUMMIT

Energia sostenibile: sfida e opportunità

Fabrizio Pilo

Università degli Studi di Cagliari



6 giugno 2025

Il gruppo di lavoro



Maurizio Delfanti

Giuliano Rancilio

Giuseppe Muliere

Marianna Pozzi

Fabrizio Fattori

(Università degli studi
dell'Insubria)



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI CAGLIARI**

Fabrizio Pilo

Simona Ruggeri



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

Arturo Lorenzoni

Linda Cerana

Giovanni Cappena

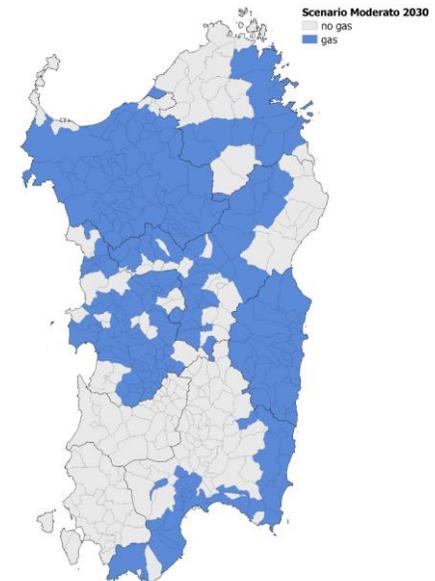
Contesto

- Il Paese va verso la progressiva decarbonizzazione del sistema energetico: il PNIEC rispetta gli obiettivi UE proponendo -55% di emissioni di CO2 rispetto al 2005.
- La pianificazione energetica offre una dettagliata stima degli interventi necessari:
 - PNIEC → un obiettivo di produzione e **capacità FER installata a livello italiano**.
 - Decreto Aree Idonee (giugno 2024) → «**burden sharing**» tra le **Regioni italiane**.
 - Documento di Descrizione degli Scenari 2024 a cura di TERNA-SNAM → **fabbisogno di accumuli al 2030 per zona** di mercato elettrico.
- Mentre nel resto d'Italia la transizione passa per l'uso del gas metano (per un periodo), in Sardegna il metano non è oggi utilizzato, per assenza storica di infrastrutture.
- Già altri studi si sono chiesti se la decarbonizzazione in Sardegna possa passare per una elettrificazione diretta alimentata da rinnovabili oppure se sono necessari nuovi investimenti in combustibili fossili (UniCa, RSE, WWF).

Questo studio ripropone la stessa domanda, forte delle basi di informazione divenute disponibili nel corso del tempo, che delineano meglio il quadro dei vincoli. Ci si concentra sul 2030, con uno sguardo alla piena decarbonizzazione nel 2050.



Transiti interzonalì 2030.
Fonte: Terna-Snam



Bacini «metanizzabili» secondo uno scenario moderato. Fonte: RSE

Obiettivi dello studio: determinare il costo sistemico dei vari scenari considerati

- Il modello impiegato (NEMeSI) è in grado di determinare la traiettoria ottima di un sistema energetico, avendo un punto di vista «societal», cioè considerando:
 - CAPEX e OPEX di asset dispiegati in base a dinamiche di mercato;
 - CAPEX e OPEX di asset infrastrutturali (regolati);
 - esternalità ambientali (emissioni);
 - su un orizzonte temporale definito (2030; 2050).
- In questo studio, i vincoli al contorno (riduzione emissioni; potenziali delle FER; asset esistenti; infrastrutture necessarie; ecc) sono stati cristallizzati in alcune **configurazioni pre – impostate** → ciascuna configurazione corrisponde a uno scenario studiato.
- Si è poi ottimizzata la traiettoria del sistema energetico della Sardegna in termini di total annualized cost (TAC) corrispondenti a ciascuno dei **quattro scenari**.
- Si sono ricavate in esito informazioni su **capacità installate** (produzione elettrica), **tecnologie adottate** (usi finali), flussi energetici, capex e opex, prezzi.

Domanda di servizi energetici al 2030

Fabbisogno elettrico

≈ 8,0 TWh

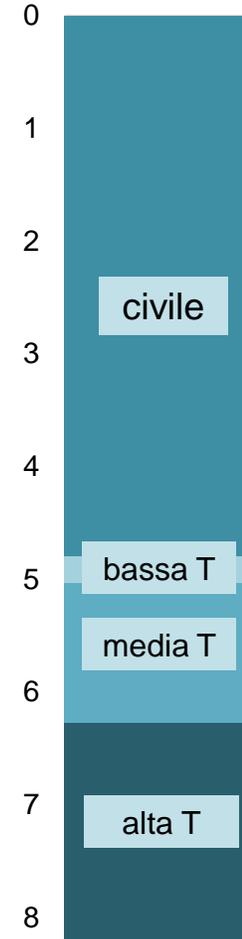
tasso elettrificazione
in Sardegna già alto
(e in aumento)

Fabbisogno termico

≈ 8,2 TWh

di cui:

- 4,8 TWh nel settore civile (-1,9 rispetto a oggi per riqualificazioni)
- 3,4 TWh nel settore industriale
 - 0,3 a bassa T (< 100°C)
 - 1,2 a media T
 - 1,9 ad alta T (> 200°C)



Fabbisogno trasporti

≈ 1300 ktep

di cui:

- 73% diesel
- 23% benzina
- 1% gpl
- 3% elettrico

Bassa penetrazione del vettore elettrico nello scenario PNIEC (12% di penetrazione nel settore auto e veicoli commerciali leggeri).

Vettore elettrico ulteriormente estendibile a: termico civile; calore industriale; mobilità elettrica

Ulteriori apporti rilevanti considerati: raffineria Sarlux; ripresa polo alluminio (+4,3 TWh ele + th)

Configurazioni e traiettorie del sistema elettrico

- Lo scenario base è il FER100%, uno scenario con **FER elettriche al 100%**: chiusura degli impianti a carbone (Fiume Santo e Sulcis) e dell'IGCC a prodotti di raffineria.
- Si considera poi uno scenario con **Sarlux a rispondere a requisiti di essenzialità** (7350 ore minime di funzionamento vincolate).
- Si considera la riconversione di **Fiume Santo a gas** in ottica di partecipazione al **mercato**.
- Le FER ostacolano l'industria? Si verifica la compatibilità della **ripresa del polo dell'alluminio** con lo scenario FER100%.

	FER 100%	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas	FER100 % con polo alluminio
Centrali termoelettriche	-	 Sarlux	 Sarlux + Fiume Santo riconvertita a gas	
Domanda energetica	Come da scenari	Come da scenari	Come da scenari	Come da scenari + ripresa polo alluminio

Pianificazione energetica: cosa dicono i documenti di rilievo?

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

Cd Decreto Aree Idonee, art. 2

Sardegna

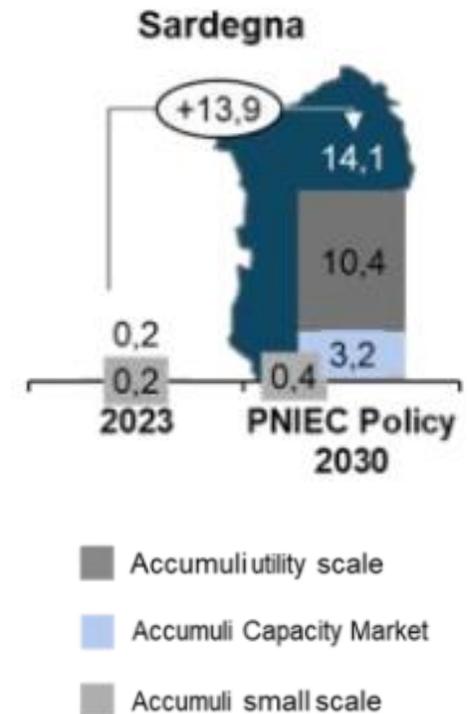
- Requisito minimo di nuovo installato al 2030 di 6264 MW rispetto al 2021.
- Quindi un totale installato di:

Fotovoltaico: ≥ 5650 MW
(+3959 MW rispetto a oggi)

Eolico: ≥ 3050 MW
(+1840 MW rispetto a oggi)

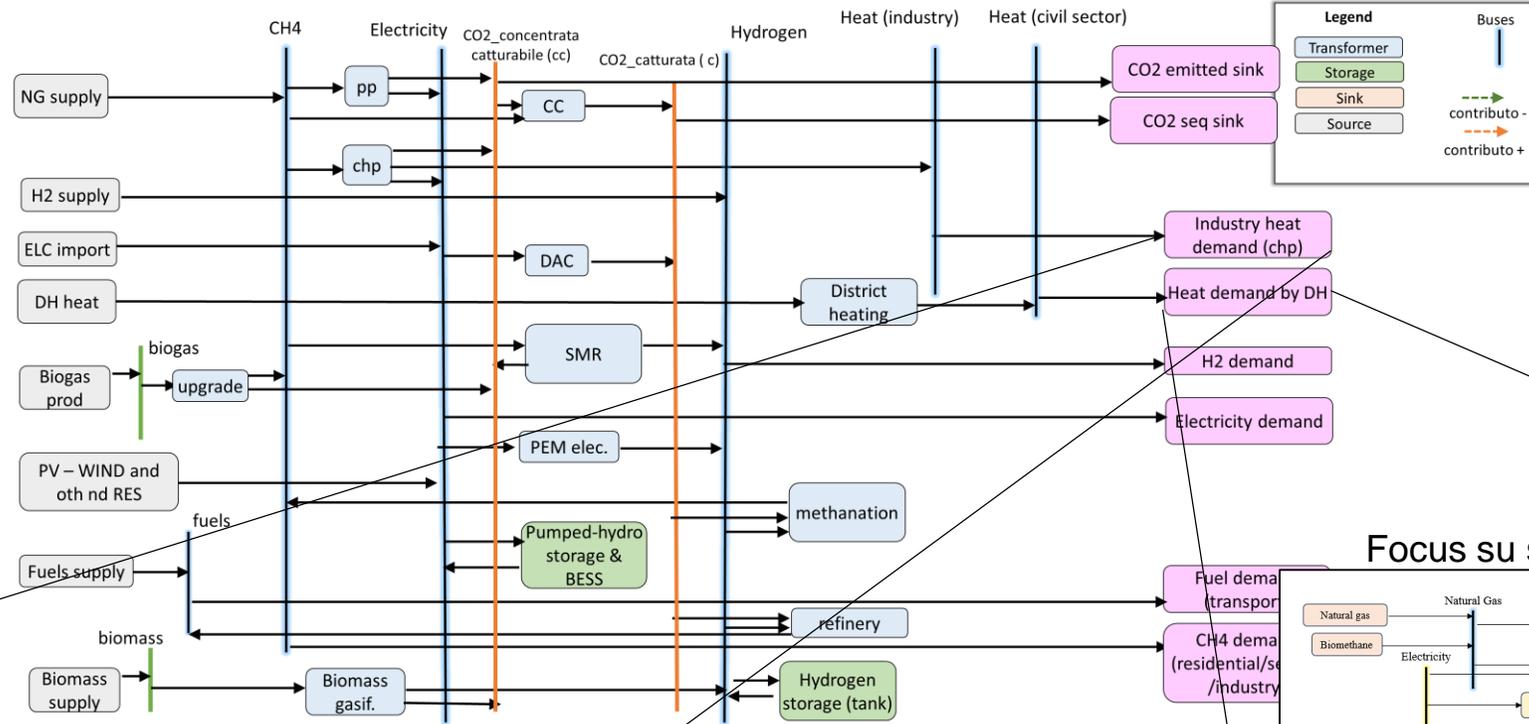
DDS TERNA - SNAM

Circa 14'000 MWh di accumuli, (prevale utility scale).

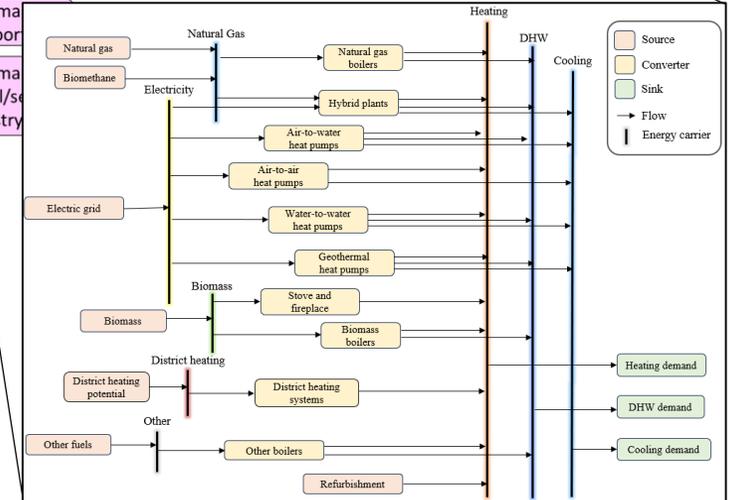


NEMeSI: modello orario del sistema energetico nazionale

- Ottimizza il Total Annualized Cost (TAC) del sistema energetico.
- Restituisce dettaglio orario, adatto alle dinamiche del sistema elettrico.
- Restituisce informazioni su capacità installate, flussi energetici, capex e opex.



Focus su settore termico civile



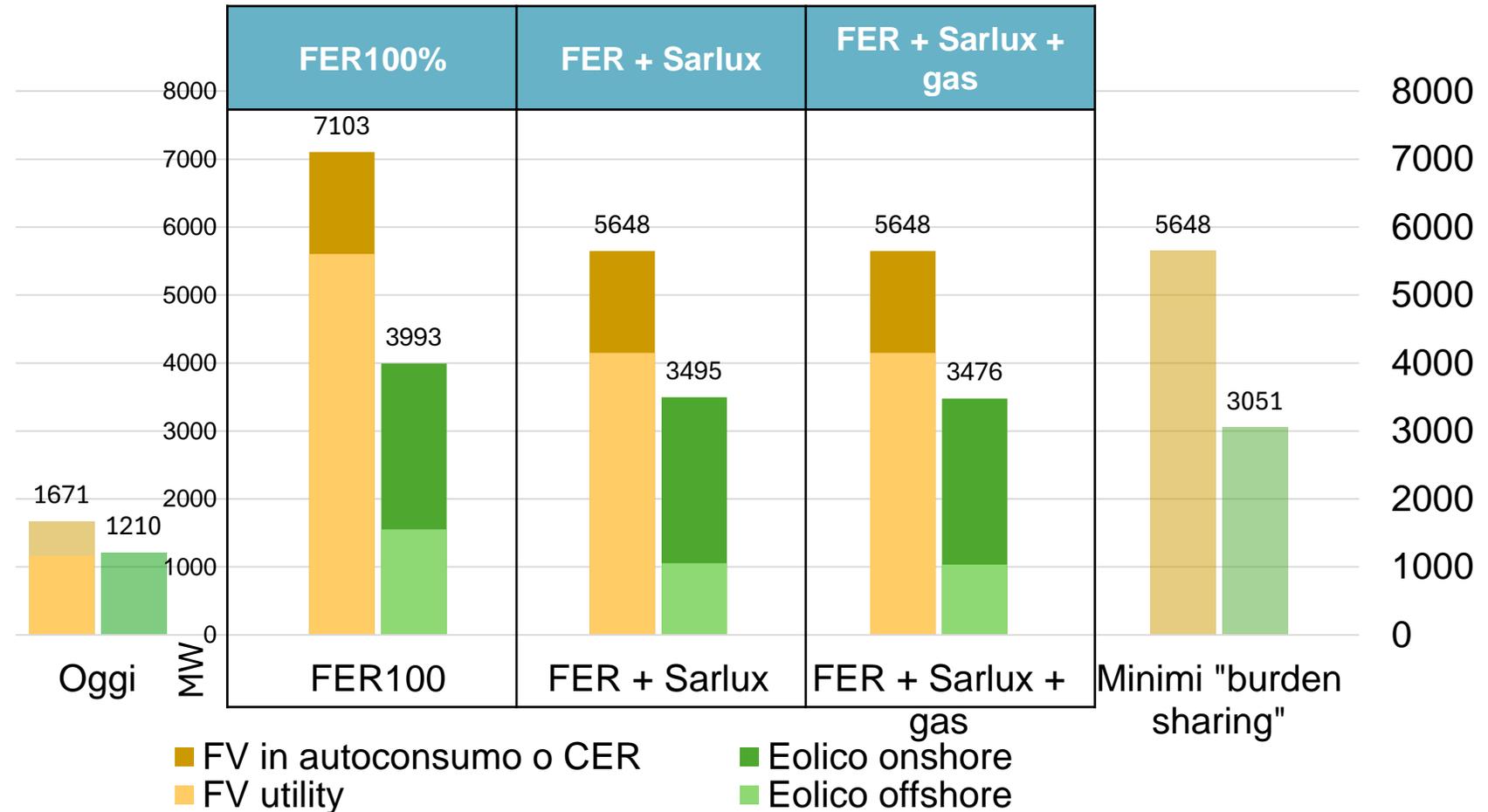
Focus su industria:

- Segmentazione della domanda di calore in diversi intervalli di temperatura.
- Analisi di casi peculiari: Sarlux e il polo dell'alluminio.

Risultati dello studio: capacità di generazione installata

NEMESI dà diversi installati FRNP, con vincolo minimo del «burden sharing».

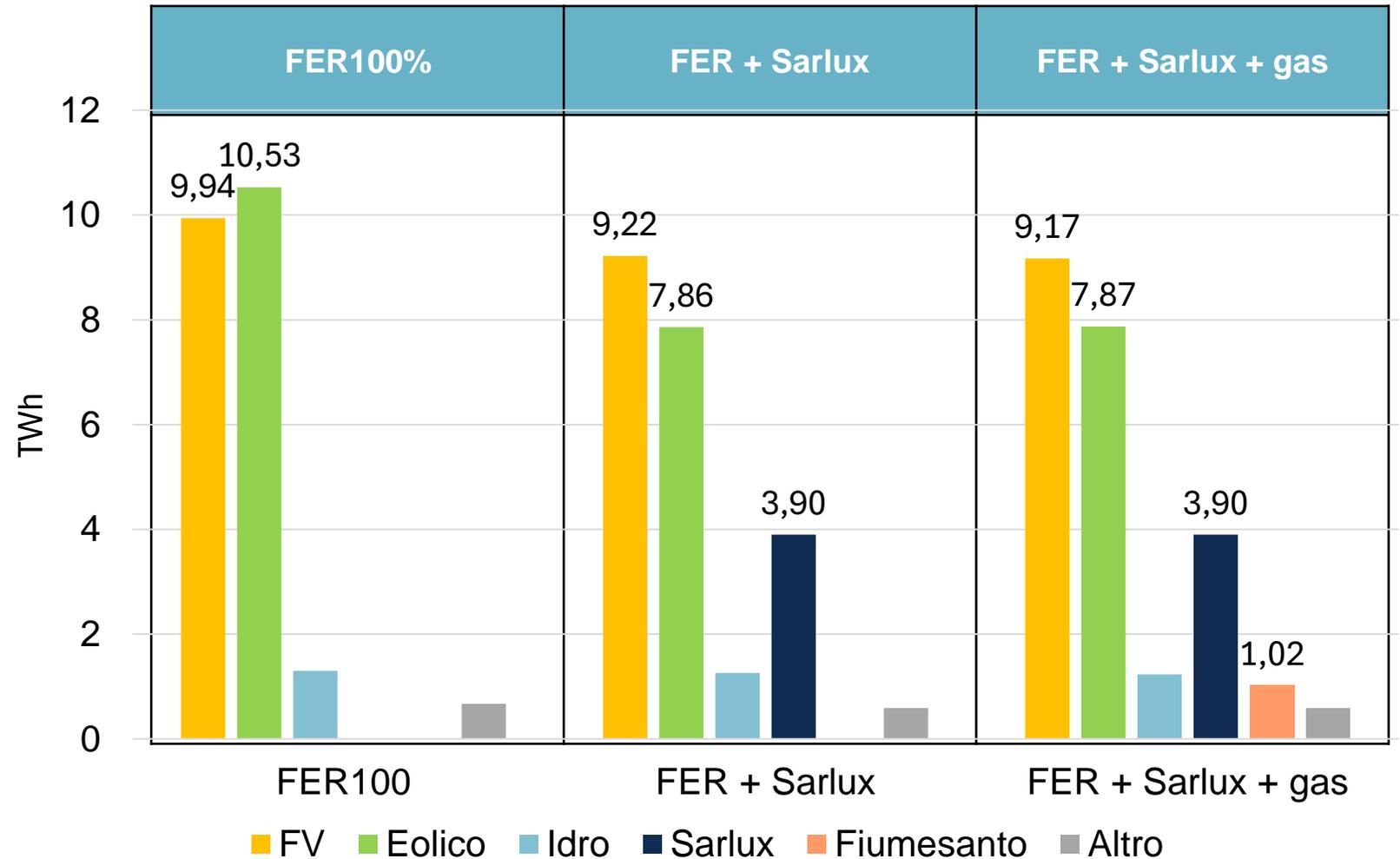
- Lo scenario FER100% installa maggiormente FV ed eolico, superando il minimo.
- Gli scenari con Sarlux e/o Fiume Santo **riducono capacità FER installata (-18%)**.
- Accumuli: il modello non investe oltre i **14 GWh** (Terna-Snam).
- **Installazione annua FER100%:** 900 MW (FV) e 460 MW (eolico).



**Quanti impianti servono da qui al 2030? 50'000 impianti in copertura e 900 impianti utility-scale.
Quanto suolo consumiamo? Servono 4500 ettari da qui al 2030 →0,4% della SAT**

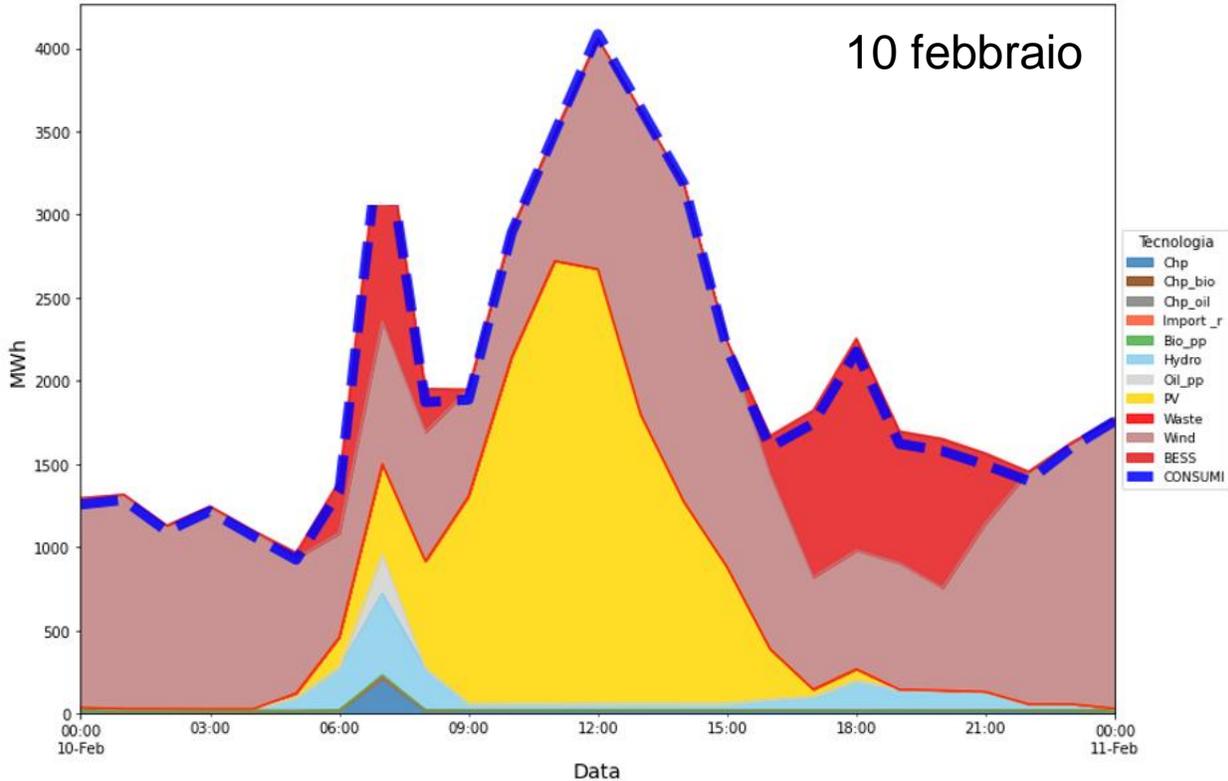
Risultati dello studio: flussi elettrici, import/export

- Lo scenario FER100% è a grandissima prevalenza di FER, con minimi contributi di CHP esistenti e import.
- Sarlux produce molto (7350 Heq) → si deve al vincolo di **essenzialità**.
- Nel 2030, il **Tyrrhenian Link** ridurrà il requisito di essenzialità.
- Fiume Santo produce poco (1700 Heq) → **spiazzato da FER nel mercato**.
- Fiume Santo di fatto aumenta l'export (+1 TWh sul caso FER + Sarlux).

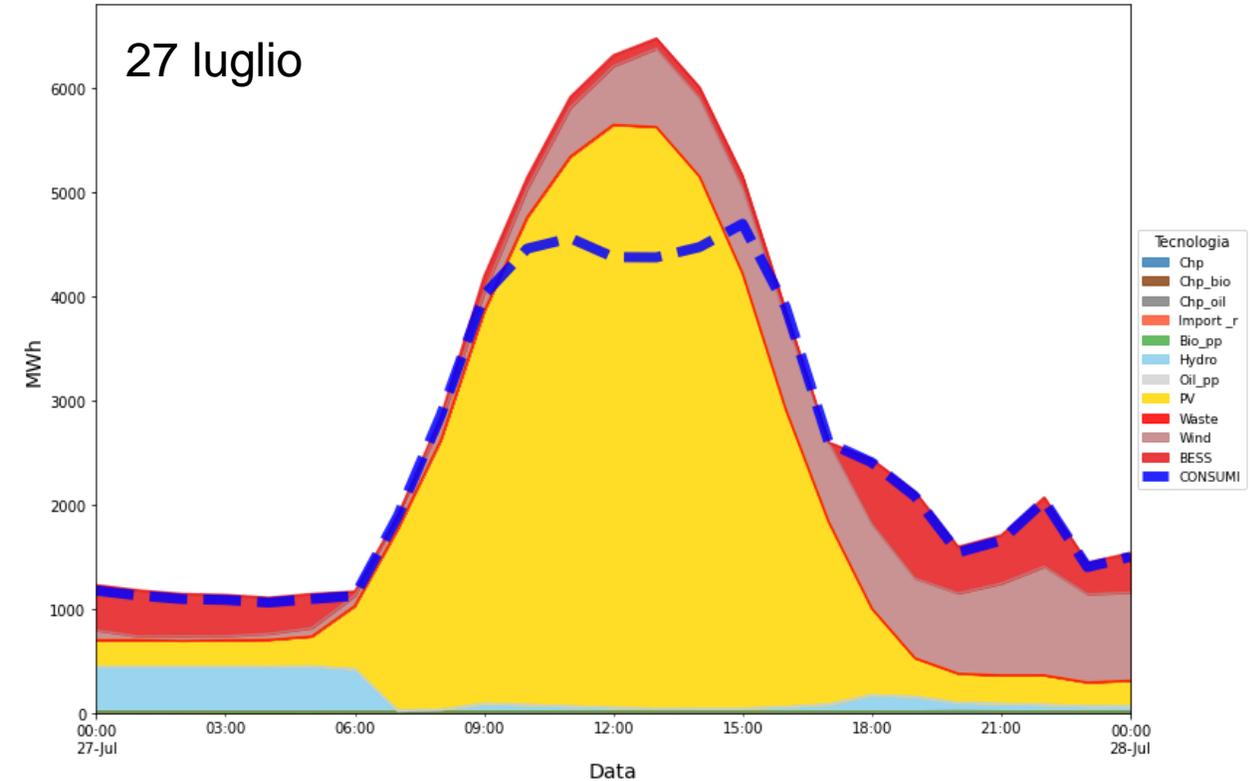


Risultati dello studio: focus elettrico

Profilo di carico - SARDEGNA



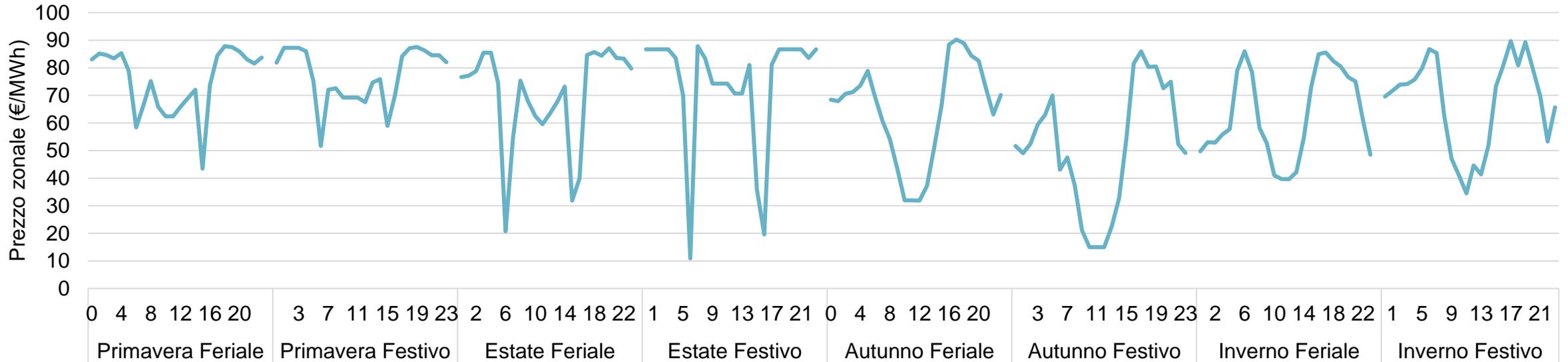
Profilo di carico - SARDEGNA



- Profilo invernale, caratterizzato dal **picco mattutino di riscaldamento elettrico** (6:00-8:00) soddisfatto dalle **BESS**.
- **Profilo estivo**, con sovrapproduzione rispetto al carico sardo. (linea tratteggiata) e conseguente **export** o (limitata) overgeneration.

	FER 100	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas
Overgeneration su produzione FRNP	11%	9%	9%

Risultati dello studio: una proiezione sul prezzo zonale



- Poca dipendenza dal gas (import marginale in poche ore all'anno).
- NEMESI considera l'azione degli accumuli (ridotti spread giornalieri).
- Riduzione sensibile dei costi rispetto a oggi: prezzi molto bassi nelle ore centrali della stagione estiva (elevata produzione FV) e autunnale.
- Come in tutto il Paese, una parte del costo energetico è trasferita sulle componenti capacitive (Capacity Market; MACSE).
- Ma anche... parallela riduzione degli OGS.

	2024	2030
Prezzo zonale medio (€/MWh)	108,3	66,4 (-39%)

Risultati dello studio: bilanci energetici ed emissioni

Rispetto alla domanda iniziale,
l'elettrificazione si estende a:

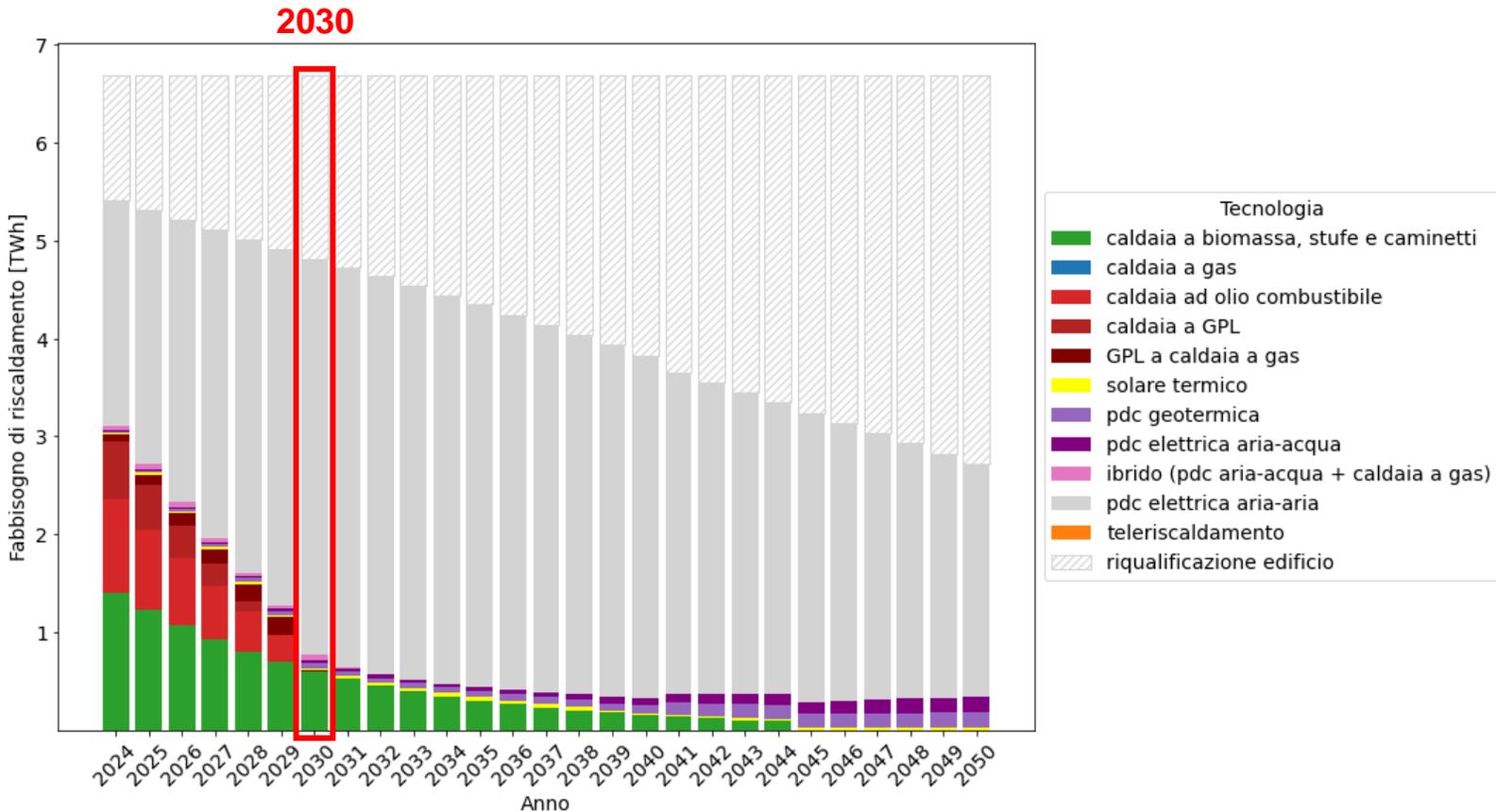
- 2,5 TWh termico civile
- 0,9 TWh calore industriale
- 0,4 TWh di domanda di trasporto

Il **fabbisogno di gas** al 2030 è
concentrato nella generazione di **calore
industriale a media-alta temperatura**
(3,7 TWh).

Nello scenario con la ripresa del polo
dell'alluminio, target emissivi rispettati.
La domanda energetica incrementale
(2 TWh + 200 ktep) si immagina
soddisfatta da una nuova centrale
a gas CHP al servizio dell'intero polo.

	FER100%	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas	FER100% con polo alluminio
Emissioni di CO2 Sardegna (MtCO2eq)	7,19	8,70	9,11	5,67
di cui per consumi netti Saras (MtCO2eq)	2,54	2,54	2,54	2,54
riduzione percentuale rispetto al 2005	-62%	-54%	-52%	-57%

Risultati dello studio: focus sull'evoluzione del settore termico civile

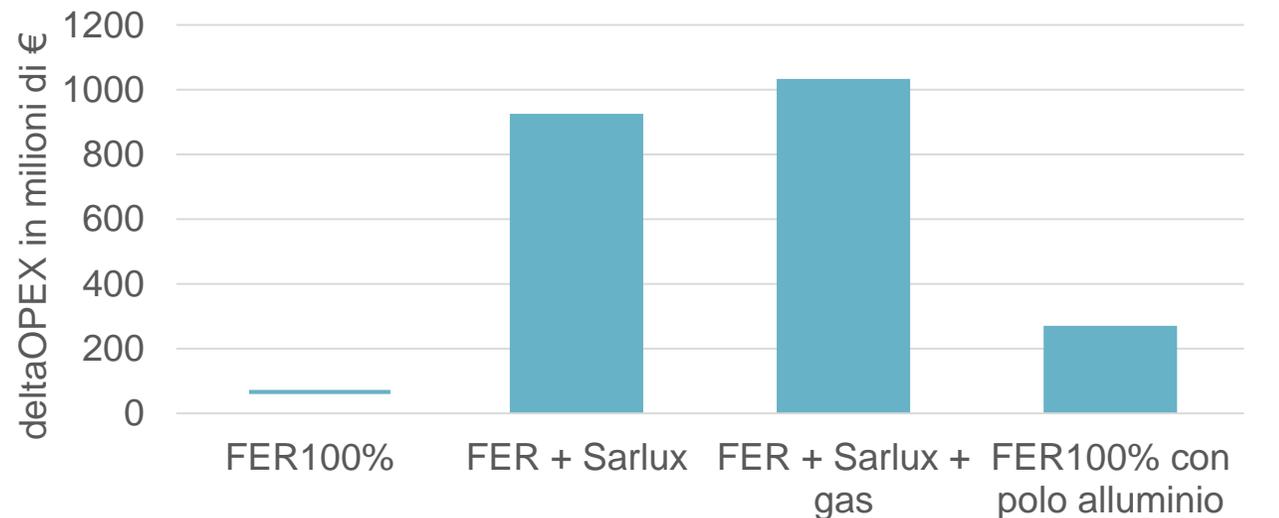
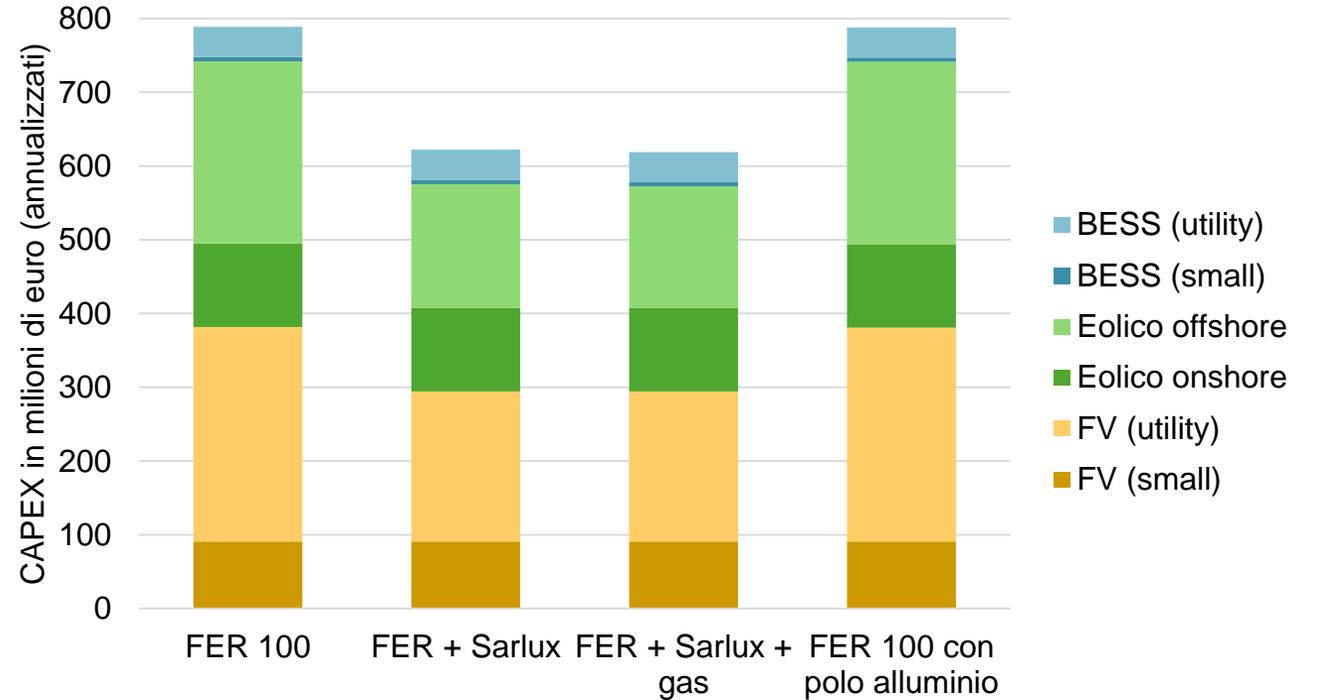


Risultati al 2030

- Riduzione domanda per **riqualificazione** (-28%)
- Uso predominante di PdC **aria-aria** -> riscaldamento + raffrescamento (84%)
- **Biomassa** presente in caminetti o stufe (12%)
- **PdC aria-acqua** e **geotermiche** in aumento, soprattutto nel lungo periodo
- Utilizzo limitato del gas: 24,2 GWh/anno

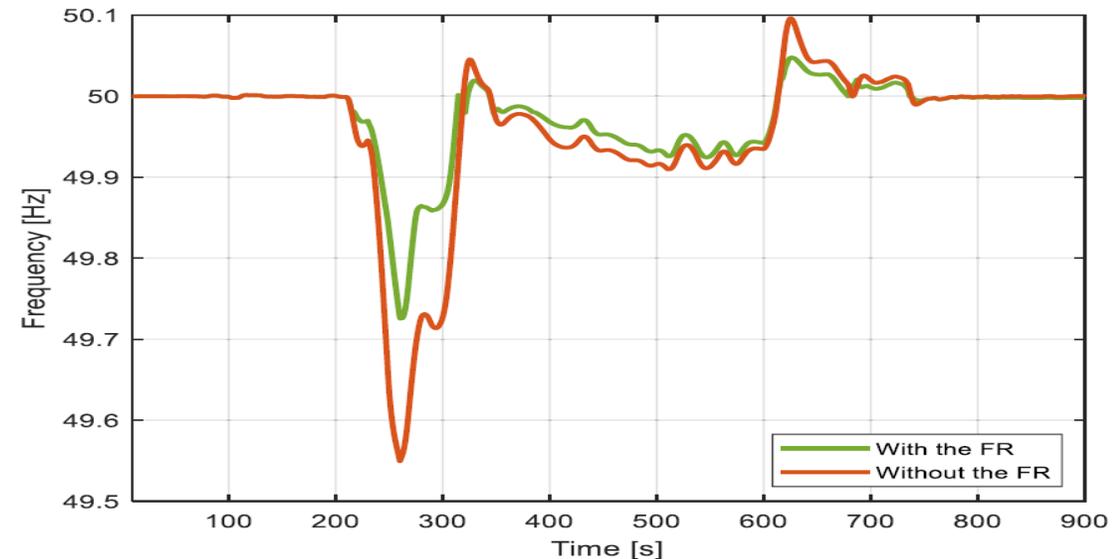
Risultati dello studio: costi di sistema

- Gli scenari FER100% richiedono maggiori CAPEX: più FV utility e più eolico offshore.
- Sono ampiamente compensati dalla riduzione dei costi di esercizio del sistema, soprattutto connessa all'esercizio dell'IGCC di Sarlux (e centrale a gas).
- I costi di rete elettrica (soprattutto di distribuzione), non variano molto nelle diverse configurazioni: l'elettificazione del settore termico civile è comune alle quattro configurazioni. Anche i base a stime di studi precedenti (RSE), si hanno circa 7,5 milioni annui di costi di rete addizionali.
- Investimenti ingenti riguardano l'elettificazione del settore civile, giustificata dalla riduzione dei costi di esercizio (ad es. di pompe di calore aria/aria).



La sicurezza: un tema importante, anche dopo l'evento iberico

- Lo scenario 100% FER vede una grande prevalenza di rinnovabili inverter-based (PV + eolico) e un ruolo ancora di rilievo per i generatori sincroni idroelettrici (1,3 TWh prodotti).
- Le opere di rete previste, tra cui il Tyrrhenian Link e il rafforzamento degli altri collegamenti, permetteranno «una maggiore stabilità, adeguatezza e sicurezza per il sistema elettrico di Sardegna, Sicilia e Campania»
- Il ruolo degli accumuli (BESS) sarà fondamentale sia per sfruttare le rinnovabili appieno, sia per la sicurezza
- Già nel 2014, i primi esperimenti di BESS «Power intensive» sono stati svolti da TERNA in Sardegna
- In Sardegna, è già attiva la regolazione rapida della frequenza con BESS: Fast Frequency Reserve (FFR), servizio utilissimo in sistemi elettrici a bassa inerzia, ad oggi disponibile solo in alcuni Paesi (Italia e UK)
- In figura si riporta il profilo di frequenza reale (arancio) in un evento di frequenza effettivamente occorso nel 2018. Il profilo verde invece mostra quello che sarebbe accaduto con la presenza di 30 MW di BESS con Fast Reserve.



Conclusioni al 2030

- Rispetto dei vincoli emissivi nei vari scenari, che si differenziano per essere più o meno capex-intensive.
- Installato FER, anche nel caso 100%, occupa non più dello 0,4% della superficie agricola totale (SAT).
- L'export è il 35% della totale generazione elettrica, e rimane pressoché costante nei vari scenari.
Riduzione della domanda di energia primaria (-20%): la maggiore efficienza energetica è data dall'elettificazione (-3,7 TWh) e dalla riqualificazione nel settore civile (-1,9 TWh)
- Risparmio nella bolletta elettrica tipo di circa 80 € all'anno (-20%) per un consumatore da 2000 kWh annui; potenzialmente, benefici più ampi al crescere del tasso di elettificazione.
- Considerando i 1500 MW di fotovoltaico di piccola taglia, è possibile ipotizzare che almeno il 15% sia sotteso a una Comunità di Energia Rinnovabile o altra CACER (una CACER per ogni Comune).
- Il potenziale di biogas (40 milioni di m³ o 250-300 GWh annui) potrebbe sostituire circa il 10% della domanda di gas per energia termica nell'industria.
- Lo sviluppo delle infrastrutture elettriche (Tyrrhenian link;...) supera il ricorso alla essenzialità: grazie alle reti, si esportano più FER (primavera/estate) e si importa sicurezza (non servono centrali convenzionali).

Scenario 100% rinnovabile: un costo? Mica tanto...

Sul piano dei costi gli scenari studiati rivelano alcune informazioni importanti:

- lo scenario 100% FER ha costi più elevati (1,77 G€ in 30 anni, poca cosa 60 M€/anno) perché anticipa investimenti il cui costo scenderà nel tempo (ma alcune tecnologie già hanno raggiunto i costi attesi al 2030),
- Lo sforzo finanziario della transizione è contenuto. oggi, i costi per l'energia elettrica sono circa 1,5 G€/anno, gli scenari mostrano investimenti inferiori ai 100 G€ in 30 anni (3 G€/anno) per ridurre drasticamente i costi
- l'accelerazione sulle rinnovabili anticipa dei costi di investimento (Δ CAPEX + 200 M€), ma riduce molto i costi futuri dell'energia (Δ OPEX – 900 M€) e i prezzi zonali (e di conseguenza le bollette nell'isola),
- servono prodotti finanziari capaci di a) dare le risorse agli investitori locali per fare gli investimenti, b) distribuire nel tempo i CAPEX, c) assicurare da subito prezzi inferiori ai consumatori locali

Con un calcolo molto conservativo (non considera occupati indiretti e indotti), il vantaggio occupazionale dello scenario 100% FER è tangibile: + 788 ULA (su 15 mila circa), soprattutto perché in gran parte sull'isola

La differenza vera nella valutazione economica degli scenari possibili la fa il ruolo dell'amministrazione: una amministrazione partner (e non controparte) può contenere i costi e indirizzare al meglio gli investimenti

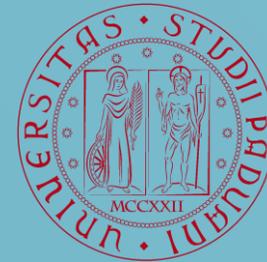
Le prospettive al 2050

- NEMeSI è ancora al lavoro per ottimizzare le traiettorie studiate traguardando il 2050: lo scopo è verificare se gli investimenti intrapresi nei vari scenari generano stranded cost in prospettiva net zero
- La crescita ulteriore delle FER, necessaria a decarbonizzare tutti i settori, porta nuove sfide sistemiche: come si risolve l'eccesso di produzione nei mesi con più energia rinnovabile?
- Una soluzione promettente:
 - grazie alla disponibilità di energia a basso prezzo, diventa conveniente la produzione di idrogeno
 - l'utilizzo di idrogeno verde sia diretto (industria) sia indiretto (produzione di e-fuels per trasporti) è praticabile lungo tutto l'arco dell'anno, superando il problema della stagionalità
- Questa soluzione, già prevista nella pianificazione al 2050 (LTS) per tutto il Paese, potrebbe rivelarsi particolarmente adatta e vantaggiosa per le isole maggiori, in quanto:
 - la produzione da FER raggiungerà (prima che nel resto d'Italia) costi molto limitati
 - vi sono infrastrutture esistenti che è possibile riconvertire (raffinerie)
 - vi è un accesso naturale alle rotte commerciali internazionali (gli e-fuel serviranno per settore avio e marittimo)

Grazie per l'attenzione!



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI CAGLIARI**



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

**COORDINAMENTO
FREE**



ITALIA SOLARE 2015-2025
Il fotovoltaico è di tutti