

27/05/2021

Infrastrutture energetiche per la Sardegna

Luigi Mazzocchi



Obiettivo dello studio

Studio indipendente, su incarico ARERA, sulle opzioni disponibili per l'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna

Obiettivo: analisi di infrastrutture energetiche (anche tra loro alternative) tali da soddisfare il fabbisogno energetico (attuale e prevedibile) dell'isola adottando come criteri:

- Coerenza con le indicazioni del PNIE:
 - decarbonizzazione,
 - crescente quota di fonti rinnovabili
 - abbandono del carbone come fonte per la generazione elettrica
 - incremento dell'efficienza energetica
- Condizioni eque di fornitura di gas naturale ai clienti finali
- Minimo costo per il sistema.

Lo studio copre un intervallo di 20 anni a partire dal 2020, con alcune indicazioni oltre il 2040

Il contesto



Condizione d'insularità → esigenze infrastrutturali (energia elettrica e gas) complesse

Iniziale assenza di reti gas, fatte salve alcune reti alimentate ad aria propanata

Fabbisogni termici soddisfatti in prevalenza da GPL, gasolio, biomasse nel settore residenziale

Forte calo dei consumi industriali negli ultimi anni, per la crisi della produzione di alluminio

Due elettrodotti HVDC esistenti: SA.PE.I. (1000 MW) e SA.CO.I. (300 MW).

Progetti TERNA e SNAM di sviluppo infrastrutture:

- nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente («Thyrrhenian Link»)
- dorsale per il trasporto del gas naturale
- gasdotto Continente-Sardegna.

Ed inoltre:

- progetti di espansione delle reti proposti dai distributori (elettricità e gas)
- progetti di investitori privati per depositi costieri di GNL.

Metodologia dello studio

- 1) Ricognizione dell'attuale sistema energetico
- 2) Definizione di uno scenario di domanda energetica futura (in collaborazione con UNICA)
- 3) Rassegna delle infrastrutture energetiche esistenti e dei nuovi progetti
- 4) Definizione delle configurazioni infrastrutturali alternative, considerate nello studio
- 5) Analisi e simulazioni

Analisi in logica ACB: comparare configurazioni infrastrutturali alternative, fermo restando il livello di beneficio, consistente nel rispetto dei vincoli:

- approvvigionamento energetico sicuro per i prossimi venti anni
- raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e penetrazione delle FER previsti dal PNIEC

Fissati i vincoli, sono valutati i costi complessivi per la società (costi di sistema + esternalità ambientali) per le diverse configurazioni infrastrutturali

5 Configurazioni analizzate

BASE: le infrastrutture sono quelle esistenti + un primo deposito costiero di GNL, già in costruzione. Rifornimento con bettoline che trasportano GNL dal Continente. Sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale: bassa

DEPOSITI: vengono installati altri depositi costieri di GNL. Sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale: elevato

ISOLA: vengono installati altri depositi costieri di GNL e realizzata una dorsale di trasporto del GN in Sardegna. Sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale: «estremo» (> elevato) (ma successiva analisi parametrica per gradi di sviluppo inferiori)

CONTINENTE: viene realizzata una dorsale di trasporto del GN in Sardegna e un gasdotto sottomarino Continente-Sardegna. Sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale: «estremo»

ELETTRICO: infrastrutture gas come caso BASE. Maggiore sviluppo della rete di distribuzione elettrica. Sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale: bassa

Ciascuna configurazione è stata studiata con e senza il nuovo elettrodotto sottomarino

Configurazioni di infrastrutture energetiche considerate

CONFIGURAZIONE	HVDC Tyrrhenian Link	Depositi costieri	Rete di distribuzione gas (*)	Rete di distribuzione elettrica	Dorsale gas	Gasdotto «Sealine»	Phase-out carbone	Nuova capacità termoelettrica a gas (MW)
BASE		1	1	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
BASE_TYRRHENIAN		1	1	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
DEPOSITI		2	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
DEPOSITI_TYRRHENIAN		2	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
ISOLA		4	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
ISOLA_TYRRHENIAN		4	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
CONTINENTE		2	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
CONTINENTE_TYRRHENIAN		2	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
ELETTRICO		1	1	Maggiore sviluppo			2025/2030	1300-1550
ELETTRICO_TYRRHENIAN		1	1	Maggiore sviluppo			2025/2030	700-950

(*) Indica il livello di sviluppo della rete di distribuzione gas in ciascuna delle configurazioni esaminate:

- 1 - basso (solo bacini con lavori completati)
- 2 - moderato (bacini con lavori completati + completamento in bacini con lavori già avviati)
- 3 - elevato (bacini con lavori completati + completamento in bacini con lavori già avviati o da avviare)
- 4 - estremo (sviluppo di reti distribuzione oltre il piano di investimenti attuale, valutazione fatta sul potenziale massimo di utenti ritenuto metanizzabile)

Effetto del nuovo elettrodotto sottomarino «Tyrrhenian link»



E' prevista nel piano di sviluppo di Terna la connessione della parte sud della rete elettrica della Sardegna con la parte ovest della rete elettrica della Sicilia, con un nuovo cavo HVDC

La presenza o assenza del Tyrrhenian Link ha un impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sardo, a loro volta rilevanti per le infrastrutture di trasporto gas.

Ogni configurazione delle infrastrutture gas è stata studiata sia in **presenza** che **assenza** del Tyrrhenian Link

In questo modo è possibile accertare la robustezza delle configurazioni infrastrutturali individuate come ottimali per la regione Sardegna anche alla luce dell'opzione Tyrrhenian Link

Metanizzazione dei settori di uso finale* (anno 2040)

Configurazione BASE



Configurazione DEPOSITI

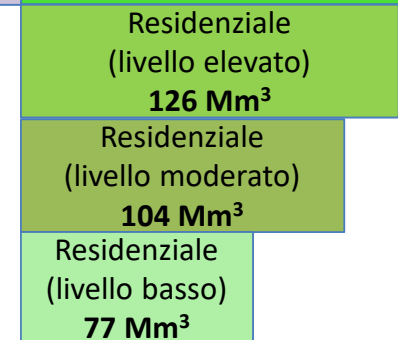


Configurazioni ISOLA e CONTINENTE



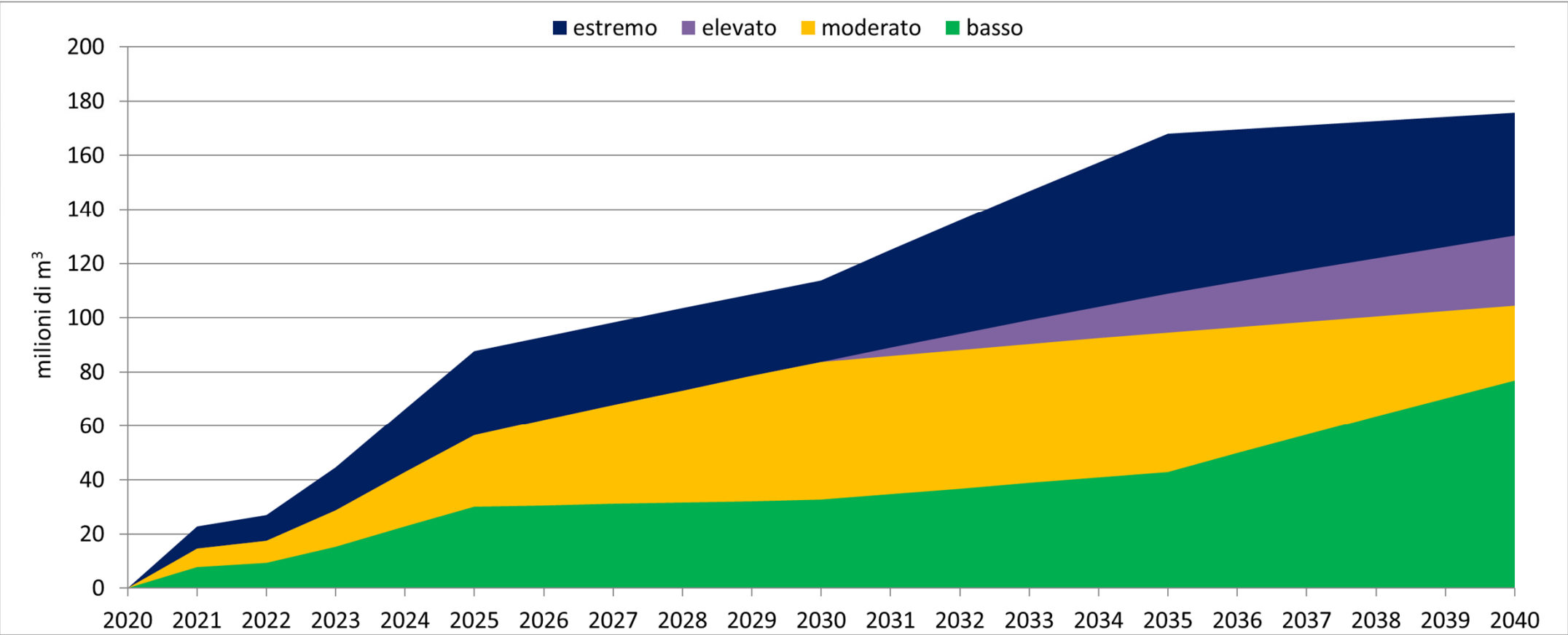
sensitivity per diversi livelli di sviluppo delle reti di distribuzione

Configurazione ELETTRICO



* Esclusi i consumi del polo dell'alluminio e del termoelettrico

Settore residenziale: metanizzazione



Riattivazione della filiera dell'alluminio ?

Fabbisogni Eurallumina:

- 200 ktep/anno di calore (da fornire con una delle tre opzioni esplorate)
- 100 ktep di combustibile (olio BTZ, sostituibile con gas naturale) per i forni dell'impianto

Fabbisogni ex ALCOA:

- 2 TWh di energia elettrica a regime

Studiate due principali opzioni:

1. Nuova centrale a gas CHP (Eurallumina 200 ktep termici + ex ALCOA 2 TWh elettrici)
2. Non ripartenza della filiera dell'alluminio

*includono anche i consumi di gas per la generazione di energia elettrica per ex ALCOA nella seconda opzione di ripartenza di EURALLUMINA (centrale CHP dedicata alla filiera dell'alluminio)

Settore termoelettrico: quali consumi di gas naturale ?

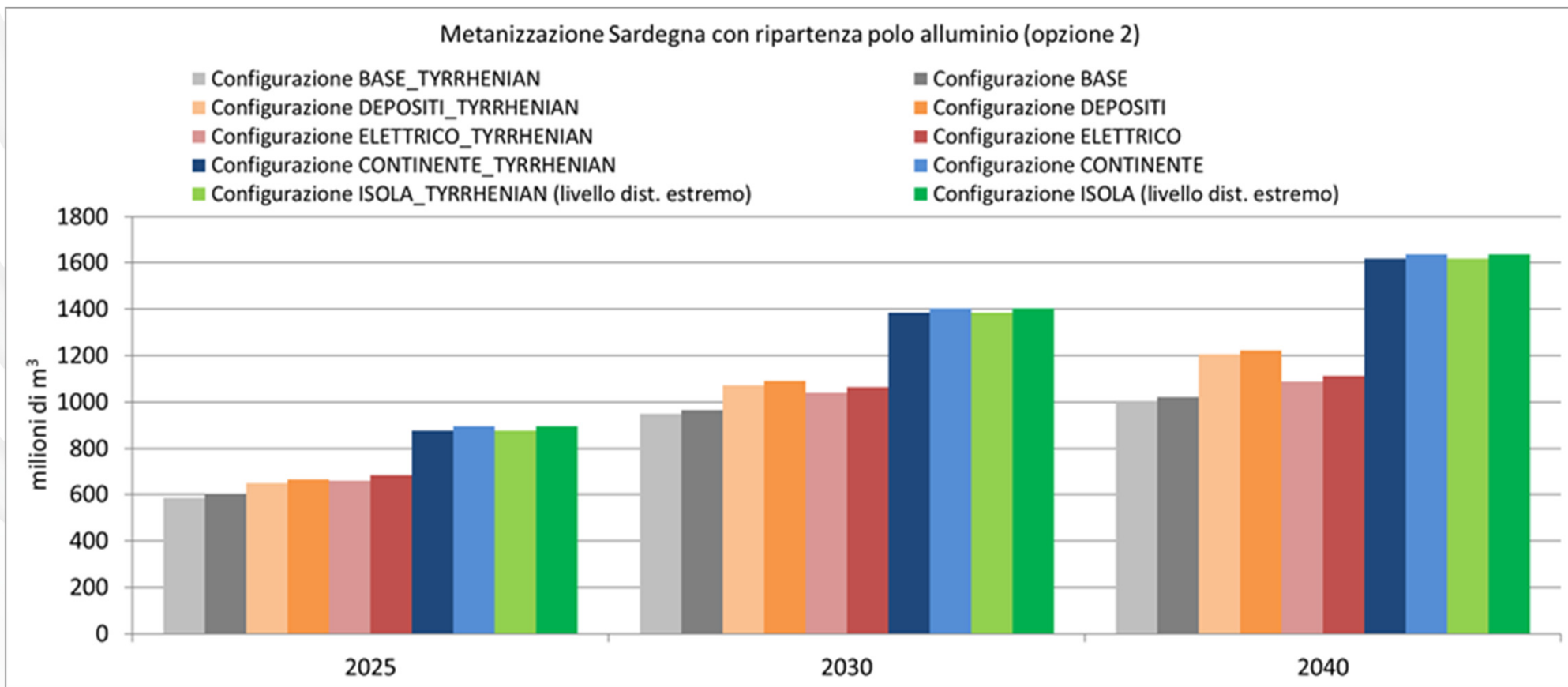
- Configurazione base del sistema elettrico sardo in accordo con scenario nazionale PNIEC, inclusiva di ex ALCOA
- FER elettriche dello scenario PNIEC
 - phase-out totale del carbone
 - parco termoelettrico con 4 nuovi OCGT a gas per una capacità complessiva di 500 MW
 - impianti idroelettrici e pompaggi attuali
 - collegamenti SAPEI e SACOI3
 - con e senza Tyrrhenian link
 - Ipotizzato un quadro regolatorio futuro: FRNP, batterie, generazione distribuita, domanda flessibile → abilitate ai servizi di dispacciamento.

Consumi di GN dei nuovi OCGT:

- Con Thyrrhenian Link: 130 milioni di m³/anno
- Senza Thyrrhenian Link: 230 milioni di m³/anno

Fabbisogni complessivi di gas naturale (inclusi polo alluminio, trasporti marittimi e termoelettrico)

NOTA: la crescita dei volumi fino al 2040 deriva dalle assunzioni relative alle particolari condizioni della Sardegna, che in fatto di metanizzazione parte da zero; ciò non implica un'ulteriore crescita nel più lungo termine



Calcolo dei costi di sistema

Includono CAPEX + OPEX + esternalità ambientali monetizzabili:

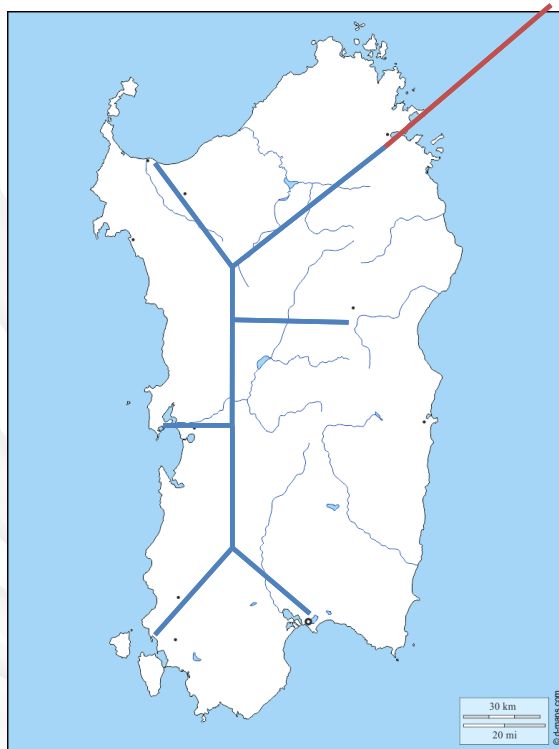
- Prezzi all'ingrosso delle commodity (assunti costanti nel periodo 2020-2040) e approvvigionamento energetico nella regione (ipotesi di allineamento o non allineamento al PSV)
- CAPEX E OPEX delle infrastrutture:
 - Rete elettrica (reti di distribuzione, cabine primarie, cabine secondarie, sistemi di telecontrollo);
 - Rete gas (reti di distribuzione gas naturale, dorsale gas, gasdotto continente-Sardegna, depositi costieri GNL, rigassificatori, bettoline, carri bombolai e piazzole);
- CAPEX e OPEX per i consumatori finali:
 - Nuovi impianti di generazione di calore (caldaie a gas e pompe di calore);
 - Rifacimento impianto di distribuzione del calore per le pompe di calore;
 - Adeguamento tecnologie del settore industriale;
 - Tecnologie e infrastrutture del settore trasporti.
- Esternalità ambientali:
 - CO₂
 - Altre emissioni (NO_x, SO₂, NMVOC, CH₄, PM_{2.5} e PM₁₀)
 - Costi esterni del trasporto con dorsale e su strada

I costi del Tyrrhenian Link e i costi del termoelettrico aggiuntivo necessario in Sardegna, nelle varianti senza Tyrrhenian Link, non si considerano in questa analisi in quanto travalicano il perimetro regionale.

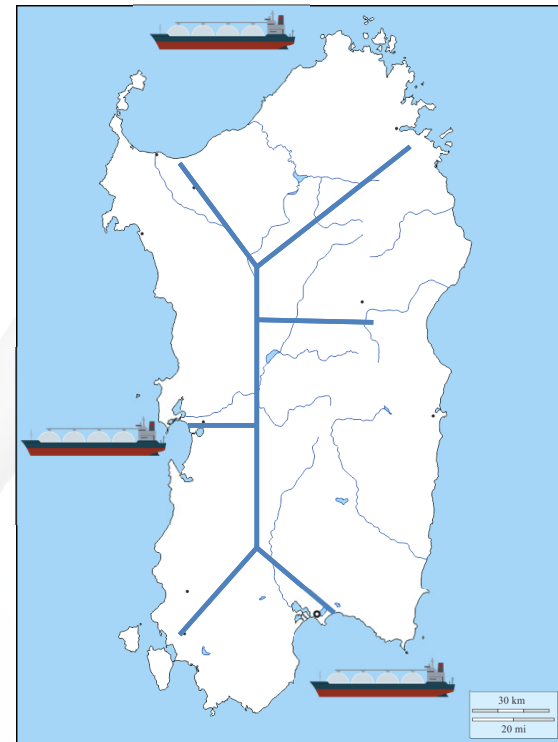
Isola: una configurazione «virtuale»

«Virtualizzazione» della configurazione CONTINENTE → configurazione **ISOLA**

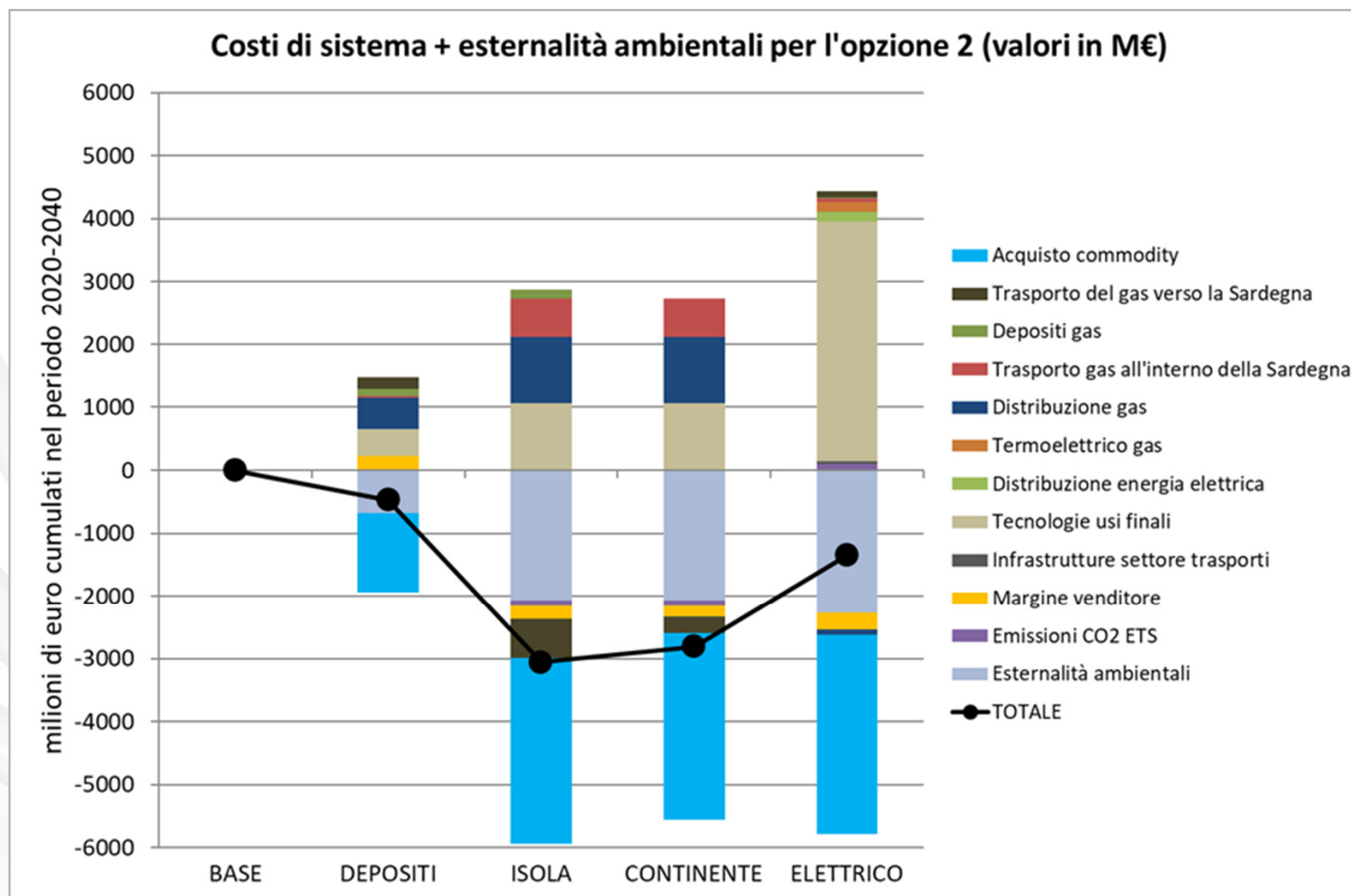
Configurazione CONTINENTE



Configurazione ISOLA



Delta costo **con** ripartenza EURALLUMINA (milioni di euro cumulati in 20 anni)



Ogni voce indica il delta costo rispetto alla configurazione BASE:

- delta negativo = risparmio di costi
- delta positivo = aggravio di costi

Focus su ISOLA: varianti metanizzazione e nuova regolazione



CONFIGURAZIONE	HVDC Tyrrhenian Link	Depositi costieri	Rete di distribuzione gas	Rete di distribuzione elettrica	dorsale gas	Gasdotto «Sealine»	Phase-out carbone	Nuova capacità termoelettrica a gas (MW)
BASE		1/0	1	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
DEPOSITI		2/1	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
DEPOSITI_TYRRHENIAN		2/1	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
ISOLA		4/3	1 2 3 4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
ISOLA_TYRRHENIAN		4/3	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
CONTINENTE		4/2	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
CONTINENTE_TYRRHENIAN		4/2	4	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
ELETTRICO_TYRRHENIAN		1/0	1	Maggiore sviluppo			2025/2030	700-950
ELETTRICO		1/0	1	Maggiore sviluppo			2025/2030	1300-1550

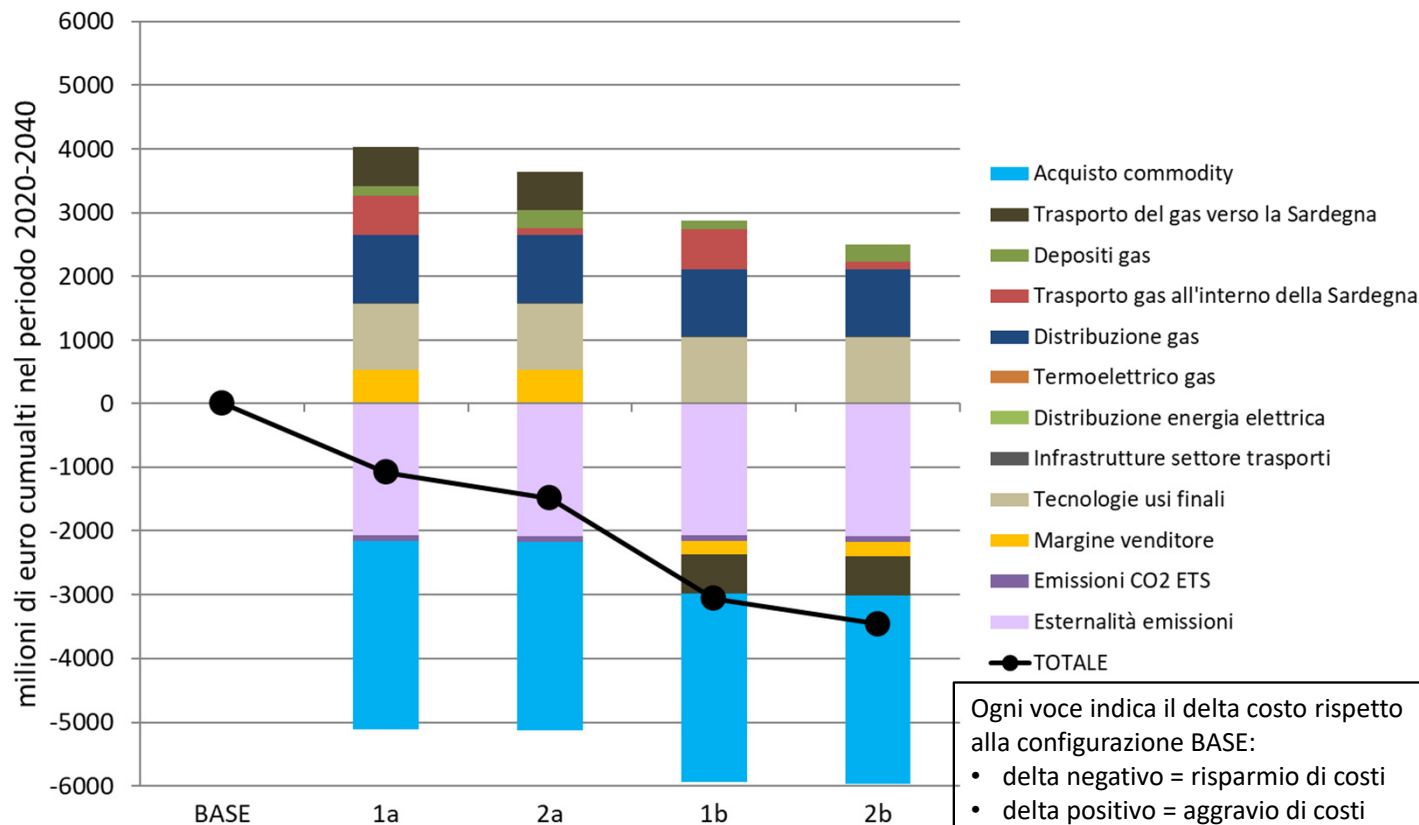
Per la configurazione ISOLA, che dall'analisi dei costi di sistema è risultata quella che porta ai maggiori risparmi (vs BASE),

è stato effettuato un approfondimento, con varianti ottenute considerando:

- gli aspetti infrastrutturali (dorsale vs trasporto su strada) e normativo/regolatori (virtual pipeline vs approvvigionamento a mercato)
- il livello di sviluppo delle reti di distribuzione gas

Focus sulla configurazione **ISOLA** - Alternative (milioni di euro cumulati in 20 anni)

Costi di sistema + esternalità per le varianti della configurazione ISOLA
(valori in M€)



1a (Dorsale senza Virtual Pipeline)

Risparmio: **1,1 miliardi**

2a (Strada senza Virtual Pipeline)

Risparmio: **1,5 miliardi**

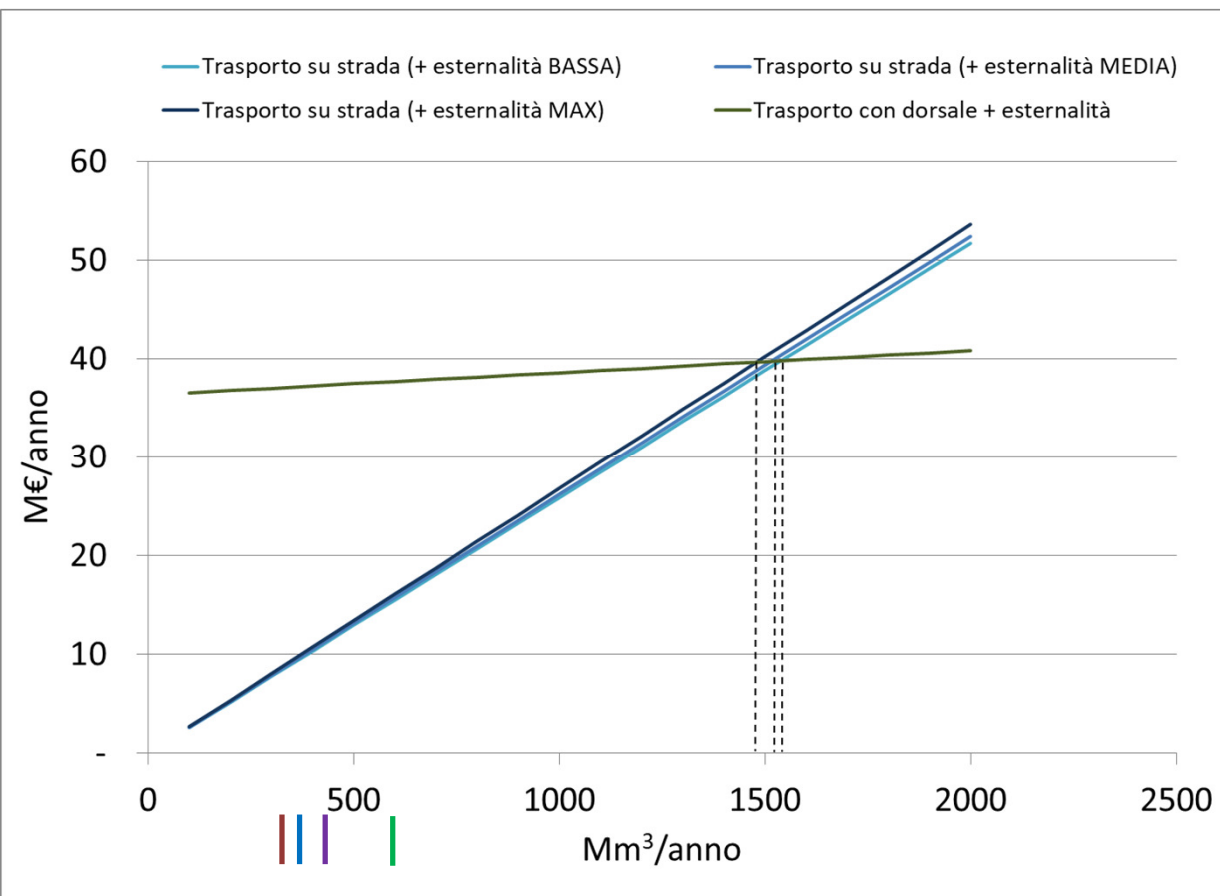
1b (Dorsale con Virtual Pipeline)

Risparmio: **3,1 miliardi**

2b (Strada con Virtual Pipeline)

Risparmio: **3,5 miliardi**

Costi trasporto gas: dorsale vs. strada



(Stima @2030)

Mm³/anno trasportati su strada	2025	2030	2040
Configurazione BASE	185	285	342
Configurazione DEPOSITI	225	362	445
Configurazione CONTINENTE	371	504	639
Configurazione ISOLA	371	504	639
Configurazione ELETTRICO	150	240	240

Nota: consumi gas al netto dei consumi di EURALLUMINA e del termoelettrico (potenzialmente soddisfatti da depositi locali)

Sensitivity: Variazione del risparmio nella configurazione ISOLA, rispetto alla BASE, in funzione del livello di sviluppo delle reti di distribuzione (miliardi di euro cumulati in 20 anni)

Costi di sistema	Sviluppo basso	Sviluppo moderato	Sviluppo elevato	Sviluppo estremo
Senza esternalità	1,3	1,5	1,3	1,0
Con esternalità	3,1	3,4	3,2	3,1

Con uno sviluppo «MODERATO» si otterrebbe un maggiore risparmio rispetto al livello «ESTREMO».

I maggiori costi infrastrutturali per le reti di distribuzione da sostenere nella variante ESTREMO supererebbero i vantaggi legati ai minori costi di acquisto dei combustibili e alle minori emissioni di CO₂ e inquinanti

Con uno sviluppo BASSO il maggiore risparmio relativo ai costi di allacciamento sarebbe invece annullato dai minori risparmi ambientali.

Conclusioni (1/3)

L'introduzione del metano nel sistema energetico sardo porta a vantaggi a livello di sistema. Il metano sostituisce progressivamente combustibili ambientalmente meno sostenibili e più costosi (olio combustibile, gasolio e GPL).

Il contesto normativo/regolatorio si rivela un aspetto determinante che i *policy maker* devono tenere in considerazione. In particolare sono state considerate due diverse condizioni di approvvigionamento del gas in Sardegna:

- 1. prezzo legato al mercato internazionale del GNL in assenza di una interconnessione fisica con il continente**
- 2. prezzo del gas allineato a quello del continente (PSV)**
 - in presenza di una interconnessione fisica con il continente, ma anche
 - in presenza di una interconnessione virtuale (con evoluzione del contesto normativo/regolatorio attuale)

Conclusioni (2/3)

Per la dorsale di trasporto, il punto di convenienza corrisponde a volumi di gas molto elevati (superiori a 1,5 miliardi di m³/anno), per volumi inferiori risulta più conveniente trasportare il gas naturale su strada. Volumi di 1,5 miliardi di m³/anno sono raggiungibili solo in casi estremi

La distribuzione del gas sull'isola per utilizzi residenziali, di terziario e di piccola industria diffusa dovrebbero essere limitate alle reti già realizzate o con lavori già avanzati, dal momento che le analisi mostrano che questo è lo scenario di minimo costo complessivo

L'elettrificazione degli usi finali nel residenziale, terziario e industriale di piccola taglia risulta più conveniente per tutti gli altri bacini

Per realizzarla, **servono politiche di sostegno agli investimenti privati** per acquisto e installazione di nuove tecnologie elettriche (in particolare pompe di calore, veicoli elettrici, etc.).

Conclusioni (3/3)

L'elettrificazione risulta nel lungo termine (dopo il 2040) più coerente con le politiche di forte decarbonizzazione. I livelli ottimali di consumo di gas valutati al 2040 non sembrano quindi da incrementare negli anni successivi

Le reti gas sviluppate possono però trovare un utilizzo per la distribuzione di idrogeno "verde" in presenza di overgeneration da fonti rinnovabili, uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola

La presenza o assenza del Tyrrhenian Link ha un impatto (comunque limitato) sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sull'isola. Si è scelto di considerare per ciascuna delle configurazioni studiate la doppia possibilità (in presenza o in assenza del predetto sviluppo di rete).

In base alle analisi effettuate, le differenze in termini di volumi per il termoelettrico sull'isola nelle due condizioni non alterano i risultati complessivi.

Grazie per l'attenzione !

luigi.mazzocchi@rse-web.it