

09/10/2020

# «Studio infrastrutture Sardegna»

F. Lanati, RSE



## Obiettivo dello studio

Con la deliberazione 335/2019/R/GAS del 30 LUGLIO 2019, ARERA ha avviato una collaborazione con la società **RSE** al fine di realizzare uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili per l'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei vari progetti (avviati o previsti) pertinenti l'isola e delle loro eventuali interdipendenze.

La condizione d'insularità della regione Sardegna, infatti, rende necessaria un'attenta analisi delle esigenze infrastrutturali.

TERNA e SNAM hanno in programma interventi di sviluppo infrastrutturale per la regione con i progetti di costruzione:

- del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente,
- della dorsale per il trasporto del gas naturale, e
- del gasdotto Continente-Sardegna.

Questi sviluppi si affiancano a:

- progetti di costruzione ed espansione delle reti proposti dai titolari di concessione di distribuzione (elettricità e gas) e
- iniziative di investitori privati per la costruzione di depositi costieri per l'approvvigionamento di GNL.

*L'obiettivo dello studio è analizzare combinazioni di infrastrutture energetiche (potenzialmente anche tra loro alternative) che garantiscano il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'isola al minimo costo per il sistema.*

*Lo studio è svolto alla luce delle indicazioni contenute nel PNIEC, riguardo sia le politiche di decarbonizzazione, sia le condizioni di fornitura di gas naturale ai clienti finali in Sardegna. Il perimetro dell'analisi è la regione Sardegna.*

*Tale studio copre un orizzonte temporale di 20 anni a partire da 2020, fornendo indicazioni qualitative oltre il 2040.*

# Metodologia dello studio

- 1) *Ricognizione dell'attuale sistema energetico della regione Sardegna*
- 2) *Definizione di uno scenario di domanda energetica futuro per la regione Sardegna*
- 3) *Rassegna delle infrastrutture energetiche esistenti e analisi dei nuovi progetti*
- 4) *Definizione delle configurazioni infrastrutturali alternative, considerate nello studio*
- 5) *Analisi e simulazioni*

L'obiettivo delle analisi, in logica ACB, è quello di comparare configurazioni infrastrutturali tra loro alternative, posto che, per tutte le configurazioni, si consegua un **livello equivalente di beneficio**, consistente nel rispetto dei seguenti vincoli:

- un **approvvigionamento energetico sicuro** per la regione Sardegna nell'arco dei prossimi venti anni, conseguito con
- il raggiungimento degli obiettivi di **decarbonizzazione e penetrazione delle FER** previsti dal PNIEC

Fissati questi vincoli, sono valutati i corrispondenti costi in termini **complessivi per la società**:

- **costi di sistema + esternalità ambientali**

per le diverse configurazioni infrastrutturali identificate, tenendo conto di tutti i costi attesi.

## Configurazioni analizzate

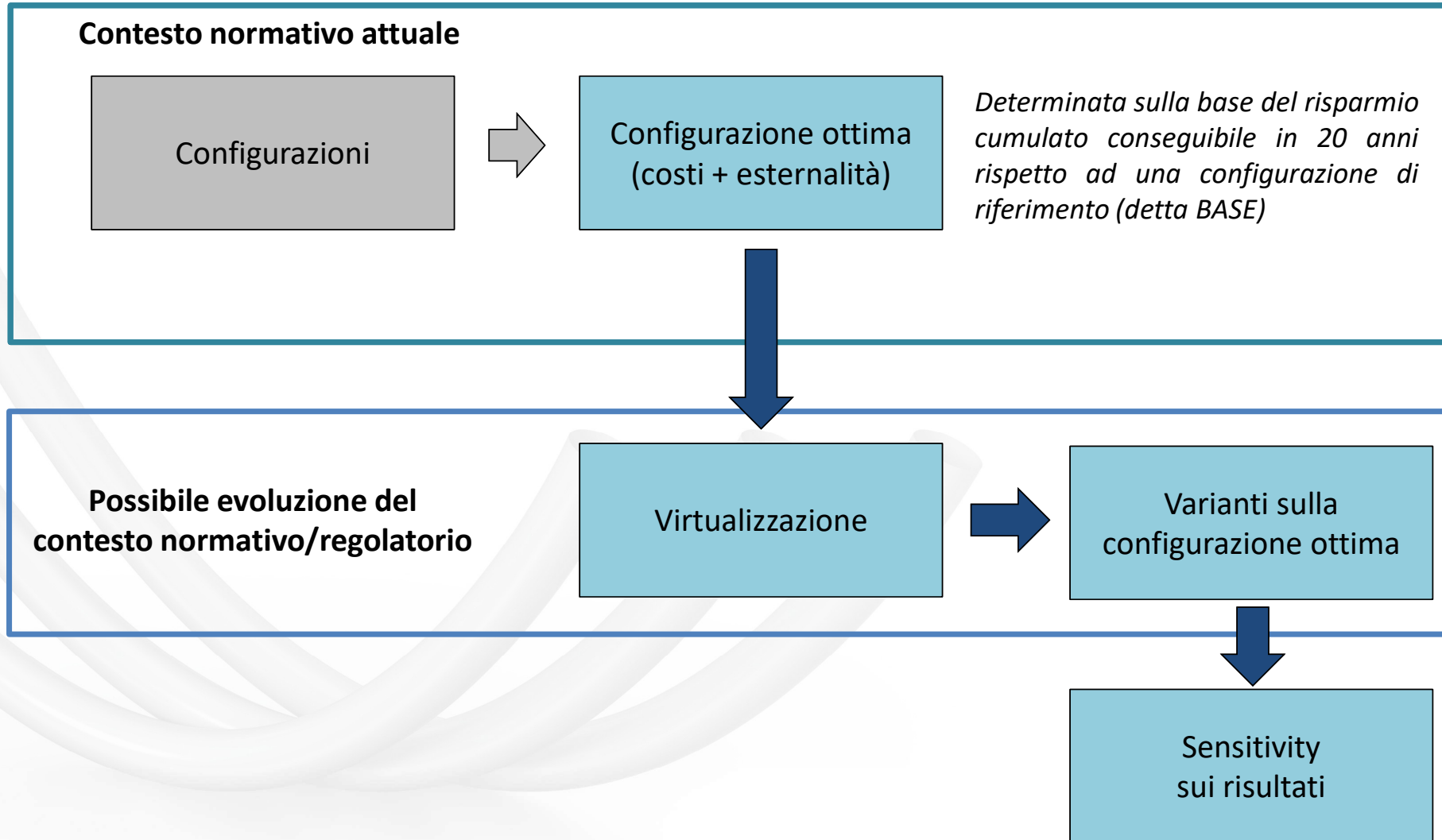
Le soluzioni analizzate si distinguono in quattro configurazioni «**fisiche**» ed in una configurazione «**virtuale**».

Le configurazioni «**fisiche**» prevedono l'approvvigionamento tramite uno o più depositi costieri di GNL riforniti da bettoline, eventualmente sostituite, in una seconda fase, dal gasdotto "Sealine" di interconnessione con il continente. L'approvvigionamento di GNL avviene a prezzi di mercato, non necessariamente allineati al prezzo del gas al Punto di Scambio Virtuale – PSV, allineamento che, a normativa attuale, si potrebbe ottenere solo in presenza del gasdotto "Sealine".

La configurazione «**virtuale**» prevede invece

- l'inclusione nell'ambito della rete nazionale di trasporto di un gasdotto "virtuale", regolato e remunerato nella tariffa di trasporto, che, tramite bettoline, alimenti i depositi costieri di GNL sardi;
- l'adozione di un meccanismo di correlazione del prezzo che garantisca che il GNL scaricato a Livorno/Panigaglia e ricaricato sulle bettoline sia consegnato in Sardegna a condizioni di prezzo allineate al PSV.

# Processo metodologico



## Altre infrastrutture energetiche pertinenti lo studio

- Nei prossimi anni, la regione sarà interessata anche da ulteriori sviluppi della rete elettrica di trasmissione.
- In particolare, oltre ai collegamenti già esistenti o approvati (SAPEI e SA.CO.I. 3), è 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 che complessivamente poi raggiunga anche la costa campana (iniziativa denominata, nel suo complesso, «Tyrrhenian Link»).
- I costi e i benefici di una simile implementazione infrastrutturale travalicano il confine regionale che ci si è dati per questa analisi; per questo motivo non sono stati considerati ai fini del presente studio\*.
- Tuttavia la presenza o assenza del Tyrrhenian Link ha un impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico dell'isola, a loro volta rilevanti per le infrastrutture di trasporto gas.
- Per questo motivo, si è scelto di considerare, per le configurazioni infrastrutturali studiate, la **doppia possibilità**, con **presenza o assenza** del Tyrrhenian Link\*\*
- In questo modo, sarà possibile accertare la robustezza delle configurazioni infrastrutturali individuate come ottimali per la regione Sardegna anche alla luce dell'opzione Tyrrhenian Link

*(\*) Una verifica dell'analisi costi-benefici a livello nazionale del collegamento Tyrrhenian Link, effettuata da Terna, è in corso di svolgimento da parte di RSE su specifico incarico di ARERA*

*(\*\*) La presenza del Tyrrhenian Link porta ulteriori benefici per la sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico sardo non quantificati in questa analisi*

# Configurazioni di infrastrutture energetiche considerate

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

(1) Il valore prima della / indica il numero di depositi costieri, quello dopo la / indica il numero di rigassificatori. Per EURALLUMINA è stata valutata anche l'opzione di alimentare lo stabilimento con un deposito GNL dedicato: in questo caso il deposito è aggiuntivo rispetto a quelli indicati in tabella.

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

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

(3) Le valutazioni sulle necessità di nuova capacità termoelettrica a gas con e senza Tyrrhenian Link sono state effettuate a cura di RSE a valle di interazioni con TERNA.

La forchetta dei valori per la capacità termoelettrica indica l'inserimento della centrale CHP da circa 250 MW in una delle opzioni di ripartenza del polo dell'alluminio (vedi slide successive)

**Nella configurazione Isola il livello di «estremo» sviluppo delle reti di distribuzione è qui indicato per semplicità, ma successivamente si analizzano anche i livelli di sviluppo inferiori**

LEGENDA COLORI: **ROSSO** assenza nella configurazione esaminata; **VERDE CHIARO** presenza rilevante nella configurazione esaminata; **VERDE SCURO** presenza bassa/media nella configurazione



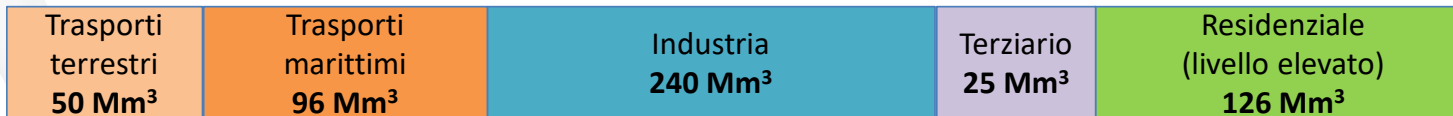
# Metanizzazione dei settori di uso finale\* (anno 2040)



## Configurazione BASE



## Configurazione DEPOSITI

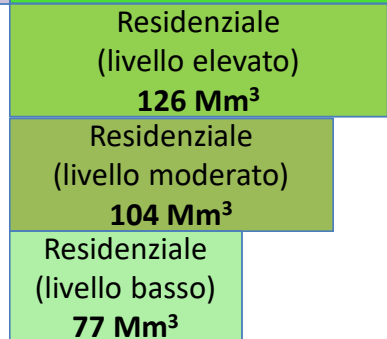


## Configurazioni ISOLA e CONTINENTE



sensitivity per diversi livelli di sviluppo delle reti di distribuzione

## Configurazione ELETTRICO



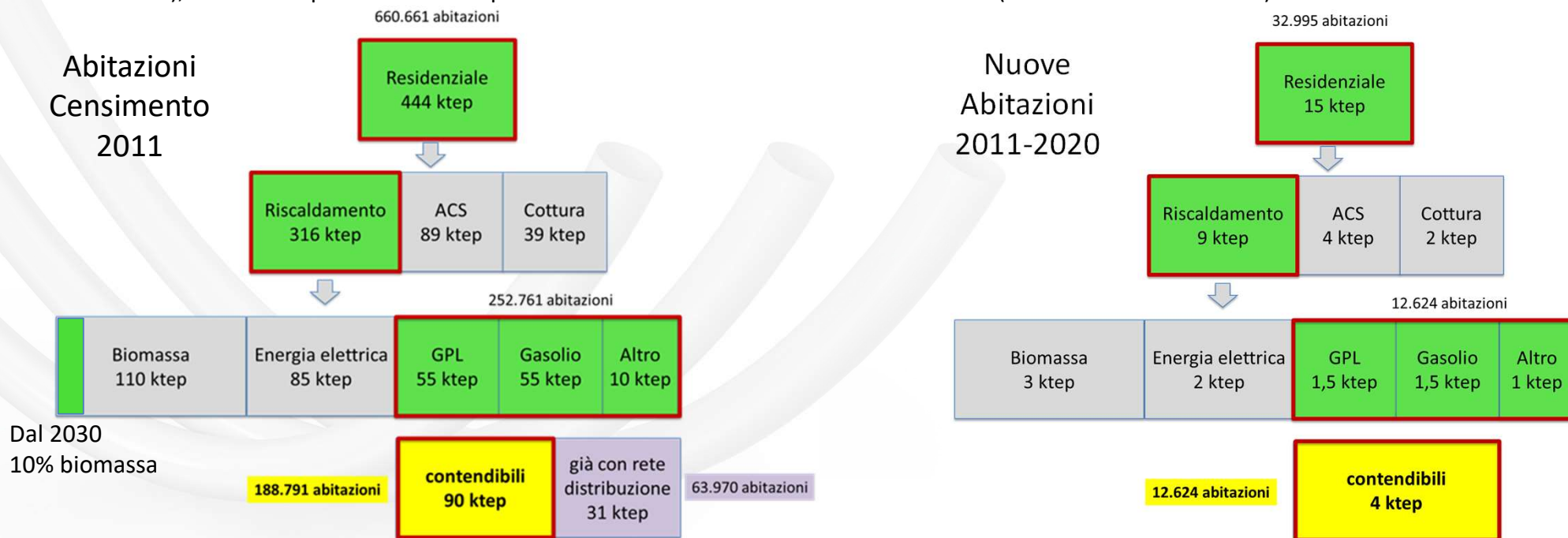
\* Esclusi i consumi del polo dell'alluminio e del termoelettrico



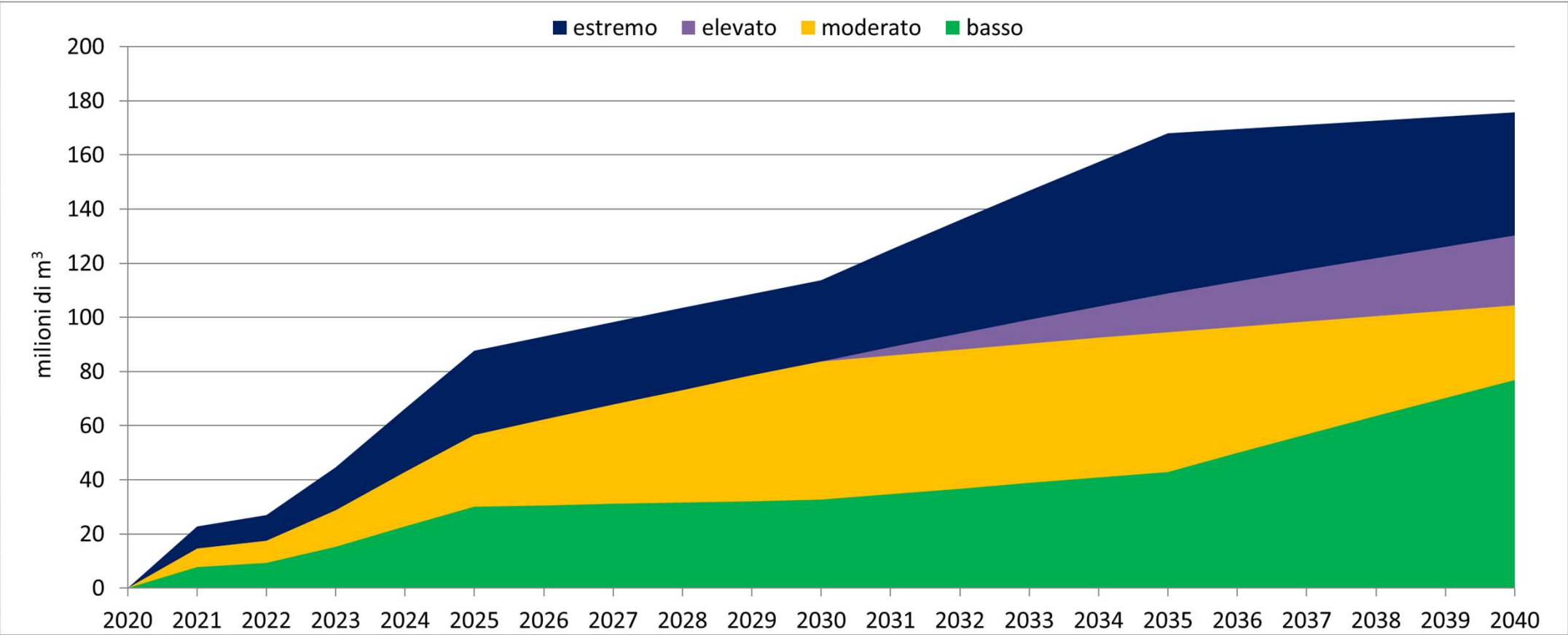
# Settore residenziale: contendibilità (es. fabbisogno riscaldamento)



- Si sono valutati i fabbisogni attuali di riscaldamento, ACS e cottura soddisfatti da combustibili fossili (GPL, aria propanata, gasolio) o da biomassa, che possono essere sostituiti da gas naturale (o da energia elettrica).
- I livelli di sostituzione con gas naturale sono stati differenziati in funzione di differenti ipotesi sullo sviluppo delle reti di distribuzione: basso (solo bacini con lavori completati, gestiti da ITALGAS), moderato (bacini con lavori completati + completamento in bacini con lavori già avviati, gestiti da ITALGAS), elevato (bacini con lavori completati + completamento in bacini con lavori già avviati o da avviare, gestiti da ITALGAS), estremo (sviluppo di reti distribuzione oltre il piano di investimenti di ITALGAS, valutazione fatta sul potenziale massimo di utenti ritenuto metanizzabile)
- Per i fabbisogni aggiuntivi futuri, che derivano dalla crescita dei driver macro-economici considerata nel periodo 2021-2040, (popolazione, numero di famiglie, VA del terziario), si è invece ipotizzato un completo soddisfacimento mediante elettrificazione (nell'ottica di edifici NZEB).



# Settore residenziale: metanizzazione



# Riattivazione della filiera dell'alluminio

La riattivazione di Eurallumina comporterebbe un consumo annuo di gas naturale a regime nelle diverse configurazioni di circa 360 milioni di m<sup>3</sup>. Per l'alimentazione dell'impianto sono state studiate tre diverse opzioni (1,2,3).

Come sensitivity è stata studiata anche la non riattivazione della filiera dell'alluminio (OPZIONE 4).

## Fabbisogni Eurallumina:

- 200 ktep 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 Sider Alloys (ex-ALCOA):

- 2 TWh di energia elettrica a regime

1. **OPZIONE 1:** Vapordotto da centrale a carbone Enel (200 ktep termici) - Phase-out carbone al 2030 (dopo il 2030 centrale interna CHP a gas)
2. **OPZIONE 2:** Nuova centrale a gas CHP esterna all'impianto (Eurallumina: 200 ktep termici + Sider Alloys: 2 TWh elettrici)
3. **OPZIONE 3:** Nuova centrale a gas CHP interna all'impianto Eurallumina (200 ktep termici)
4. **OPZIONE 4:** Non ripartenza della filiera dell'alluminio



Si presentano nel seguito i risultati per l'opzione 2 che risulta la migliore dal punto di vista energetico

Settore industria (EURALLUMINA)	2025	2030	2040
<u>Consumo di gas naturale (milioni di m<sup>3</sup>)</u>			
BASE	0-182-265*	0-363-530*	0-363-530*
DEPOSITI	0-182-265*	0-363-530*	0-363-530*
ISOLA	0-182-326*	0-363-651*	0-363-651*
CONTINENTE	0-182-326*	0-363-651*	0-363-651*
ELETTRICO	0-182-265*	0-363-530*	0-363-530*

\*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

Le valutazioni partono dalla configurazione del sistema elettrico sardo assunta per lo scenario nazionale PNIEC 2030 e concordate con TERNA:

- domanda elettrica dello scenario 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 SACO13

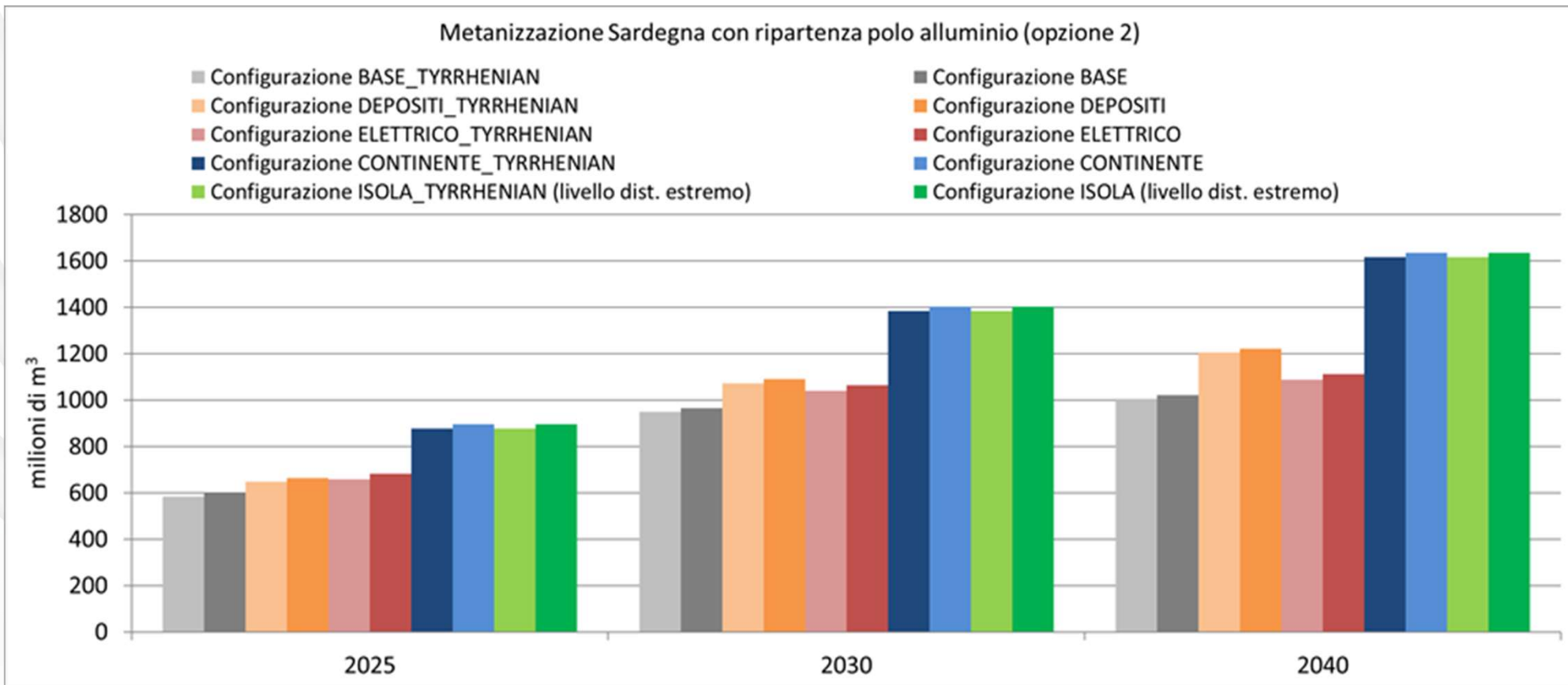
Si è quindi proceduto a simulare i casi con e senza Tyrrhenian link, valutando la capacità termoelettrica necessaria per l'esercizio in sicurezza del sistema sardo ed i livelli di overgeneration nazionale. Le simulazioni RSE tengono conto di un quadro regolatorio futuro in cui anche nuove risorse (FRNP, sistemi di accumulo elettrochimico, generazione distribuita, domanda flessibile) sono abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Dalle simulazioni effettuate, il consumo annuo di gas naturale attribuibile a questi nuovi OCGT risulta pari a circa 130 milioni di m<sup>3</sup>/anno. Sulla base degli studi preliminari svolti da RSE, l'assenza del collegamento potrebbe richiedere una maggiore potenza installata di circa 600 MW, la quale, pur essendo principalmente finalizzata a garantire i margini di riserva necessari, determina un incremento dei consumi di gas naturale. Secondo le simulazioni di RSE (condotte considerando quali risorse di flessibilità anche i sistemi di accumulo e le FER) tale incremento risulta limitato (circa 100 Mm<sup>3</sup>/anno), delineando, dunque, per il Tyrrhenian Link funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che allo scambio di rilevanti quantità di energia.

# Metanizzazione complessiva

## (opzione 2 – 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 per ogni configurazione

Per la valutazione dei costi di sistema si utilizzano i prezzi di approvvigionamento dei diversi vettori energetici richiesti dalla Sardegna, i costi d'investimento ed esercizio delle diverse infrastrutture energetiche e tecnologie di uso finale. Oltre ai costi di CAPEX e OPEX si valutano anche le esternalità ambientali monetizzabili (emissioni serra ed inquinanti). Le voci di costo quantificate sono le seguenti:

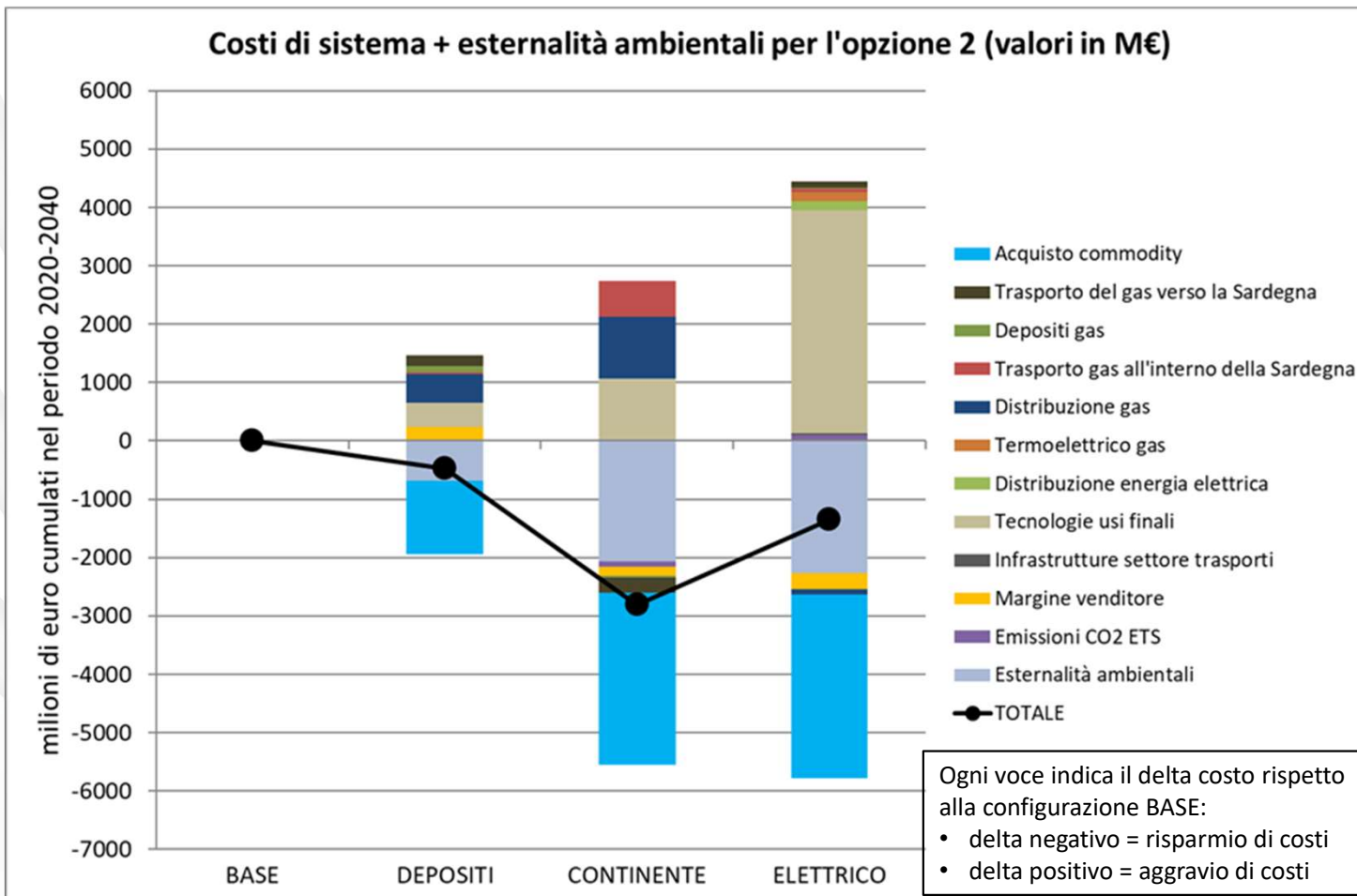
- Prezzi all'ingrosso delle commodity (assunti costanti nel periodo 2020-2040) e approvvigionamento energetico nella regione (ipotesi di allineamento o non allineamento al PSV)
- Costi di investimento e costi operativi delle infrastrutture:
  - Rete elettrica (reti di distribuzione, cabine primarie, 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);
- Investimenti e costi operativi che dovranno sostenere 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:
  - CO<sub>2</sub>
  - Altre emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NMVOC, CH<sub>4</sub>, PM<sub>2.5</sub> e PM<sub>10</sub>)
  - Costi esterni del trasporto con dorsale e su strada

Categorie di beneficio definite nella delibera ARERA 468/2018:  
B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili;  
B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO<sub>2</sub>;  
B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO<sub>2</sub>;

***Costo della configurazione<sub>i</sub> = CAPEX<sub>i</sub> + OPEX<sub>i</sub> + esternalità ambientali monetizzabili***

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.

# Delta costo delle configurazioni «fisiche» con ripartenza polo alluminio – opzione 2 (milioni di euro cumulati in 20 anni)



**Considerate le esternalità ambientali:**

- CO<sub>2</sub>
- Altre emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NMVOC, CH<sub>4</sub>, PM<sub>2.5</sub> e PM<sub>10</sub>)
- Costi esterni del trasporto con dorsale e su strada

Il risparmio cumulato nella configurazione CONTINENTE rispetto alla BASE sale a **2,8** miliardi



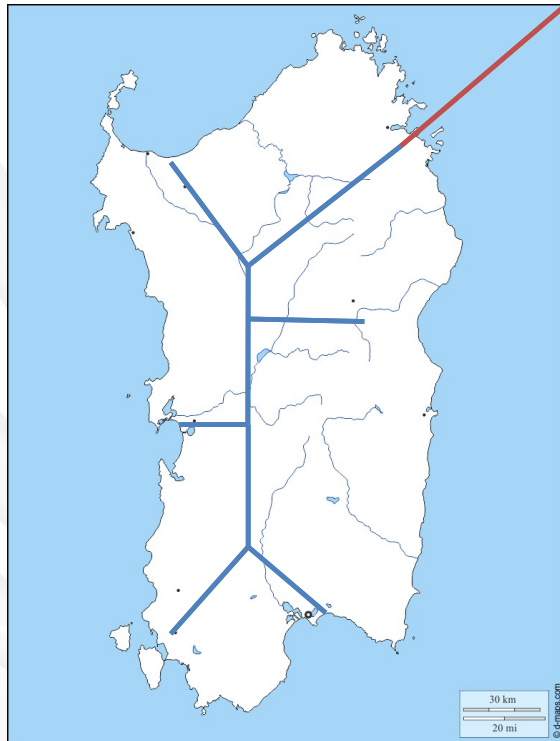
# Passaggio da configurazione fisica a virtuale

Tra le configurazioni «fisiche» valutate in precedenza, quella a minor costo è la **CONTINENTE**

Si valuta ora una «virtualizzazione» della configurazione CONTINENTE → la configurazione **ISOLA**

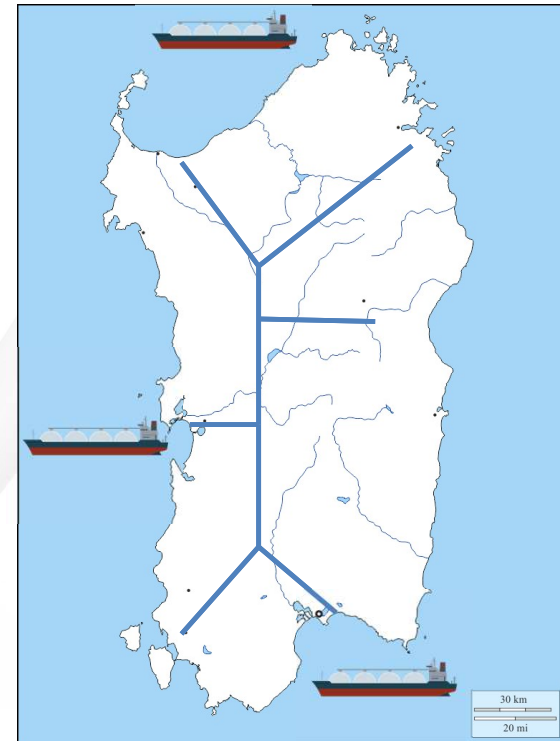
interconnessione fisica con il continente

Configurazione CONTINENTE

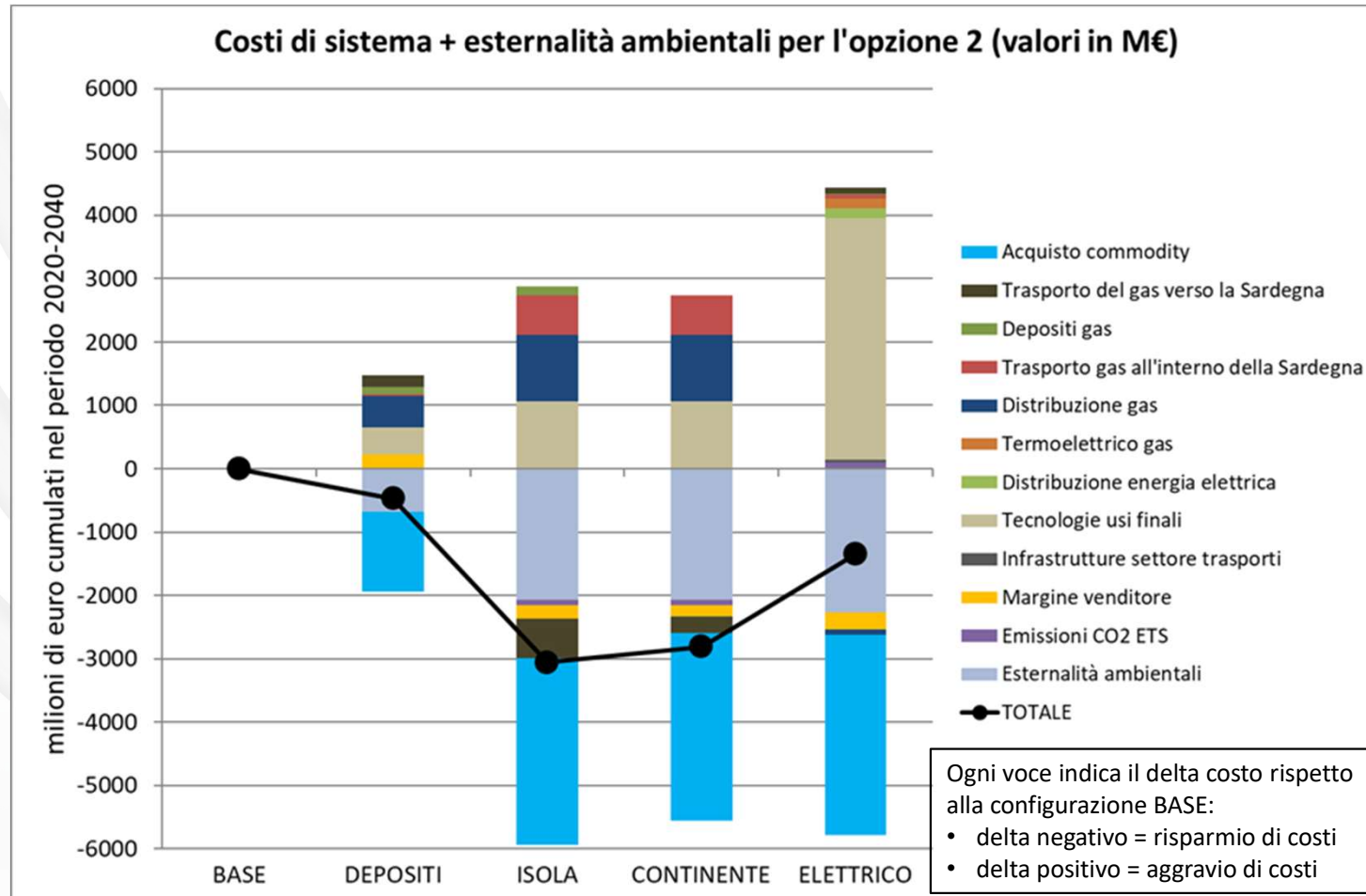


interconnessione virtuale con il continente + MCP

Configurazione ISOLA



# Delta costo delle configurazioni «fisiche» e «virtuali» con ripartenza polo alluminio – opzione 2 (milioni di euro cumulati in 20 anni)



**Considerate le esternalità ambientali:**

- CO<sub>2</sub>
- Altre emissioni (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NMVOC, CH<sub>4</sub>, PM<sub>2.5</sub> e PM<sub>10</sub>)
- Costi esterni del trasporto con dorsale e su strada

Il risparmio cumulato nella configurazione ISOLA rispetto alla BASE sale a **3,1 miliardi**

# Focus su ISOLA: varianti metanizzazione e nuova regolazione

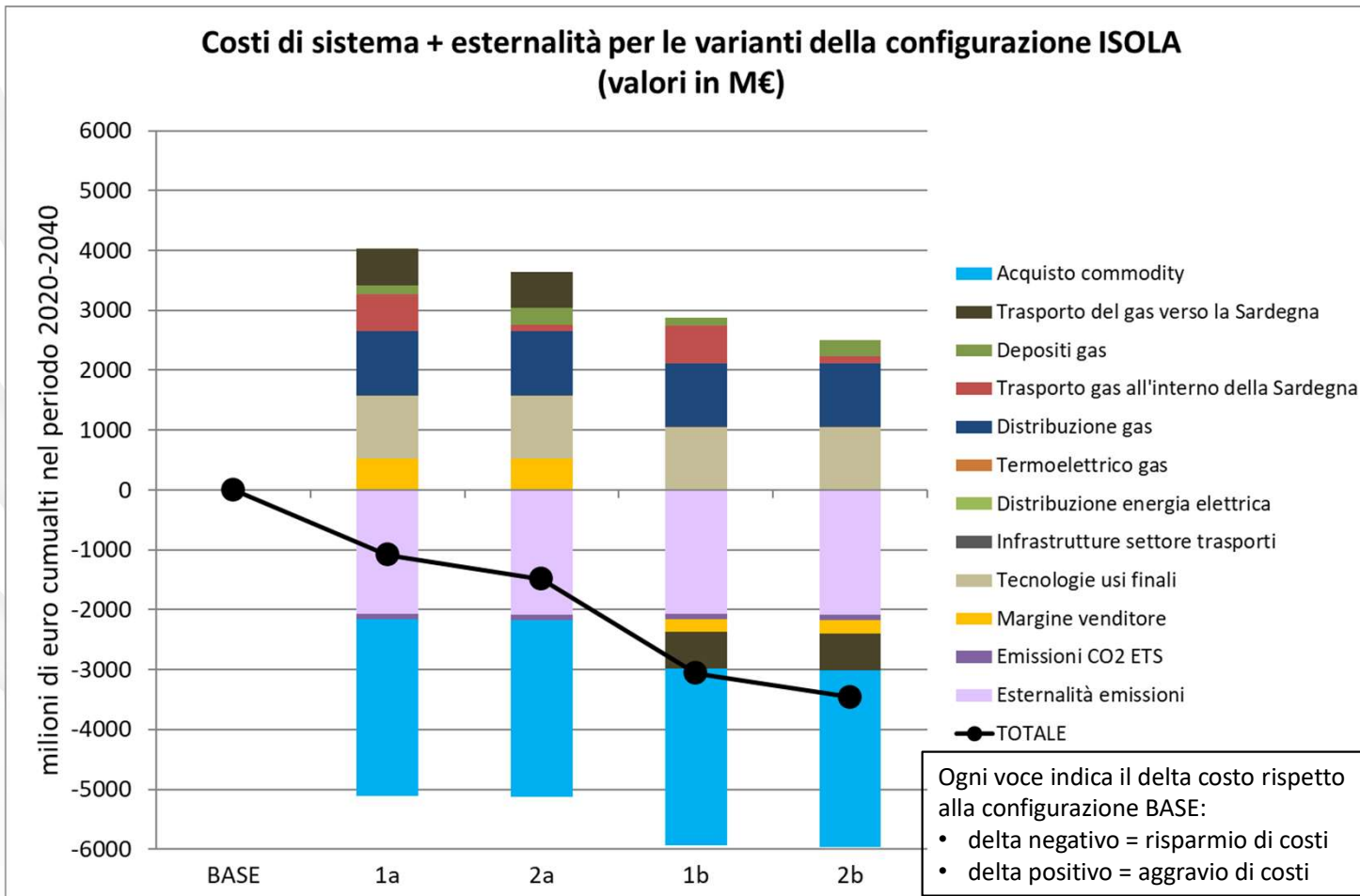


CONFIGURAZIONE	HVDC Tyrrhenian Link	Depositi costieri / Rigassificatori <sup>(1)</sup>	Rete di distribuzione gas	Rete di distribuzione elettrica	«Rete energetica Sarda» (dorsale gas)	Gasdotto «Sealine»	Phase-out carbone	Nuova capacità termoelettrica a gas (MW)
BASE		1/0	1	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
DEPOSITI		2/1	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	1100-1350
DEPOSITI TYRRHENIAN		2/1	3	Sviluppo PNIEC			2025/2030	500-750
<b>ISOLA</b>		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)



## Incluse esternalità ambientali, OPZIONE 2

**1a (Dorsale senza Virtual Pipeline)  
Risparmio: 1,1 miliardi**

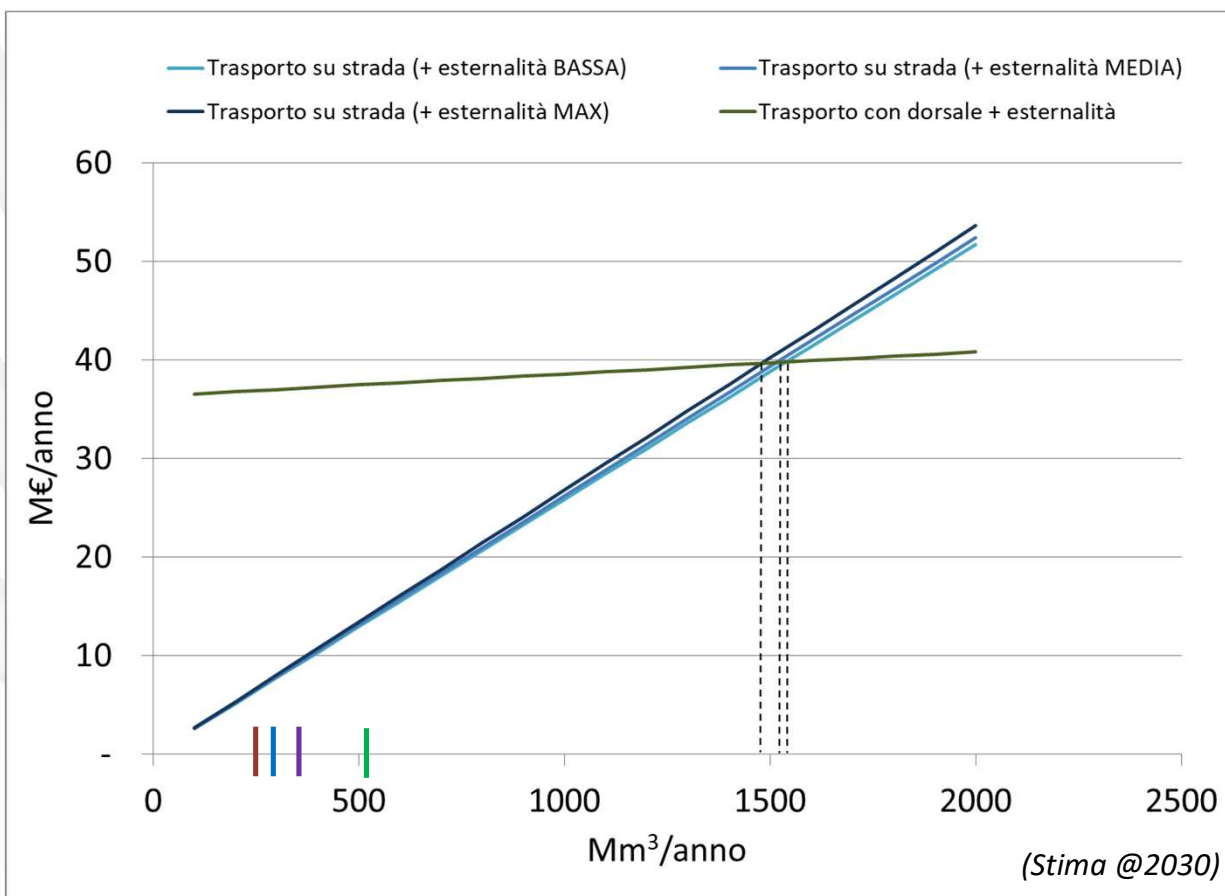
**2a (Strada senza Virtual Pipeline)  
Risparmio: 1,5 miliardi**

**1b (Dorsale con Virtual Pipeline)  
Risparmio: 3,1 miliardi**

**2b (Strada con Virtual Pipeline)  
Risparmio: 3,5 miliardi**

# Costi trasporto gas: dorsale vs. strada

- E' stato effettuato un confronto del costo del trasporto di gas con la dorsale rispetto al trasporto di gas su strada con cisterne criogeniche. Sono stati considerati anche i costi esterni attribuibili alle due soluzioni.
- La figura mostra i costi annui (ammortamento dell'investimento + O&M) in funzione dei volumi trasportati



Mm <sup>3</sup> /anno trasportati su strada*	2025	2030	2040
Configurazione BASE	185	<b>285</b>	342
Configurazione DEPOSITI	225	<b>362</b>	445
Configurazione CONTINENTE	371	<b>504</b>	639
Configurazione ISOLA	371	<b>504</b>	639
Configurazione ELETTRICO	150	<b>240</b>	240

\*consumi gas al netto dei consumi del polo dell'alluminio, dei bunkeraggi marittimi 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

Risparmi relativi all'opzione 2 di ripartenza del polo dell'alluminio

In questa analisi di sensitivity si mostra la variazione del risparmio ottenibile nella configurazione ISOLA variando il livello di sviluppo delle reti di distribuzione.

**Considerando 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 CO<sub>2</sub> e inquinanti

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

## Conclusioni (1/4)

- **L'introduzione del metano nel sistema energetico sardo porta a vantaggi a livello di sistema.** Il metano sostituirebbe infatti progressivamente nel tempo 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)
- **Sulla base del contesto normativo/regolatorio attuale** sono stati quindi stimati diversi volumi di gas naturale nelle due condizioni (1. e 2.) relative ai diversi prezzi.
- A partire da quattro configurazioni iniziali «fisiche», si è determinato il **costo di sistema cumulato in 20 anni** considerando anche gli investimenti gas necessari fuori dal perimetro della Sardegna, ma finalizzati alla fornitura dell'isola.



## Conclusioni (2/4)

- Ipotizzando un'evoluzione del contesto normativo/regolatorio attuale e considerando una soluzione «virtuale» di interconnessione con il continente e un meccanismo che permetta l'allineamento del prezzo del GNL al PSV si è costruita la configurazione **ISOLA**
- La configurazione **ISOLA** è quella che porta ai maggiori risparmi, rispetto alla configurazione **BASE**; i maggiori costi infrastrutturali sarebbero più che compensati da minori costi dei vettori energetici e da minori esternalità ambientali.
- Tali risparmi sono stati quantificati in termini di:
  - **minori costi per il sistema** (risparmi stimati in circa 1 miliardo nel periodo 2020-2040)
  - **minori esternalità ambientali** (risparmi stimati in circa ulteriori 2 miliardi nel periodo 2020-2040)
  - la sostituzione di combustibili quali gasolio e olio combustibile con elevati valori emissivi di NOx e SO2 determina importanti risparmi, valorizzando il danno di tali inquinanti
- Si è poi focalizzata l'attenzione sulla configurazione **ISOLA**, elaborando una serie di varianti
- Per ottimizzare economicamente gli investimenti di metanizzazione occorre individuare una modalità con cui la metanizzazione dell'isola possa avvenire in modo coerente:
  - sia con le incertezze sullo sviluppo della domanda,
  - sia con le caratteristiche delle infrastrutture energetiche.
- Occorre bilanciare la **lunga vita tecnica delle infrastrutture gas** (rischio di lock-in rispetto a decarbonizzazione più spinta) e il fatto che la **disponibilità di gas è necessaria** per alcuni settori industriali.

## Conclusioni (3/4)

- **Per la dorsale di trasporto, le analisi identificano il punto di convenienza solo per volumi di gas molto elevati (superiori a 1,5 miliardi di m<sup>3</sup>/anno), mentre per volumi inferiori a tale soglia risulterebbe più conveniente trasportare il gas naturale su strada.** Volumi dell'ordine di 1,5 miliardi di m<sup>3</sup>/anno sono raggiungibili solo in casi estremi:
  - considerando asserviti alla dorsale sia i consumi del polo dell'alluminio (aspetto non scontato, essendo possibili soluzioni di alimentazione diretta senza dorsale) sia la generazione termoelettrica necessaria al mantenimento in sicurezza del sistema elettrico isolano in presenza di elevato sviluppo delle rinnovabili;
  - considerando i consumi stimati negli ultimi anni del periodo di riferimento (2020-2040) dell'analisi, che però sono difficilmente mantenibili nel lungo periodo, in una prospettiva di crescente decarbonizzazione avanzata.
- **Anche le scelte sulla distribuzione del gas sull'isola per utilizzi residenziali, di terziario e di piccola industria diffusa potrebbero essere al momento limitate alle sole reti già realizzate o con lavori già avanzati,** dal momento che le analisi mostrano che questo risulta essere lo scenario di infrastrutture di distribuzione di massimo risparmio considerando sia i costi di sistema (con ipotesi di costi unitari crescenti all'aumentare dell'espansione delle reti), sia le esternalità ambientali.
- **L'elettrificazione** degli usi finali nel residenziale, terziario e industriale di piccola taglia potrebbe risultare conveniente per tutti gli altri bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione, in presenza di politiche fiscali e industriali volte a sostenere gli investimenti sul lato privato per l'acquisto e l'installazione di nuove tecnologie elettriche (in particolare pompe di calore, veicoli elettrici, etc.).

## Conclusioni (4/4)

- **L'elettrificazione risulta sul lungo termine più coerente con le politiche di decarbonizzazione spinta, con lo sviluppo dell'idrogeno "verde" nel caso di overgeneration da fonti rinnovabili, uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola, dove le speciali condizioni di sviluppo di solare ed eolico potrebbero dar luogo a eccessi temporanei di energia elettrica da fonti rinnovabile.**
- **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 preliminari effettuate, le differenze in termini di volumi per il termoelettrico sull'isola nelle due condizioni non alterano i risultati complessivi.**



Grazie per l'attenzione!