



STUDIO RSE:
APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040)
ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019

Luglio 2020

Indice

EXECUTIVE SUMMARY	1
1 OBIETTIVO DELLO STUDIO.....	12
2 METODOLOGIA.....	13
2.1 Ricognizione del sistema energetico della regione Sardegna	13
2.2 Definizione di uno scenario di domanda energetica	13
2.3 Infrastrutture energetiche esistenti e nuovi progetti	13
2.4 Definizione delle configurazioni infrastrutturali.....	13
2.5 Analisi	13
3 ANALISI DEI FABBISOGNI E CONSUMI ENERGETICI IN SARDEGNA	14
3.1 Ricognizione del sistema energetico attuale della regione.....	14
3.2 Stima dei consumi energetici finali per l'anno 2020	16
3.2.1 Settore residenziale.....	16
3.2.2 Settore terziario.....	17
3.2.3 Settore trasporti	18
3.2.4 Settore industria	18
3.3 Approfondimento sul settore elettrico	25
3.4 Scenario di evoluzione dei fabbisogni energetici della regione nel periodo 2020-2040	28
3.4.1 Settore residenziale.....	28
3.4.2 Settore terziario.....	37
3.4.3 Settore industria	38
3.4.4 Settore trasporti	39
3.4.5 Scenari di evoluzione del settore elettrico	40
4 INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ESISTENTI IN SARDEGNA E NUOVI PROGETTI	47
4.1 Infrastrutture gas.....	47
4.1.1 Storia dei progetti di metanizzazione della Sardegna	47
4.1.2 Reti di distribuzione.....	48
4.1.3 Altri progetti per il trasporto e lo stoccaggio di gas metano e GNL	51
4.2 Infrastrutture elettriche	55
4.2.1 Infrastrutture elettriche esistenti.....	55
4.2.2 Progetti di nuove infrastrutture elettriche.....	60
5 DEFINIZIONE DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI	61
5.1 Descrizione delle configurazioni.....	61
5.1.1 Contesto regolatorio e normativo	61
5.1.2 Configurazioni "fisiche"	63
5.1.3 Indicazioni del PNIEC per la regione Sardegna.....	64
5.1.4 Configurazioni "virtuali"	64
5.1.5 Sintesi delle configurazioni.....	65
5.2 Livelli di metanizzazione ed elettrificazione nelle varie configurazioni	66
5.2.1 Settore residenziale.....	66
5.2.2 Settore terziario.....	75
5.2.3 Settore trasporti	79
5.2.4 Settore industriale e agricolo-serre	83
5.2.5 Settore termoelettrico.....	90
6 IMPATTO SUL SISTEMA ENERGETICO	91

6.1	Consumi energetici finali.....	91
6.1.1	Consumi energetici finali: settore residenziale	91
6.1.2	Consumi energetici finali: settore terziario	92
6.1.3	Consumi energetici finali: settore trasporti.....	94
6.1.4	Consumi energetici finali: settore Industria	96
6.1.5	Consumi energetici finali: totali.....	102
6.2	Metanizzazione della Sardegna nelle configurazioni studiate	105
6.3	Scenari di penetrazione del gas metano in Sardegna sviluppati nel PEARS 2015-2030.....	108
7	COSTI DI SISTEMA.....	109
7.1	Costi di acquisto dei vettori energetici.....	109
7.1.1	Prezzi vettori energetici del settore industriale	110
7.1.2	Prezzi vettori energetici del settore residenziale	110
7.1.3	Prezzi vettori energetici del settore terziario.....	111
7.1.4	Prezzo di acquisto del GNL	111
7.1.5	Costi di acquisto dei vettori energetici nelle diverse configurazioni.....	112
7.2	Costi di investimento e costi operativi per il trasporto del gas naturale verso la Sardegna	113
7.2.1	Costi di trasporto del GNL/gas naturale verso la Sardegna nelle diverse configurazioni	114
7.3	Costi di investimento e costi operativi delle infrastrutture energetiche in Sardegna	114
7.3.1	Stoccaggio e rigassificazione	115
7.3.2	Trasporto GNL/gas naturale all'interno della Sardegna	115
7.3.3	Infrastrutture di trasmissione elettrica e impianti di generazione elettrica	117
7.3.4	Distribuzione del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna	117
7.3.5	Distribuzione energia elettrica	119
7.3.6	Infrastrutture del settore trasporti (stazioni di servizio, colonnine di ricarica)	119
7.4	Costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali	120
7.4.1	Nuovi impianti di generazione e distribuzione del calore (caldaie a gas e pompe di calore)	120
7.4.2	Nuovi veicoli	121
7.4.3	Adeguamento tecnologie industriali.	121
7.4.4	Costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali nelle diverse configurazioni.....	122
7.5	Stima del margine dei venditori all'utente finale	122
7.6	Costi relativi alle esternalità ambientali	124
7.6.1	Costi esterni del trasporto del gas naturale su strada e con la dorsale gas	125
7.6.2	Costi delle esternalità ambientali nelle diverse configurazioni.....	132
7.7	Configurazione con i minori costi di sistema.....	132
7.8	Confronto dei costi di sistema tra le configurazioni fisiche	133
7.9	Dalla configurazione "fisica" CONTINENTE" alla configurazione "virtuale" ISOLA	134
8	ANALISI DEI RISULTATI.....	137
8.1	Confronto tra il trasporto con dorsale e il trasporto su strada nel periodo 2020-2040	137
8.2	Sensitivity: variazione del livello di sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale	140
8.3	Sensitivity: variazione del livello di elettrificazione.....	141
8.4	Sensitivity: variazione della metanizzazione dei trasporti marittimi	142
8.5	Sensitivity: impatto della metanizzazione del settore industriale	143
8.6	Sensitivity: variazione del prezzo di acquisto del GNL/gas naturale	144
8.7	Sensitivity: variazione dei volumi di gas naturale nelle configurazioni	145
8.8	Considerazioni sul livello di elettrificazione e metanizzazione	147
8.9	Spunti per ulteriori approfondimenti dello studio	148
9	METANIZZAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE E PROSPETTIVE NEL LUNGO TERMINE..	149
9.1	Metanizzazione dei settori di uso finale, situazione nazionale nel periodo 2010-2017	149

9.2	I consumi di gas naturale nello scenario PNIEC al 2030 e 2040	150
9.3	Prospettive nel lungo termine	153
9.3.1	Obiettivi di decarbonizzazione	153
9.3.2	Il sistema energetico al 2050	154
10	CONCLUSIONI	158
	BIBLIOGRAFIA	161
	ALLEGATO - COSTI DI SISTEMA DELLE CONFIGURAZIONI, OPZIONI FILIERA ALLUMINIO	163

EXECUTIVE SUMMARY

OBIETTIVO DELLO STUDIO E METODOLOGIA

La regione Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni Italiane. La condizione d'insularità della regione ha limitato lo sviluppo delle infrastrutture, specie in ambito energetico. Allo stato attuale la Sardegna è l'unica regione italiana esclusa dalla metanizzazione: l'isola è priva di un sistema di trasporto del gas naturale, mentre esistono reti di distribuzione, in alcuni casi ancora in fase di realizzazione, che attualmente utilizzano altri combustibili.

I due TSO italiani (TERNA e SNAM) hanno in programma importanti interventi di sviluppo infrastrutturale per la regione, con i progetti di costruzione del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (cosiddetto "Tyrrhenian Link") e della dorsale per il trasporto del gas metano. Questi progetti si affiancano ad azioni di costruzione ed espansione delle reti di distribuzione sia per il gas, sia per l'energia elettrica, proposte dai DSO, nonché ad alcuni progetti di depositi/rigassificatori costieri di GNL.

Lo sviluppo delle infrastrutture deve confrontarsi con gli scenari di evoluzione della domanda energetica della regione; inoltre, le soluzioni adottate dovranno essere compatibili con le policy internazionali e nazionali in materia energetica e ambientale, sia al 2030 (PNIEC), sia al 2050.

Il presente studio è stato elaborato in virtù della delibera ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019. L'obiettivo dello studio, in armonia con gli obiettivi definiti dalla predetta delibera, è quello di analizzare e confrontare le diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Regione, garantendo nel contempo un adeguato contributo agli obiettivi di de-carbonizzazione, penetrazione delle fonti di energia rinnovabile ed incremento dell'efficienza energetica fissati dal PNIEC. Lo studio si basa su criteri di Analisi Costi-Benefici, applicati a livello di sistema (costi di sistema + esternalità), ricercando, fra le diverse configurazioni di sviluppo infrastrutturale impostate, quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della regione Sardegna su un periodo di osservazione che si estende da oggi al 2040.

Per raggiungere i predetti obiettivi lo studio è stato articolato in più fasi:

- 1) in una **prima fase** è stato analizzato l'attuale sistema energetico della regione Sardegna, con la collaborazione del Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica dell'Università di Cagliari;
- 2) in una **seconda fase** è stato definito uno scenario di sviluppo della domanda energetica (dal 2020 al 2040), tenendo conto delle peculiarità del territorio sardo e degli scenari nazionali individuati dal PNIEC;
- 3) in una **terza fase** sono state analizzate le infrastrutture energetiche già esistenti nella regione e i nuovi progetti proposti (principalmente, dai TSO e DSO);
- 4) in una **quarta fase** è stato individuato un set di configurazioni significative, composte da diversi mix di infrastrutture, per abilitare diversi livelli di metanizzazione ed elettrificazione dei consumi;
- 5) da ultimo, in una **quinta fase**, sono state analizzate le diverse configurazioni e il loro impatto sul sistema energetico sardo valutandole in ottica CBA.

FASE 1 E FASE 2: ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO SARDO E SCENARI DI EVOLUZIONE SUL PERIODO 2020-2040

Sono stati stimati i fabbisogni energetici dei diversi settori per l'anno di partenza dell'analisi, il 2020.

I consumi energetici del **settore residenziale** rappresentano circa il 25% dei consumi totali della regione.

Consumi energetici (dati in ktep) del settore residenziale nel 2020 in Sardegna

Fonte	ktep
<i>Gas naturale</i>	-
<i>GPL</i>	110
<i>Gasolio</i>	69
<i>Bioenergie</i>	222
<i>Altri fossili</i>	12
<i>Energia elettrica</i>	186
<i>Solare termico</i>	2
TOTALE	602

I consumi energetici del **settore terziario** rappresentano circa il 10% dei consumi totali della regione.

Consumi energetici (dati in ktep) del settore terziario nel 2020 in Sardegna

Fonte	ktep
<i>Gas naturale</i>	-
<i>GPL</i>	24
<i>Gasolio</i>	16
<i>Bioenergie</i>	3
<i>Altri fossili</i>	5
<i>Energia elettrica</i>	184
<i>Solare termico</i>	2
TOTALE	234

I consumi energetici del **settore trasporti** rappresentano circa il 40% dei consumi totali della regione.

Consumi energetici (dati in ktep) del settore trasporti nel 2020 in Sardegna (terrestri + marittimo)

Fonte	ktep
<i>Gasolio</i>	444
<i>GPL</i>	17
<i>Benzina</i>	331
<i>Olio combustibile</i>	159
<i>Energia elettrica</i>	11
TOTALE	962

I consumi energetici del **settore industriale** (per la stima dei quali è stato determinante l'apporto informativo fornito dal Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica (DIEE) dell'Università degli Studi di Cagliari) rappresentano circa il 25% dei consumi totali, e sono localizzati in porzioni ben delimitate del territorio; in termini di combustibili utilizzati, circa un terzo dei consumi è ascrivibile all'olio combustibile e circa un settimo al GPL.

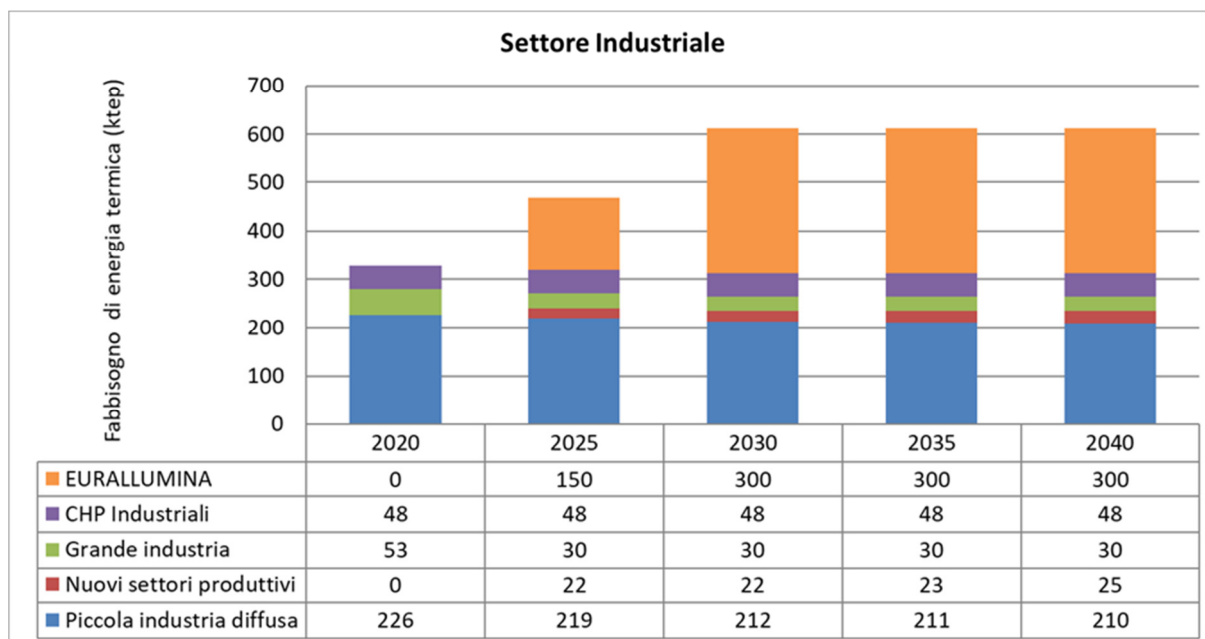
Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per fonte energetica

Combustibile	[tep]	[%]
BTZ	64.513	28,6%
Olio esausto	8.841	3,9%
Gasolio	10.795	4,8%
GPL	34.961	15,5%
GNL	2.590	1,1%
Pet Coke	74.500	33,0%
Coke metallurgico	4.100	1,8%
Antracite	25.200	11,1%
TOTALE	225.500	100,0%

Per valutare i fabbisogni energetici termici del **settore residenziale**, nel periodo 2020-2040, ci si è basati sulle evoluzioni previste per la popolazione ed il numero di famiglie utilizzate nello scenario nazionale PNIEC, e su studi RSE in merito all'evoluzione del fabbisogno specifico (kWh/m²/anno), come conseguenza degli interventi sul patrimonio immobiliare. Il fabbisogno risulta in lieve diminuzione.

Analogamente, la proiezione nel periodo 2020-2040 dei fabbisogni energetici termici del **settore terziario** è basata sulle evoluzioni previste per il valore aggiunto settoriale utilizzate nello scenario nazionale PNIEC. Il fabbisogno risulta in modesta crescita nel periodo considerato, da 136 a 165 ktep, + 21 %.

La stima nel periodo 2020-2040 dei fabbisogni energetici termici del **settore industriale** è basata sulle evoluzioni previste per il valore aggiunto settoriale utilizzate nello scenario nazionale PNIEC. Sono stati anche inclusi consumi aggiuntivi, dovuti alla riattivazione delle filiere delle serre e della ceramica. Dal 2025 è stata considerata la ripartenza degli impianti exAlcoa ed Eurallumina, cui consegue un raddoppio dei consumi rispetto al 2020. È stata tuttavia svolta un'analisi di sensitività per valutare gli effetti della non ripartenza della filiera dell'alluminio.



Per il **settore trasporti**, la domanda di mobilità è valutata in lieve incremento (+7% dal 2020 al 2040).

Per il **settore elettrico**, infine, è stato valutato un sensibile incremento della domanda (da circa 9 a circa 11 TWh/anno), in buona parte per l'ipotizzata riattivazione della filiera dell'alluminio. Al 2030 il picco invernale è stimato 1,6 GW, quello estivo 1,8 GW. È stata costruita anche una variante maggiormente elettrificata con circa 1 TWh di consumi aggiuntivi a partire dal 2030.

Per quanto riguarda il **mix di generazione elettrica**, si è fatto riferimento allo scenario nazionale PNIEC, che è stato ripartito sulle regioni sulla base di uno specifico studio RSE, che assume come criterio base quello della disponibilità di aree per gli impianti FER. Ne è risultata al 2030 una capacità installata in Sardegna di 2,1 GW di eolico e di 2,2 GW di fotovoltaico, da confrontare con il dato di fine 2019, che corrisponde a 1,05 GW di eolico e 0,87 GW di fotovoltaico.

FASE 3: ANALISI DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ESISTENTI IN SARDEGNA E NUOVI PROGETTI

La Giunta Regionale sarda, con una serie di provvedimenti presi a partire dal 2004, ha adottato un Piano di Metanizzazione che ha portato alla suddivisione del territorio in 38 bacini di utenza. Alcune delle imprese aggiudicatrici hanno realizzato reti che sono alimentate con gas diversi dal gas naturale (GPL o aria propanata), mentre risultano attualmente in fase di ulteriore sviluppo solo reti gestite da Italgas (con lavori avviati in 4 bacini e lavori previsti in ulteriori 6). Il piano di metanizzazione di Italgas prevede l'alimentazione delle reti mediante depositi di GNL locali dotati di impianto di rigassificazione, oltre all'utilizzo di carri bombolai per le zone più remote.

In sintesi, secondo dati riportati nella relazione annuale di ARERA del 2019, si hanno:

- 14 bacini su 38 in cui esistono già reti di distribuzione (completate in tutto o in parte);
- 2.100 km di rete in esercizio;
- 63.000 utenze servite (60% con aria propanata, 40% con GPL);
- 101 comuni serviti (su un totale di 377 comuni).

Riguardo al trasporto di gas naturale, i progetti di SNAM prevedono:

- un **collegamento virtuale ("Virtual Pipeline")** con il continente che prevede il caricamento di GNL dal terminale di Panigaglia ed il trasporto per mezzo di bettoline verso depositi costieri sardi dotati di rigassificatore; oppure
- un **collegamento fisico ("Sealine")** con la penisola tramite gasdotto connesso alla rete di trasporto nazionale (286 km per circa 800 M€ di CAPEX);
- una rete di trasporto ("dorsale") del gas sul territorio sardo ("**Rete Energetica Sarda**") alimentata dai collegamenti virtuale e fisico (progetto sviluppato congiuntamente da SNAM e SGI – 585 km per circa 600 M€ di CAPEX).

Riguardo ai depositi/rigassificatori costieri di GNL, vi sono cinque progetti sul tavolo, di cui uno in costruzione (Higas a Oristano, senza rigassificatore), uno autorizzato (Edison a Oristano, con rigassificatore), due con procedura autorizzativa in corso (IVI petrolifera a Oristano, Isgas Energit a Cagliari, entrambi con rigassificatore) e uno per cui è stata espressa una semplice manifestazione di interesse (Consorzio Industriale Provincia Sassari a Porto Torres).

Quanto al sistema elettrico sardo, esso è caratterizzato da una rete di trasmissione poco magliata, una rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione e da uno sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico (1055 MW al 2019) e fotovoltaico (873 MW al 2019). La rete a 380 kV connette la parte settentrionale e quella meridionale dell'isola, mettendo in comunicazione le due aree sulle quali insistono gli impianti termoelettrici di taglia maggiore (Fiume Santo e Sulcis).

La Sardegna è inoltre collegata elettricamente con il continente mediante due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) da 1000 MW e SA.CO.I.2 (Sardegna-Corsica-Italia) da 300 MW, che nel 2024 verrà sostituito dal nuovo SA.CO.I.3 da 400 MW.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale TERNA ha inoltre proposto un nuovo progetto di interconnessione costituito da un doppio collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna da 1000 MW, denominato "**Tyrrhenian Link**", corrispondente ad un investimento previsto di 3.700 M€.

Di rilevante importanza la situazione del parco termoelettrico sardo, attualmente basato in larga misura su impianti di generazione a carbone (Fiume Santo: 2 x 320 MW e Sulcis: 340 MW + 240 MW), dei quali, in

accordo con il PNIEC, è prevista la chiusura entro il 2025. Oltre a tali impianti a carbone, vi è l'impianto in tecnologia IGCC (575 MW) alimentato dai residui della raffineria Sarlux di Sarroch ed in convenzione CIP6 fino al 2021 (con limitate caratteristiche di flessibilità ai fini della riserva e del bilanciamento).

La Sardegna dispone inoltre di 466 MW di impianti idroelettrici, tra i quali, di particolare rilievo per le caratteristiche di flessibilità che garantisce al sistema, l'impianto di pompaggio di Taloro da 240 MW.

FASE 4: DEFINIZIONE DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI

Sulla base dell'assetto infrastrutturale descritto in precedenza (esistente e potenziale), sono state definite **cinque** diverse configurazioni caratterizzate da un diverso mix di infrastrutture gas ed elettriche con lo scopo di coprire un'ampia gamma di livelli di metanizzazione ed elettrificazione dei consumi finali. Tutte le configurazioni individuate hanno come obiettivo comune di soddisfare la domanda energetica della regione Sardegna che caratterizza lo scenario al 2040 individuato nella fase 2 dello studio e di garantire analoghe condizioni di adeguatezza/sicurezza del sistema elettrico.

Tra i progetti infrastrutturali analizzati, si evidenzia come il Tyrrhenian Link sia l'unico per il quale costi e benefici travalicano il perimetro regionale considerato per lo studio, e risulterebbero inoltre di arbitraria attribuzione: per tale ragione i costi e i relativi benefici non sono stati contabilizzati nello studio, al pari dei costi della capacità termoelettrica aggiuntiva da realizzare in Sardegna come possibile alternativa al Tyrrhenian Link stesso. La presenza o assenza di tale collegamento ha tuttavia un impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sardo, volumi debitamente valutati nello studio considerando per ogni configurazione infrastrutturale la doppia possibilità, con o senza Tyrrhenian Link.

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"**.

In assenza del gasdotto **"Sealine"** e della **"dorsale"**, ovvero in assenza di nuove e diverse disposizioni normative o regolatorie, dunque, il prezzo del gas all'utente finale (al netto di imposte e accise) risulterebbe composto da:

1. prezzo del mercato internazionale del GNL (prezzo del GNL scaricato ai terminali del Mediterraneo);
2. margine del trader che, ad un terminale del Mediterraneo, rivende il GNL ivi stoccato;
3. costo di **"reloading"** (relativo al caricamento delle bettoline da un terminale del Mediterraneo);
4. costo di **"shipping"** (relativo al trasporto con le bettoline da un terminale del Mediterraneo ad un deposito costiero in Sardegna);
5. costo di **"unloading"** (relativo allo scarico delle bettoline ed allo stoccaggio del GNL presso un deposito costiero in Sardegna);
6. costo di **"truck loading"** (relativo al caricamento dei camion con cisterna criogenica dal deposito costiero per la successiva distribuzione) (o, in alternativa, costo di rigassificazione);
7. costo di trasporto via camion del GNL fino ai rigassificatori connessi alle reti di distribuzione (o, in alternativa, costo di trasporto via tubo);
8. costo di distribuzione;
9. margine del retailer.

Si noti che in tal caso, non essendo i depositi costieri infrastrutture regolate, i costi di cui ai punti 5 e 6 potrebbero essere oggetto di rendite monopolistiche. Più probabilmente, gli investitori nei depositi costieri opererebbero anche come retailer, con una potenzialità ancora maggiore di estrarre rendite monopolistiche, avendo come unico limite gli elevati prezzi di GPL, aria propanata e gasolio con cui confrontarsi nel definire la propria offerta.

In presenza del gasdotto “Sealine” e della “dorsale”, invece, il prezzo della materia prima gas sarebbe allineato al PSV, ed a questo si aggiungerebbero i costi, regolati, di trasporto e distribuzione, oltre al margine del retailer, che in questo caso, tuttavia, sarebbe esposto alla concorrenza degli altri retailer sul mercato e quindi nell’impossibilità di estrarre rendite monopolistiche.

Le configurazioni “fisiche” considerate sono dunque le seguenti:

- “**BASE**”: configurazione a minimo sviluppo infrastrutturale gas, che considera solo infrastrutture già realizzate o la cui realizzazione è già prevista;
- “**DEPOSITI**”: configurazione intermedia con maggiore disponibilità di stoccaggio GNL, ma senza “dorsale”;
- “**CONTINENTE**”: configurazione di massimo sviluppo infrastrutturale gas, con “dorsale” alimentata a regime dal gasdotto “Sealine”;
- “**ELETTRICO**”: configurazione a minimo sviluppo infrastrutturale gas ed a massima elettrificazione, in particolare nel settore residenziale e terziario.

Tenendo conto del fatto che gli esiti delle prime analisi su tali configurazioni hanno mostrato di risentire significativamente delle assunzioni relative al prezzo del gas naturale sopra descritte, l’analisi è stata estesa a un’ipotesi di **interconnessione “virtuale”** da realizzare tramite un servizio di bettoline continente-isola e depositi costieri con rigassificatori. Ciò anche al fine di fornire elementi utili nell’ottica di **possibili evoluzioni dell’attuale contesto normativo e regolatorio**. La configurazione virtuale così individuata, detta “**ISOLA**”, è coerente con l’indicazione contenuta nel PNIEC relativa al fatto che *“al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d’Italia dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV”*¹. Tale configurazione prevede quindi:

- 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/rigassificatori 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.

Riassumendo, le configurazioni considerate sono descritte con maggior dettaglio nella Tabella 1. Si riscontrano in tutto dieci configurazioni, poiché ciascun caso è trattato con/ senza Tyrrhenian Link.

Tabella 1 - Configurazioni analizzate

CONFIGURAZIONE	HVDC Tyrrhenian Link	Depositi costieri / Rigassificatori	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
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 Al riguardo, il recente Decreto Legge 16 Luglio 2020 n. 76 (decreto “Semplificazioni”) ha stabilito che *“è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l’insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa”*.

La configurazione “ISOLA” è stata valutata anche nella variante senza “dorsale”, sostituita dal trasporto del GNL su strada mediante camion con cisterna criogenica. Data la natura di questo studio, focalizzato sulla individuazione di configurazioni infrastrutturali di alto livello, non si sono allo stato considerate situazioni intermedie (trasporto con tubo combinato con trasporto stradale).

Sono inoltre stati considerati i seguenti diversi possibili livelli di sviluppo delle reti di distribuzione gas, riportati in tabella per le diverse configurazioni:

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, con l’obiettivo di raggiungere il potenziale massimo di utenti ritenuto metanizzabile).

In base all’evoluzione dei fabbisogni energetici dei diversi settori in Sardegna al 2025, 2030 e 2040 si sono calcolate le quote di fabbisogno massimo soddisfacenti sia dal gas naturale, sia, in alternativa, dall’energia elettrica nelle diverse configurazioni (fabbisogno “contendibile”). Per tali configurazioni si assumono diversi livelli di penetrazione del gas e dell’energia elettrica, in sostituzione di combustibili attualmente utilizzati, in base al prezzo e alla disponibilità di nuove infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e distribuzione. Di particolare importanza ai fini della valutazione dei fabbisogni energetici del settore industriale sardo è inoltre la possibile ripartenza del polo dell’alluminio costituito da Eurallumina (che produce ossido di alluminio dalla lavorazione della bauxite) e da Sider Alloys (exAlcoa) che produce alluminio per elettrolisi dell’ossido di alluminio. Eurallumina ha un fabbisogno annuo di calore a bassa temperatura di 200 ktep, a cui si aggiunge un fabbisogno ad alta temperatura di 100 ktep per forni, attualmente alimentati da olio BTZ, sostituibile in prospettiva da gas naturale. Sider Alloys a regime ha un fabbisogno annuo di energia elettrica di circa 2 TWh. A tale riguardo, sono state prese in considerazione tre possibili opzioni per l’alimentazione del polo in termini di calore ed energia elettrica.

- **OPZIONE 1:**

- fabbisogno Eurallumina (200 ktep) soddisfatto da un vaporedotto dalla centrale a carbone ENEL del Sulcis fino al phase out della centrale in questo caso ipotizzato al 2030 (successivamente, produzione del calore mediante nuova centrale a gas CHP interna);
- fabbisogno Sider Alloys (2 TWh) soddisfatto mediante acquisto di energia elettrica sul mercato tramite accordi a condizioni agevolate.

- **OPZIONE 2:**

- fabbisogno Eurallumina (200 ktep) e fabbisogno Sider Alloys (2 TWh) soddisfatti da una nuova centrale a gas CHP al servizio dell’intero polo.

- **OPZIONE 3:**

- fabbisogno Eurallumina (200 ktep) soddisfatto da una nuova centrale a gas CHP interna;
- fabbisogno Sider Alloys (2 TWh) soddisfatto mediante acquisto di energia elettrica sul mercato tramite accordi a condizioni agevolate.

Si è inoltre valutato l’impatto sul termoelettrico sardo della presenza o assenza del collegamento HVDC Tyrrhenian Link. Sulla base di 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 Mm³/anno), delineando, dunque, per il Tyrrhenian Link funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che allo scambio di rilevanti quantità di energia.

Sono stati quindi stimati diversi volumi di gas naturale (in relazione ai diversi prezzi delle commodity), andando a connotare in modo conseguente le varie configurazioni. Data l’importanza della filiera dell’alluminio, nello studio delle configurazioni, svolto nella fase successiva, si è assunta l’opzione 2 sopra

richiamata (realizzazione di una nuova centrale CHP, alimentata a gas naturale, destinata alla produzione di energia per la filiera). La Figura 1 mostra la metanizzazione complessiva raggiungibile in Sardegna al 2025, 2030 e 2040 in questo contesto.

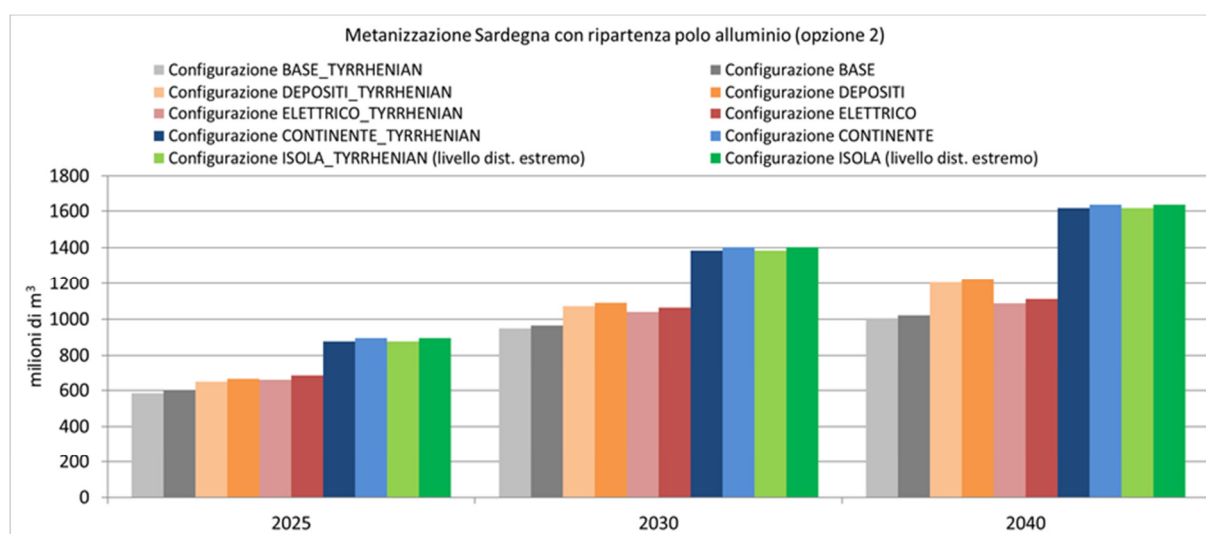


Figura 1 – Metanizzazione complessiva della Sardegna al 2025, 2030 e 2040 nell'ipotesi di ripartenza della filiera dell'alluminio

FASE 5: CONFRONTO TRA LE CONFIGURAZIONI E ANALISI COSTI BENEFICI

Per ognuna delle configurazioni analizzate, si è determinato il costo di sistema cumulato in 20 anni, includendo anche la valorizzazione economica delle esternalità ambientali. I costi delle diverse configurazioni sono stati confrontati con quelli della configurazione BASE (Figura 2) per la quale si prevede comunque una metanizzazione minima della Sardegna, possibile grazie alle infrastrutture già completate o in completamento nella regione.

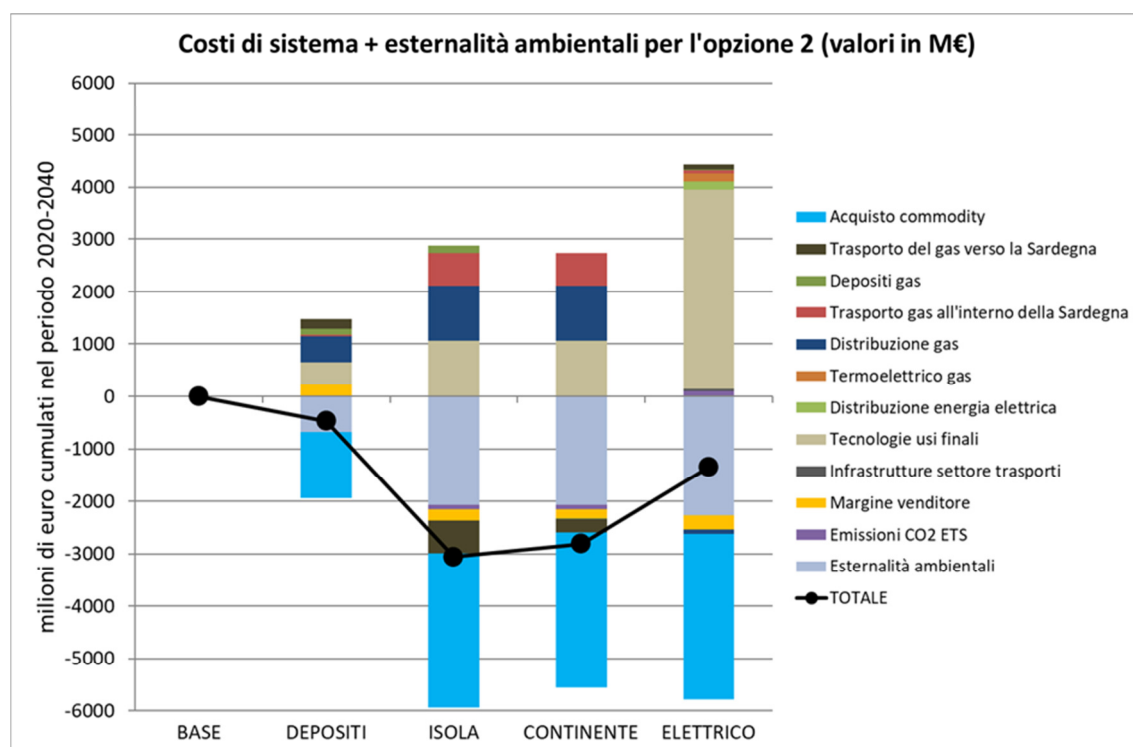


Figura 2 – Confronto tra i costi cumulati nel periodo 2020-2040 delle diverse configurazioni infrastrutturali rispetto alla BASE

Le configurazioni ISOLA e CONTINENTE si distinguono positivamente rispetto alle altre. Fra queste, la configurazione ISOLA è risultata quella che porterebbe ai maggiori risparmi, rispetto alla BASE, in quanto i maggiori costi legati a investimenti infrastrutturali sarebbero più che compensati da minori costi di acquisto dei vettori energetici e dai costi delle esternalità ambientali.

In generale, si osserva che l'introduzione del metano nel sistema energetico sardo porterebbe a vantaggi sia a livello di sistema, sia a livello di utenti finali. Infatti, il metano sostituirebbe progressivamente nel tempo combustibili ambientalmente meno sostenibili e più costosi quali olio combustibile, gasolio e GPL.

I risparmi conseguibili nella configurazione ISOLA, rispetto alla configurazione BASE, sono stati quantificati in termini di:

- minori costi per il sistema (risparmi stimati in circa 1 miliardo nel periodo 2020-2040);
- minori esternalità ambientali (stimate in circa ulteriori 2 miliardi di risparmi sempre nel periodo 2020-2040) legate alla sostituzione di combustibili quali gasolio e olio combustibile con elevati valori emissivi di NO_x e SO₂.

La configurazione ISOLA, con un approvvigionamento tramite virtual pipeline, risulterebbe inoltre maggiormente flessibile nel caso di una penetrazione reale del metano in Sardegna inferiore rispetto agli scenari di sviluppo prospettati. D'altro canto, una soluzione fisica garantirebbe una sicurezza più elevata degli approvvigionamenti di gas, ma comporterebbe investimenti la cui sostenibilità andrebbe verificata, nella prospettiva di decarbonizzazione di lungo termine, tenendo anche conto della reale possibilità di riutilizzo per il trasporto di idrogeno verde destinato agli usi non elettrificabili. Questi fattori, dato anche il perimetro dello studio, risultano difficilmente quantificabili.

Va infine rilevato che, dal confronto fra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico (ELETTRICO) e quelle con maggiore ricorso al gas naturale (ISOLA e CONTINENTE), quest'ultime risultano maggiormente convenienti, nel medio termine. Tale risultanza è legata a fattori peculiari del contesto isolano, nonché alle ipotesi adottate: i costi chiavi in mano delle tecnologie sono stati assunti leggermente più elevati della media nazionale, il load factor delle pompe di calore è risultato di molto inferiore alla media nazionale e, infine, i costi relativi alle scelte pianificatorie già operate in materia di distribuzione del gas sono stati considerati come già parzialmente sostenuti. D'altronde, come si vedrà più nel dettaglio nel paragrafo successivo, il vettore elettrico può risultare già più conveniente in talune condizioni (a partire dai bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas) e, in ogni caso, risulta maggiormente funzionale alla prospettiva di decarbonizzazione di lungo termine.

FOCUS SULLA CONFIGURAZIONE "ISOLA"

Si è poi focalizzata l'attenzione sulla configurazione ISOLA, elaborando una serie di varianti.

Una prima analisi di sensitività si è incentrata sulla convenienza del trasporto con dorsale rispetto al trasporto con cisterne criogeniche.

Da tale analisi emerge che i costi di sistema complessivi, con trasporto su strada, risulterebbero inferiori di circa 400 milioni di euro cumulati su 20 anni, rispetto all'opzione con dorsale. A riguardo, si è ipotizzato un volume medio trasportato di circa 440 Mm³/anno, basandosi sull'ipotesi di sottrarre dai volumi complessivi di scenario, rappresentati in Figura 1, i fabbisogni di Eurallumina, termoelettrico e trasporti marittimi (ritenuti servibili da depositi locali).

È stata, in ogni caso, effettuata una sensitivity sui volumi di metano da trasportare. La Figura 3 mostra il confronto per un anno tipo.

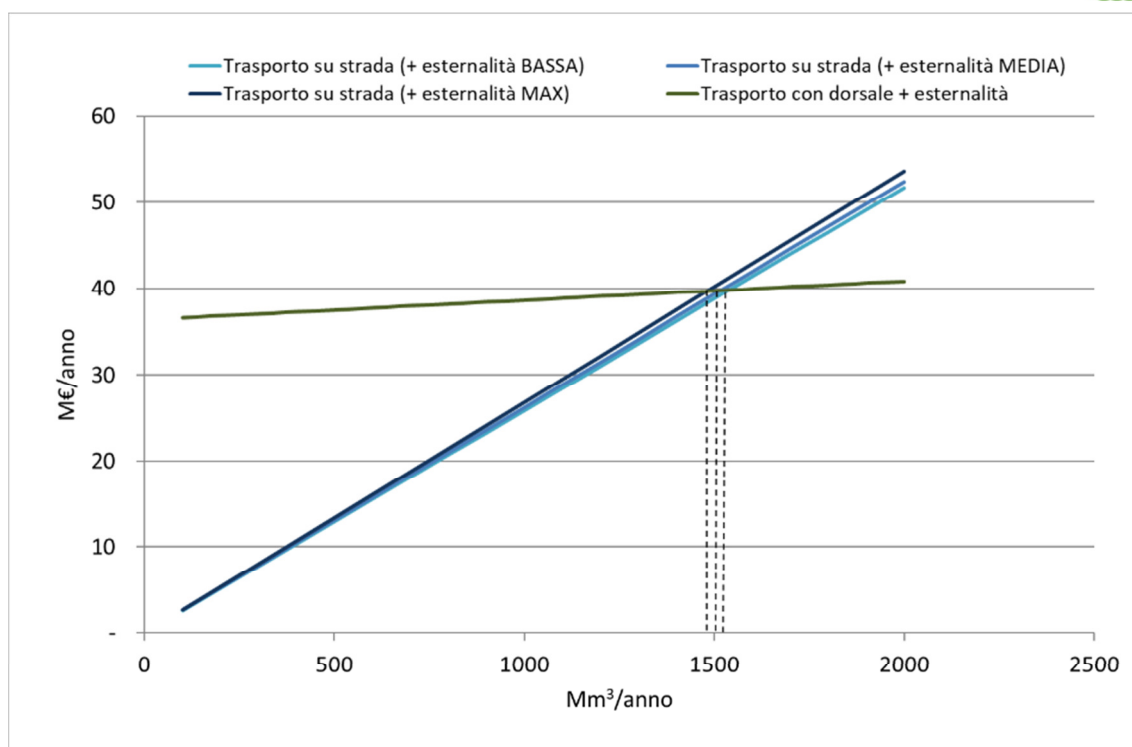


Figura 3 – Confronto tra i costi del trasporto su strada e del trasporto tramite dorsale

Da tale analisi, si evince che, per volumi annui superiori a una data soglia (circa 1500 Mm³), risulterebbe, invece, più conveniente trasportare il gas naturale tramite dorsale. Il confronto è stato fatto includendo (seppur con parametri di letteratura, e non sito-specifici) anche i costi esterni delle due tipologie di trasporto.

Volumi dell'ordine di 1,5 miliardi di m³/anno non sembrano, peraltro, raggiungibili se non al verificarsi di circostanze "estreme", ovvero ipotizzando che:

- siano asserviti alla dorsale sia Eurallumina (aspetto non scontato) sia la generazione termoelettrica necessaria al mantenimento in sicurezza del sistema elettrico isolano in presenza di elevato sviluppo delle rinnovabili;
- si arrivi molto rapidamente ai livelli di consumo stimati nello scenario per gli ultimi anni del periodo dell'analisi e che tali livelli di consumo si mantengano negli anni (ipotesi di difficile realizzazione specie nel lungo periodo, in una prospettiva di crescente decarbonizzazione).

Sono state infine condotte ulteriori analisi di sensitività per valutare la variazione del risparmio conseguibile in funzione di diversi livelli di metanizzazione: per il settore residenziale, industriale e dei trasporti. In particolare, dal punto di vista delle reti di distribuzione del gas, l'analisi di sensitivity ha mostrato come la soluzione ottima (virtual pipeline + trasporto con cisterne criogeniche), seppur individuata a partire dall'ipotesi di sviluppo "estremo", rimanga quella preferibile anche qualora dovesse verificarsi l'ipotesi di sviluppo "moderato" (cioè limitata alle sole reti con lavori già avviati). Inoltre, lo sviluppo "moderato" si è dimostrato come preferibile considerando sia i costi di sistema (con ipotesi di costi unitari crescenti all'aumentare dell'espansione delle reti) sia le esternalità ambientali. Le stesse considerazioni valgono nel caso di opzioni alternative (rispetto all'opzione 2) in termini di ripresa della filiera dell'alluminio.

Da un'ulteriore analisi di sensitività sulla penetrazione del vettore elettrico, emerge infine che l'elettrificazione degli usi finali nel residenziale, terziario e industriale di piccola taglia potrebbe risultare conveniente per tutti i bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas, 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.).

PROSPETTIVE DI LUNGO TERMINE

Considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quello dello studio, l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili. In merito a tali ultimi aspetti, va rilevato che il grado di riutilizzo delle infrastrutture di trasporto gas sull'isola, eventualmente realizzate per rispondere alle esigenze di medio termine, resta comunque oggetto di difficile valutazione; recenti report internazionali (IRENA) esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno. Peraltro, le particolari condizioni insulari, con maggiori difficoltà rispetto al continente nel fronteggiare il crescente fenomeno dell'overgeneration da fonti rinnovabili, potrebbero anticipare condizioni favorevoli di sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde per gestire tale fenomeno.

POSSIBILI SVILUPPI DELLO STUDIO

Concludendo, si può osservare come lo studio della configurazione ritenuta più favorevole e le sensitivity sopra descritte consentano già di trarre prime indicazioni utili per ponderare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna.

Va ribadito che, in questa fase, non sono state approfondite ulteriori ipotesi di affinamento quali:

- l'ottimizzazione della collocazione, del numero e della taglia dei rigassificatori/depositi, inclusa l'eventualità di rigassificatori flottanti;
- la possibilità di servire zone industriali o centri di consumo significativi con porzioni ridotte di infrastrutture gas direttamente alimentate dai rigassificatori;
- la possibilità di interconnettere tra di loro reti di distribuzione confinanti.

Queste opzioni potrebbero essere oggetto di una successiva fase di studio, da sviluppare sulla base delle evidenze finora maturate, che comprendono la conoscenza di dettaglio della collocazione dei prelievi energetici significativi.

1 OBIETTIVO DELLO STUDIO

La regione Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni Italiane, e che hanno negli anni caratterizzato, limitandolo, lo sviluppo infrastrutturale. In particolare, la condizione d'insularità della regione, oltre alla distribuzione demografica e caratteristiche orografiche del territorio, hanno fortemente limitato lo sviluppo di infrastrutture viarie (strade, ferrovie) e tecnologiche (reti elettriche, reti per il trasporto e distribuzione del gas, sistemi di telecomunicazione) rendendo sempre più necessaria un'attenta rivalutazione delle esigenze infrastrutturali per lo sviluppo del territorio. Allo stato attuale la Sardegna è l'unica regione italiana esclusa dalla metanizzazione, che contraddistingue al contrario il resto del Paese. L'isola è, infatti, priva di un sistema di trasporto del gas metano, mentre esistono reti di distribuzione cittadine, in alcuni comuni ancora in fase di realizzazione, che utilizzano propano o altre miscele diverse dal metano, ma che furono concepite in prospettiva della futura metanizzazione dell'isola. Dal punto di vista delle reti elettriche, la concentrazione dei carichi industriali di entità rilevante in tre zone geografiche ben definite (Sulcis, Sarroch, Porto Torres) nelle quali sono localizzate le centrali termoelettriche principali, ha condotto alla realizzazione di una unica dorsale di interconnessione a 380 kV che collega i due centri principali di carico e produzione ubicati a Sarroch (SUD) e a Porto Torres (NORD), connessa con un anello a 220 kV ai centri industriali facenti capo alle stazioni di Portovesme, Villasor, Rumianca, Selargius e Codrongianos. La Sardegna è inoltre collegata elettricamente con il continente attraverso due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) e SA.CO.I. (Sardegna-Corsica-Italia). Un ulteriore collegamento in corrente alternata, denominato SAR.CO., collega e mantiene sincroni i sistemi elettrici della Sardegna e della Corsica.

I due TSO italiani per l'energia elettrica e per il gas (TERNA e SNAM) hanno in programma interventi di sviluppo infrastrutturale importanti per la regione con i progetti di costruzione del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente e della dorsale per il trasporto del gas metano. Questi si affiancano a nuovi progetti di costruzione ed espansione delle reti di distribuzione sia per il gas, sia per l'energia elettrica, proposti dai DSO.

Questi progetti di sviluppo delle infrastrutture devono confrontarsi con gli scenari di evoluzione della domanda energetica della regione e in particolare con le prospettive di sviluppo del fabbisogno energetico del settore civile e industriale. Le variabili in gioco sono molteplici ed è necessario ipotizzare nel lungo periodo scenari molto differenti e con diverse soluzioni che dovranno essere compatibili con le policy internazionali e nazionali in materia energetica e ambientale.

La delibera ARERA 335/2019/R/GAS [1] del 30 luglio 2019 dispone:

«di avviare uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze»

«di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling affinché, con il supporto della Direzione Affari Generali e Risorse, avvii una collaborazione con la società RSE – Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a. ...»

Per lo studio è stato scelto un periodo limitato a venti anni (dal 2020 al 2040), in congruenza con intervalli temporali tipicamente utilizzati per la valutazione di investimenti infrastrutturali sul medio periodo. Il limite temporale individuato si pone, dunque, come traguardo avanzato verso il percorso di totale decarbonizzazione, contribuendo ad individuare uno step evolutivo intermedio del sistema energetico sardo verso l'assetto definitivo a totale neutralità carbonica, a decorrere dal 2050.

Per il progetto RSE si è avvalsa della collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica (DIEE) dell'Università di Cagliari per indagini sul campo direttamente nella regione. In questo studio si riportano i risultati di tutte le analisi condotte, elaborati da RSE.

2 METODOLOGIA

2.1 Ricognizione del sistema energetico della regione Sardegna

La prima fase dello studio ha richiesto l'analisi del sistema energetico attuale della regione Sardegna, in termini di consumi finali e primari di energia e mix di fonti energetiche nei diversi settori. Per questa prima fase sono stati analizzati i bilanci energetici della regione (di fonte PEARS [2] ed ENEA [3]) e dati forniti dal Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica -DIEE- dell'Università di Cagliari con il quale, come già accennato, è stata attivata una collaborazione specifica. Quest'analisi è riportata nel capitolo 3 (paragrafi 3.1, 3.2 e 3.3).

2.2 Definizione di uno scenario di domanda energetica

Nella seconda fase dello studio (paragrafo 3.4) è stato definito lo scenario di sviluppo della domanda energetica in Sardegna tenendo conto dei seguenti fattori:

- evoluzione attesa dei principali driver macro-economici;
- definizione del livello di efficienza energetica atteso nei settori di uso finale;
- prospettive di sviluppo del settore industriale.

Il punto di partenza sono gli andamenti attesi nello scenario nazionale del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) [4] che sono stati utilizzati direttamente e/o adattati per la regione Sardegna. Sulla base dei punti precedenti è stata definita la proiezione dei fabbisogni energetici della regione negli anni obiettivo dello studio (2025, 2030 e 2040). Per gli altri anni intermedi i dati sono stati interpolati.

2.3 Infrastrutture energetiche esistenti e nuovi progetti

La terza fase dello studio ha richiesto l'analisi delle infrastrutture energetiche già esistenti nella regione e dei nuovi progetti proposti dai TSO e DSO. Questi elementi sono discussi nel capitolo 4.

2.4 Definizione delle configurazioni infrastrutturali

Questa fase ha avuto come obiettivo la definizione di diverse configurazioni - mix di infrastrutture energetiche (gas/elettrico) in Sardegna (capitolo 5). Le diverse configurazioni abilitano diversi livelli di metanizzazione ed elettrificazione dei consumi finali. Tutte le configurazioni individuate hanno come obiettivo comune di soddisfare la domanda energetica definita al paragrafo 3.4.

2.5 Analisi

Una volta definite le configurazioni infrastrutturali si è valutato l'impatto sull'intero sistema energetico della Sardegna (capitolo 6).

L'obiettivo è determinare il costo complessivo per la società (costi di sistema + esternalità) per le diverse configurazioni d'infrastrutture energetiche tenendo conto di tutti i costi attesi. Il perimetro delle analisi è la regione Sardegna. Questa analisi è riportata nei capitoli 7 e 8.

Nell'ottica della strategia nazionale di lungo termine, si forniscono infine le principali indicazioni per la decarbonizzazione da cui trarre indicazioni qualitative sul ruolo delle infrastrutture energetiche dall'anno 2050 (capitolo 9).

3 ANALISI DEI FABBISOGNI E CONSUMI ENERGETICI IN SARDEGNA

3.1 Ricognizione del sistema energetico attuale della regione

I rapporti di monitoraggio del PEARS della Regione Sardegna, pubblicati a Gennaio 2019 [5] e Dicembre 2019 [6], mostrano il bilancio energetico regionale (BER) per gli anni 2017 e 2018 e il loro confronto con il precedente bilancio del 2013 (tutti i dati sono forniti in ktep). La Figura 3.1 riporta una sintesi dei consumi finali regionali suddivisi per macrosettore. Il peso del macrosettore calore è calato nel tempo e contestualmente sono aumentati i consumi del macrosettore trasporti, portando ad una situazione di sostanziale parità tra i due macrosettori.

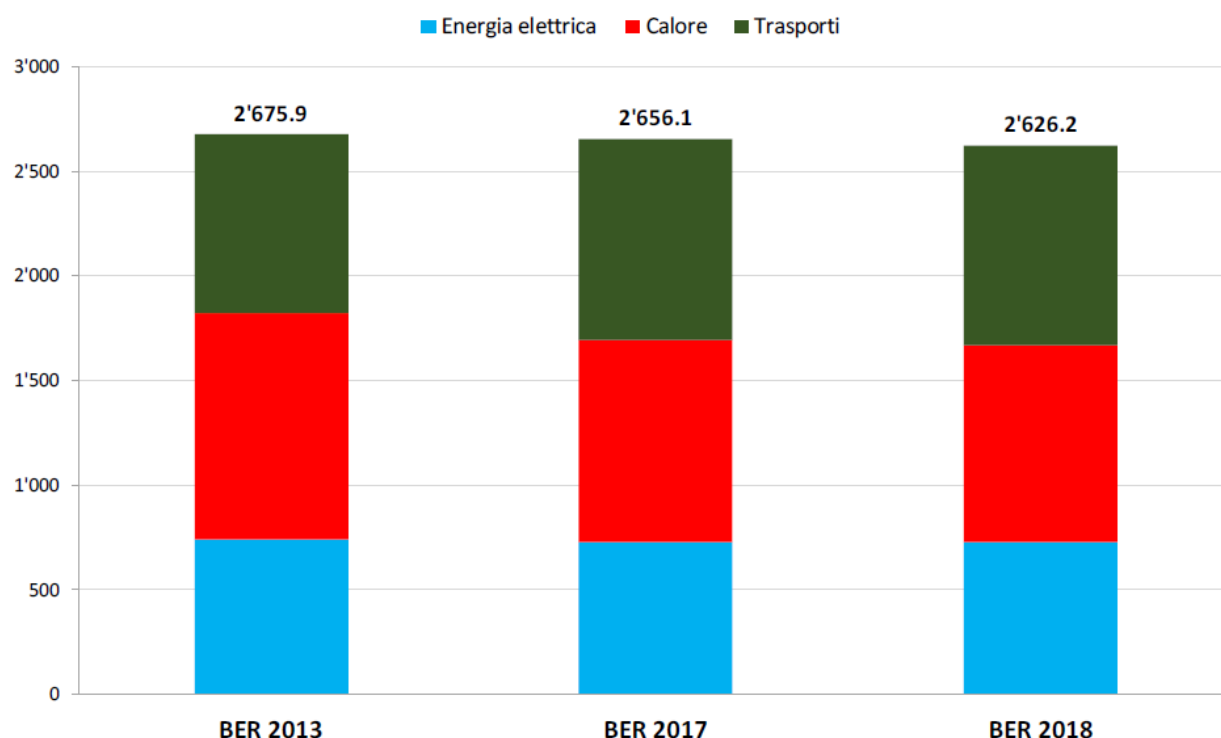


Figura 3.1 – Consumi energetici finali in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 [ktep] (Fonte: PEARS e monitoraggi)

Nel macrosettore elettrico (Figura 3.2) i consumi complessivi risultano sostanzialmente invariati nel 2018 rispetto al 2017, mentre appare evidente, analizzando i singoli settori, una ripartizione dei consumi più simile a quella del BER 2013. In particolare, mentre i consumi elettrici del settore terziario sono aumentati dell'8% circa rispetto al 2013, ma diminuiti del 15% circa rispetto al 2017, per quanto riguarda il settore industriale, si osserva un andamento opposto, con una riduzione del 12% rispetto al 2013 e un aumento del 15% rispetto al 2017; in ambito domestico non si rilevano invece variazioni significative nei tre anni osservati.

Per quanto riguarda i consumi di energia termica (Figura 3.3), nel 2018 prosegue il calo già osservato nel 2017, con una riduzione complessiva rispetto al 2013 pari al 13% circa (-3% rispetto al 2017), in parte dovuta alle condizioni meteorologiche più favorevoli verificatesi nel 2018. Valutando singolarmente i diversi settori è possibile notare come i consumi di energia termica del settore terziario siano diminuiti significativamente (-56% circa rispetto al 2013).

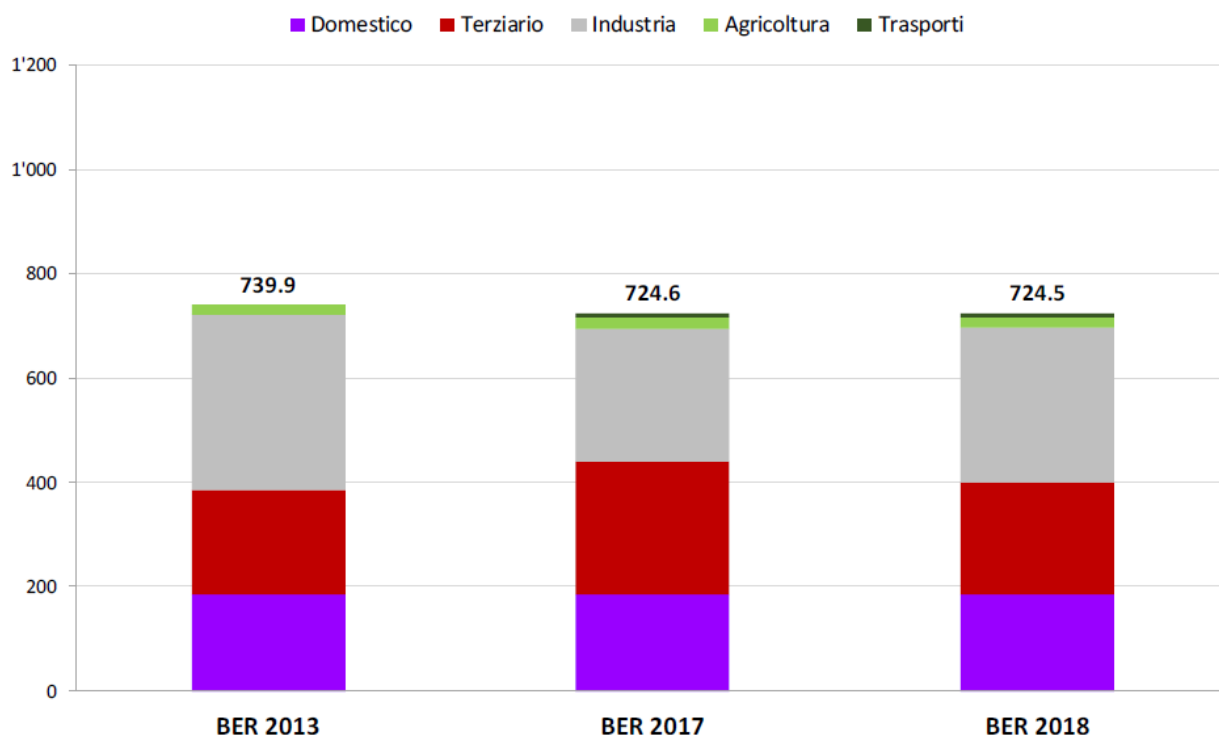


Figura 3.2 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 [ktep] (Fonte: PEARS e monitoraggi)

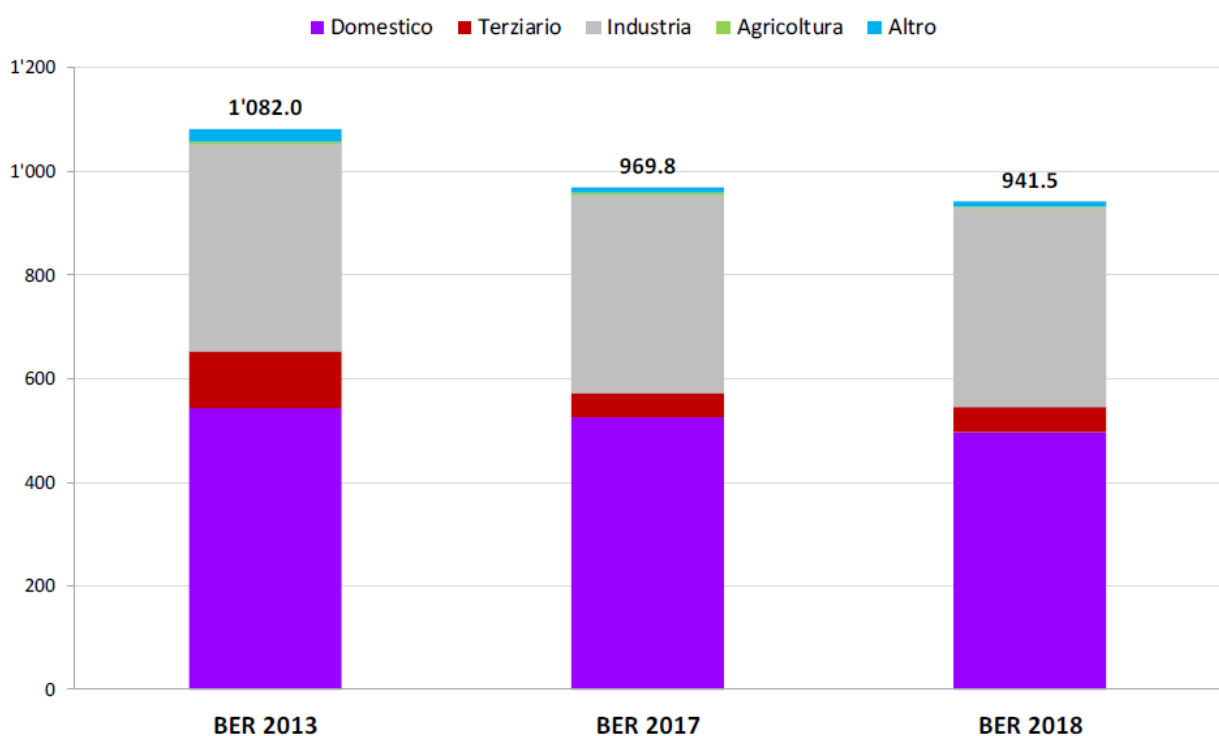


Figura 3.3 - Consumi finali di energia termica in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 [ktep] (Fonte: PEARS e monitoraggi)

Infine, per quanto riguarda il settore dei trasporti (Figura 3.4), in termini complessivi si rilevano consumi sostanzialmente stabili nel 2018 rispetto al 2017, con un leggero aumento dei trasporti terrestri (inferiore all'1%) contrastato dalla diminuzione dei consumi dei trasporti marittimi (in Figura 3.2 compariva già il settore dei trasporti, ma solo per la quota relativa ai consumi energia elettrica).

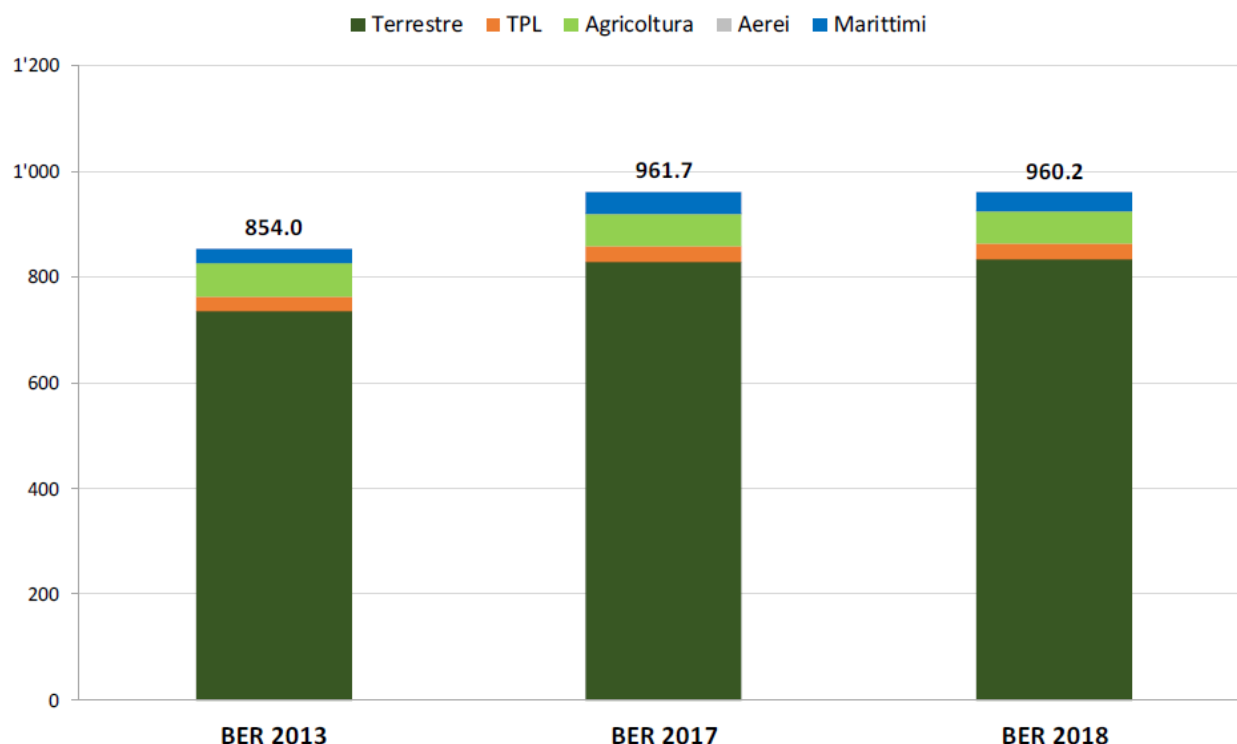


Figura 3.4 - Consumi finali di energia per i trasporti in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 [ktep] (Fonte: PEARS e monitoraggi)

Nei successivi paragrafi sono stati stimati da RSE i consumi e i fabbisogni energetici dei diversi settori di uso finale per l'anno di partenza dell'analisi, il 2020. Il punto di partenza è costituito dai dati dei bilanci riportati nel PEARS e successivi monitoraggi, elaborati avvalendosi del database di informazioni presenti nei modelli energetici nazionali e regionali sviluppati da RSE nell'ambito dei programmi di Ricerca di Sistema (RDS), in particolare nel modello energetico multiregionale MONET descritto in [7]. I bilanci stimati sono stati poi validati dallo studio condotto dal DIEE.

3.2 Stima dei consumi energetici finali per l'anno 2020

3.2.1 Settore residenziale

I consumi energetici del settore residenziale rappresentano circa il 25% dei consumi totali della regione (dati dei bilanci riportati nel PEARS e successivi monitoraggi). Sulla base delle informazioni disponibili (bilanci 2013, 2015 e 2017) è stato stimato il bilancio energetico per l'anno 2020 che costituisce il punto di partenza per poi proiettare i fabbisogni energetici fino al 2040. La Tabella 3.1 mostra la stima dei consumi energetici finali del settore residenziale per l'anno 2020 con il dettaglio per fonte.

Tabella 3.1 - Bilancio energetico del settore residenziale, consumi finali anno 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE)

Fonte	ktep
Gas naturale	-
GPL	110
Gasolio	69
Bioenergie	222
Altri fossili	12
Energia elettrica	186
Solare termico	2
TOTALE	602

Per analizzare le prospettive di metanizzazione/elettrificazione del settore bisogna esaminare non tanto i consumi finali quanto il fabbisogno di energia. Limitando l'analisi al macrosettore del calore (escludendo quindi gli usi elettrici obbligati) la Tabella 3.2 mostra il fabbisogno energetico termico del settore residenziale per l'anno 2020 suddiviso tra i tre servizi: riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e cottura.

Tabella 3.2 – Fabbisogni energetici termici (dati in ktep) del settore residenziale nel 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE)

Fabbisogni termici	Riscaldamento	ACS	Cottura
<i>Gasolio</i>	53	9	-
<i>GPL</i>	54	15	33
<i>Biomassa</i>	108	3	1
<i>Altri</i>	11	-	-
<i>Energia elettrica</i>	83	62	7
<i>Solare</i>	-	2	-
TOTALE	309	91	41

3.2.2 Settore terziario

I consumi energetici del settore terziario rappresentano circa il 10% dei consumi totali della regione (dati dei bilanci riportati nel PEARS e successivi monitoraggi). I consumi del settore terziario mostrano i livelli maggiori di elettrificazione rispetto agli altri settori; in particolare, il livello di elettrificazione del settore supera il 75% contro un valore medio nazionale di circa 50%.

Da questi valori e sulla base di altre informazioni (bilanci energetici regionali ENEA [3]) è stato stimato il bilancio energetico per l'anno 2020 che costituisce il punto di partenza per poi proiettare i fabbisogni energetici fino al 2040. La Tabella 3.3 mostra quindi la stima dei consumi energetici finali del settore terziario per l'anno 2020 con il dettaglio per fonte.

Tabella 3.3 - Bilancio energetico del settore terziario, consumi finali anno 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE)

Fonte	ktep
<i>Gas naturale</i>	-
<i>GPL</i>	24
<i>Gasolio</i>	16
<i>Bioenergie</i>	3
<i>Altri fossili</i>	5
<i>Energia elettrica</i>	184
<i>Solare termico</i>	2
TOTALE	234

Per analizzare le prospettive di metanizzazione/elettrificazione del settore bisogna analizzare non tanto i consumi finali quanto il fabbisogno di energia. Limitando l'analisi al macrosettore del calore (escludendo quindi gli usi elettrici obbligati) la Tabella 3.4 mostra il fabbisogno energetico del settore terziario per l'anno 2020 suddiviso tra i tre servizi: riscaldamento, produzione di ACS e cottura.

Tabella 3.4 – Fabbisogni energetici termici (dati in ktep) del settore terziario nel 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE)

Fabbisogni termici	Riscaldamento	ACS	Cottura
<i>Gasolio</i>	13	1	-
<i>GPL</i>	16	2	4.5
<i>Biomassa</i>	2	-	-
<i>Altri</i>	3	1	-
<i>Energia elettrica</i>	75	12	4.5
<i>Solare</i>	-	2	-
TOTALE	108	18	9

3.2.3 Settore trasporti

I consumi energetici del settore trasporti rappresentano circa il 40% dei consumi totali della regione (dati dei bilanci riportati nel PEARS e successivi monitoraggi). Dalle altre informazioni disponibili (bilanci energetici regionali ENEA [3] e annuari statistici ACI [8]) è stato stimato il bilancio energetico regionale per l'anno 2020 che costituisce il punto di partenza per poi proiettare i fabbisogni energetici fino al 2040. La Tabella 3.5 mostra quindi la stima dei consumi energetici finali del settore trasporti (su strada e marittimo) per l'anno 2020 con il dettaglio per fonte (sono esclusi da questo bilancio i consumi del trasporto aereo per il quale non vi sono ipotesi di metanizzazione).

Tabella 3.5 - Bilancio energetico del settore trasporti, consumi finali anno 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE)

Fonte	ktep
<i>Gasolio</i>	444
<i>GPL</i>	17
<i>Benzina</i>	331
<i>Olio combustibile</i>	159
<i>Energia elettrica</i>	11
TOTALE	962

Per valutare le prospettive di metanizzazione/elettificazione del settore trasporti bisogna analizzare non tanto i consumi finali quanto il fabbisogno di energia. Nel caso del settore dei trasporti ci si riferisce alla domanda di mobilità cioè al fabbisogno di trasportare persone (espresso in milioni di passeggeri*km percorsi) e merci (espresso in milioni di tonnellate*km percorsi). La Tabella 3.6 mostra il fabbisogno di mobilità del settore trasporti su strada stimato per l'anno 2020 suddiviso tra i tre servizi: trasporto passeggeri privato, trasporto passeggeri pubblico e trasporto merci (differenziato tra leggeri <3,5t e pesanti >=3,5t).

Tabella 3.6 - Fabbisogni di mobilità del settore trasporti nel 2020 in Sardegna (Mpassengeri*km per il trasporto passeggeri e Mt*km per il trasporto merci) (Fonte: elaborazione RSE su dati ACI)

Domanda di mobilità	Trasporto passeggeri privato	Trasporto passeggeri pubblico	Trasporto merci Veicoli leggeri	Trasporto merci Veicoli pesanti
<i>Gasolio</i>	9754	1695	1933	1060
<i>GPL</i>	510	-	16	1
<i>Benzina</i>	10602	8	106	5
<i>Energia elettrica</i>	3	3	1	3
TOTALE	20869	1706	2056	1069

3.2.4 Settore industria

I consumi energetici del settore industriale rappresentano circa il 25% dei consumi totali della regione (dati dei bilanci riportati nel PEARS e successivi monitoraggi). Per la valutazione del fabbisogno di energia termica del settore industriale, è stata condotta dal DIEE dell'Università degli Studi di Cagliari un'analisi specifica che ha permesso di ricostruire il consumo di energia per produzione di energia termica nell'industria. La ricostruzione dei consumi di energia termica in questo settore è stata un'attività piuttosto complessa in quanto, a differenza di ciò che accade per i consumi elettrici, non esiste una misurazione puntuale del consumo di energia termica o dei vettori energetici utilizzati per la sua produzione. Di seguito si intende fornire una stima di tali consumi attraverso l'utilizzo di informazioni fornite da:

- imprese utilizzatrici;
- distributori di combustibili;
- dati pubblici disponibili.

Si è proceduto con un approccio bottom-up reperendo informazioni direttamente dalle realtà industriali operanti nel territorio regionale e rilevando i consumi delle aziende più energivore² della Sardegna, anche in termini di tipologia di combustibile utilizzato e relativa quantità.

Utilizzando tale approccio il fabbisogno energetico complessivo delle aziende considerate è stato valutato pari a circa 226 ktep. Tale dato comprende sia il consumo dei combustibili per la produzione di energia termica, sia quello dei combustibili di processo, per tutte le aziende diffuse nel territorio sardo, ad esclusione delle aziende industriali con sistemi di generazione termoelettrica o di vapore e/o con cicli combinati. Per il settore petrolifero e in particolare la raffineria Saras, non presente nell'elenco delle aziende qui considerato, è stata valutata la possibilità di convertire a gas naturale i CHP industriali a servizio dell'impianto. L'intera raffineria è attualmente oggetto di ristrutturazione e rinnovamento con efficientamento energetico dei processi ed elettrificazione, che lasciano prevedere una riduzione dei consumi dei combustibili per la produzione di energia termica (olio BTZ e GPL).

La distribuzione territoriale suddivisa per provincia (Tabella 3.7, Figura 3.5, Figura 3.6) indica che la maggior parte dei consumi totali ricade nella ex provincia di Carbonia-Iglesias (a oggi provincia del Sud Sardegna), in particolare nel polo industriale di Portovesme, mentre circa un terzo del fabbisogno energetico regionale è localizzato nella ex provincia di Cagliari (a oggi Città Metropolitana).

Tabella 3.7 - Consumo delle principali aziende sarde suddiviso per provincia (Fonte: elaborazione DIEE)

Provincia	Consumo [tep]	Consumo [%]
Cagliari	66.142	29,3%
Carbonia-Iglesias	82.619	36,6%
Medio Campidano	13.307	5,9%
Oristano	19.756	8,8%
Nuoro	18.111	8,0%
Ogliastra	954	0,4%
Olbia-Tempio	6.040	2,7%
Sassari	18.572	8,3%
TOTALE	225.500	100,0%

² Nel presente studio sono considerati energivori gli utenti con consumo maggiore di 50 tep/anno.

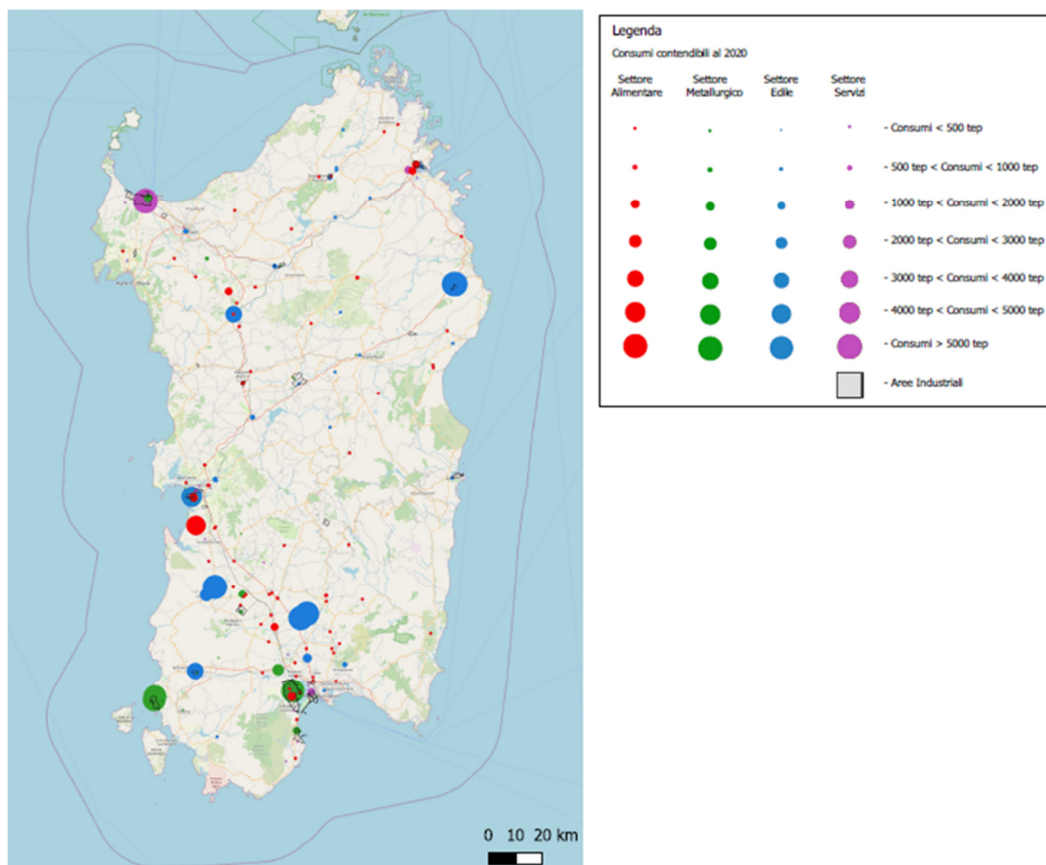


Figura 3.5 - Dislocazione geografica delle principali utenze industriali della Sardegna (Fonte: elaborazione DIEE)

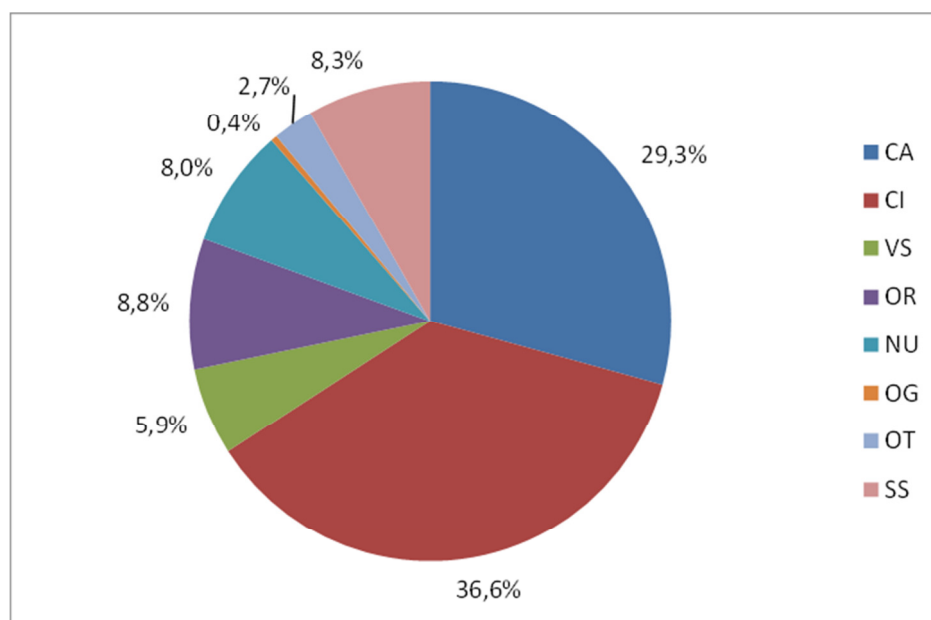


Figura 3.6 - Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per provincia (Fonte: elaborazione DIEE)

Per quanto riguarda i combustibili utilizzati, circa un terzo dei consumi sono ascrivibili all'olio combustibile e circa un settimo al GPL (Tabella 3.8).

Tabella 3.8 - Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per fonte energetica (Fonte: elaborazione DIEE)

Combustibile	[ktep]	[%]
BTZ	64.513	28,6%
Olio esausto	8.841	3,9%
Gasolio	10.795	4,8%
GPL	34.961	15,5%
GNL	2.590	1,1%
Pet Coke	74.500	33,0%
Coke metallurgico	4.100	1,8%
Antracite	25.200	11,1%
TOTALE	225.500	100,0%

Tra i combustibili di processo si evidenzia l'uso di Pet Coke, Coke Metallurgico, e Antracite, impiegati nell'industria metallurgica. Il Pet Coke è altresì utilizzato come combustibile nei cementifici. In termini settoriali (Figura 3.7), il macrosettore più energivoro risulta quello della metallurgia per via delle aziende ubicate nei poli industriali di Portovesme e di Macchiareddu (circa 50% dei consumi totali); circa il 40% è poi ascrivibile alle aziende operanti nel settore dei bitumi/minerali (materiali per l'edilizia) e il 10% a quelle del settore alimentare (caseifici, beverage, conserviere). Meno rilevante è la quota dei consumi legata al settore dei servizi (es. lavanderie industriali).

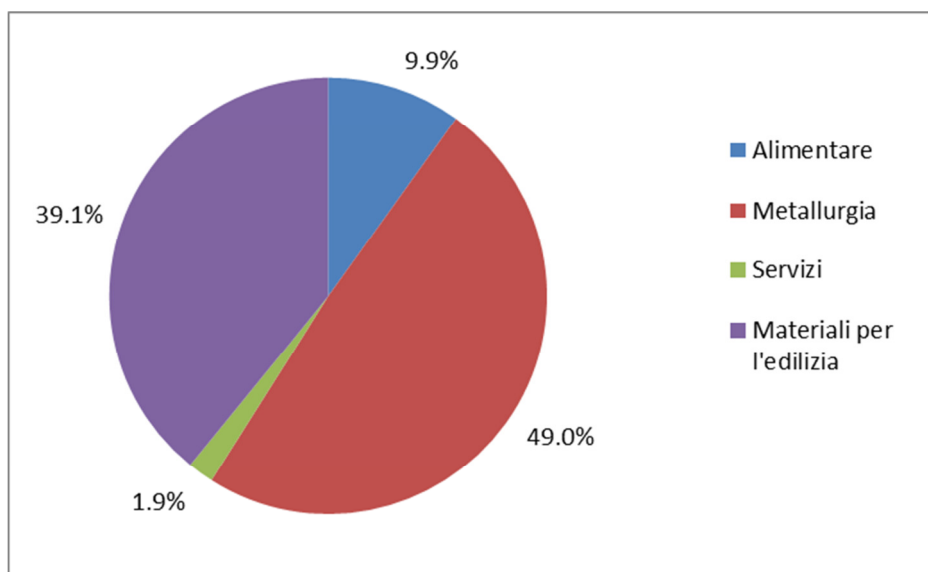


Figura 3.7 - Consumo delle principali aziende industriali sarde suddiviso per macrosettore (Fonte: elaborazione DIEE)

Oltre ai consumi prima identificati, ci sono poi una serie di impianti CHP o Only Heat esistenti in Sardegna che sono alimentati attualmente con combustibili fossili quali gasolio, olio combustibile, BTZ. L'impianto di maggior rilievo è quello della Saras (zona Cagliari), utilizzato per fornire vapore per gli usi della raffineria, attualmente alimentato con dual fuel (Fuel Gas + BTZ). Vi sono poi gli impianti ad alto consumo energetico di Matrica e Portovesme Srl. Si cita infine in aggiunta un nuovo insediamento industriale energivoro (Alimenta) che è in fase avanzata di realizzazione, per il quale si prevede un'alimentazione a GNL.

3.2.4.1 Riattivazione della filiera dell'alluminio (Eurallumina, Sider Alloys)

Le due aziende Eurallumina e Sider Alloys (l'ex. Alcoa) costituiscono il primo e secondo anello della filiera dell'alluminio nel polo industriale di Portovesme (costa sud occidentale della Sardegna).

Lo stabilimento di Eurallumina per la trasformazione della bauxite in allumina (ossido di alluminio) fu costruito sul finire degli anni 60 dall'ente statale EFIM ed è diventato operativo nel 1973. I materiali per la produzione di alluminio primario erano destinati per il 30% alla vicina Alcoa e per la restante parte al mercato internazionale.

Eurallumina è stata privatizzata negli anni 90' e rilevata nel 2006 dalla russa Rusal, operando fino al 2009, anno in cui la produzione è stata sospesa sia per la crisi che ha investito il mercato dei metalli sia per la intrinseca bassa competitività dell'impianto. La proprietà russa dichiara a oggi una capacità di produzione annua di allumina pari a 1.085.000 tonnellate annue con un numero di 290 dipendenti.

Il progetto di rilancio della produzione, depositato il 24 ottobre 2015, prevedeva la costruzione di un impianto termoelettrico a carbone CHP, finalizzato alla riduzione dei costi di produzione del vapore (prodotto mediante caldaie a olio) e di approvvigionamento dell'energia elettrica. L'impianto sarebbe stato destinato alla produzione di vapore ed energia elettrica mediante una caldaia di 285 MWt che avrebbe prodotto vapore per alimentare Eurallumina, e un turbogeneratore di capacità di 51 MWe che avrebbe prodotto energia elettrica da utilizzare per i fabbisogni dell'impianto. L'energia elettrica in esubero sarebbe stata immessa nella rete nazionale. La Società Eurallumina S.p.A. ha depositato successivamente, in data 10 settembre 2018, la versione aggiornata del "Progetto di ammodernamento della raffineria di produzione di allumina ubicata nel comune di Portoscuso, Z.I. Portovesme (CI)", che sostituisce tutta la documentazione precedentemente consegnata. Il progetto aggiornato prevede la sostituzione della centrale cogenerativa a carbone (CHP) per produrre l'energia termica ed elettrica necessaria alla raffineria, con un vaporedotto di convogliamento del vapore dalla centrale termoelettrica "G. Deledda" di Portovesme di Enel Produzione S.p.A. Per quest'ultimo intervento la Regione Sardegna ha concluso il procedimento di VIA con un giudizio positivo sulla compatibilità ambientale con Deliberazione n. 49/17 del 5.12.2019. Lo stabilimento adiacente exAlcoa per la produzione di alluminio primario, chiuso dal 2012, è stato acquistato, a febbraio 2018, dagli svizzeri di Sider Alloys. La nuova proprietà, che intende riattivare la produzione di circa 150 mila tonnellate l'anno di alluminio primario da destinare al mercato nazionale (coprendo circa il 15% del fabbisogno) e a quello europeo (coprendo circa il 3% del fabbisogno), chiede una riduzione del prezzo dell'energia e l'abbattimento degli oneri di sistema quale condizione per la ripartenza delle attività. Il riavvio, che vede l'impiego di circa 370 lavoratori, è ancora lento, gravato dai costi per il ripristino della funzionalità dello stabilimento e dalla mancanza di accordo sulla questione energetica e quindi sul prezzo dell'energia che sarà praticato³. Il consumo di energia elettrica dello stabilimento è rilevante e pari a circa 2 TWh annui (pari 15%-20% della domanda elettrica della regione).

I piani nazionali sulla decarbonizzazione al 2025, o comunque rinviati agli anni successivi, rischiano di inficiare gli sforzi regionali che hanno portato alla concessione della VIA al progetto del vaporedotto, rendendo di fatto impossibile l'approvvigionamento dell'energia termica ed elettrica per il polo dell'alluminio.

La metanizzazione della Sardegna potrebbe rilanciare la filiera dell'alluminio con la possibilità di costruire nuove centrali per la produzione di energia elettrica e termica dedicate al settore. In particolare, sarebbero due i possibili nuovi progetti a gas naturale:

- 1) una nuova centrale CHP a gas in sostituzione della centrale a carbone "G. Deledda" dimensionata per produrre energia elettrica per exAlcoa ed energia termica per Eurallumina;
- 2) una centrale CHP a gas interna all'impianto di Eurallumina dimensionata per soddisfare i fabbisogni termici dell'azienda; in questo secondo caso lo stabilimento exAlcoa acquisterebbe l'energia elettrica sul mercato o attraverso altri contratti bilaterali.

³ A tal riguardo si cita l'accordo raggiunto a fine luglio 2020 tra Sider Alloys ed ENEL. L'intesa sottoscritta prevede che Enel riconosca a Sider Alloys un contratto di fornitura energetica di 5 anni più altri 5 ad un prezzo definito dal Mise "competitivo".

Entrambi i progetti a gas naturale, oltre al progetto del vapordotto con la centrale a carbone, sono stati analizzati da RSE come casi possibili per la ripartenza del settore dell'alluminio. Maggiori dettagli sulla riattivazione della filiera dell'alluminio sono riportati nel paragrafo 5.2.4.5.

3.2.4.2 Attuale penetrazione del GNL in Sardegna

Attualmente in Sardegna sono stati realizzati e risultano funzionanti due impianti alimentati a GNL con approvvigionamento mediante cisterna criogenica:

- Cooperativa Assegnatari Associati Arborea (3A) - Arborea (OR);
- Argiolas Formaggi - Dolianova (CA).

La Coop 3A ha un fabbisogno energetico annuo pari a 15.5 GWh_e e 32 GWh_t. L'obiettivo prefissato era di ridurre gradualmente l'utilizzo di olio combustibile BTZ all'interno del ciclo produttivo a favore di un combustibile più ecologico, il GNL appunto, al fine di autoprodurre almeno il 60% del fabbisogno energetico dello stabilimento.

Attraverso un accordo tra CPL CONCORDIA e POLARGAS è stato realizzato un importante progetto di riqualificazione energetica attraverso i seguenti interventi:

- realizzazione di un impianto di rigassificazione di GNL;
 - capacità di stoccaggio: 110 m³;
 - portata impianto: 1.500 Sm³/h;
- realizzazione di un impianto di cogenerazione per produzione combinata di energia elettrica ed energia termica in forma di vapore e acqua calda, alimentato a gas naturale (taglia 1 MW_e e circa 1,2 MW_t);
- riqualificazione della centrale termica con inserimento di bruciatori Dual-Fuel (BTZ e Gas Metano).

L'impianto consente l'alimentazione del nuovo cogeneratore alimentato esclusivamente a gas naturale, e necessario a soddisfare parte dei fabbisogni termici ed elettrici dello stabilimento.

La logistica ideata prevede che il gas metano in forma criogenica venga caricato su autobotti (capacità: 20 t) al terminale di Sagunto (Valencia - Spagna), trasportato su traghetto da Valencia a Cagliari per poi proseguire su strada mediante autobotte verso lo stabilimento di Arborea (Figura 3.8).



Figura 3.8 - Impianto GNL coop. 3A Arborea.

Nello stabilimento Argiolas (Figura 3.9) è stato realizzato da LIQUIGAS un impianto di rigassificazione di GNL per l'alimentazione della caldaia che produce l'energia termica per il processo, installata in sostituzione della precedente, che era alimentata da BTZ.



Figura 3.9 - Impianto GNL Liquigas stabilimento Argiolas Formaggi (Fonte: <http://www.cpl.it/gnl/>).

In entrambi i casi l'utilizzo di gas naturale per la produzione di energia termica, in alternativa al BTZ, ha comportato grandi vantaggi in termini ambientali attraverso la riduzione delle emissioni in atmosfera: CO₂, SO_x ed NO_x. Infine, si segnala che lo stabilimento Heineken, situato nella Zona Industriale di Macchiareddu (Assemini - CA), ha stipulato un contratto con LIQUIGAS per l'installazione di un impianto di rigassificazione di GNL per l'alimentazione del suo impianto, secondo le strategie di marketing messe in atto dai grossisti che prevedono la fornitura in comodato d'uso del sistema di stoccaggio e rigassificazione chiedendo come controparte l'acquisto quinquennale di combustibile.

3.3 Approfondimento sul settore elettrico

Dal bilancio elettrico della Sardegna (Tabella 3.9) si evince che la regione esporta circa il 25% della produzione netta di energia elettrica [9]. Questi volumi si verificano dal 2012 in seguito alla chiusura dello stabilimento di produzione dell'alluminio di Portovesme (exAlcoa) [10]. La tendenza di esportazione comincia in concomitanza con la crescita della produzione elettrica da FER (Figura 3.10), iniziata nel 2001 con l'installazione dei primi impianti eolici, e diventa più evidente a partire dal 2010 con l'installazione di impianti fotovoltaici sostenuti dagli incentivi dei conti energia (dati in GWh).

Tabella 3.9 - Bilancio energia elettrica nel 2018 in Sardegna (Fonte: Statistiche regionali TERNA, 2018)

GWh	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Sardegna
Produzione lorda			
- idroelettrica	534,0	-	534,0
- termoelettrica tradizionale	9.907,8	114,9	10.022,7
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	1.672,1	-	1.672,1
- fotovoltaica	906,7	-	906,7
Totale produzione lorda	13.020,6	114,9	13.135,5
	-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione	744,6	23,1	767,6
	=	=	=
Produzione netta			
- idroelettrica	528,9	-	528,9
- termoelettrica tradizionale	9.196,4	91,8	9.288,2
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	1.662,1	-	1.662,1
- fotovoltaica	888,7	-	888,7
Totale produzione netta	12.276,0	91,8	12.367,9
	-	-	-
Energia destinata ai pompaggi	157,1	-	157,1
	=	=	=
Produzione destinata al consumo	12.118,9	91,8	12.210,7
	+	+	+
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori	+18,8	-18,8	-
	+	+	+
Saldo import/export con l'estero	-349,8	-	-349,8
	+	+	+
Saldo con le altre regioni	-2.722,8	-	-2.722,8
	=	=	=
Energia richiesta	9.065,1	73,1	9.138,1
	-	-	-
Perdite	713,4	-	713,4
	=	=	=
Consumi	Autoconsumo	73,1	255,7
	Mercato libero	-	6.331,9
	Mercato tutelato	-	1.837,2
	Totale Consumi	73,1	8.424,7

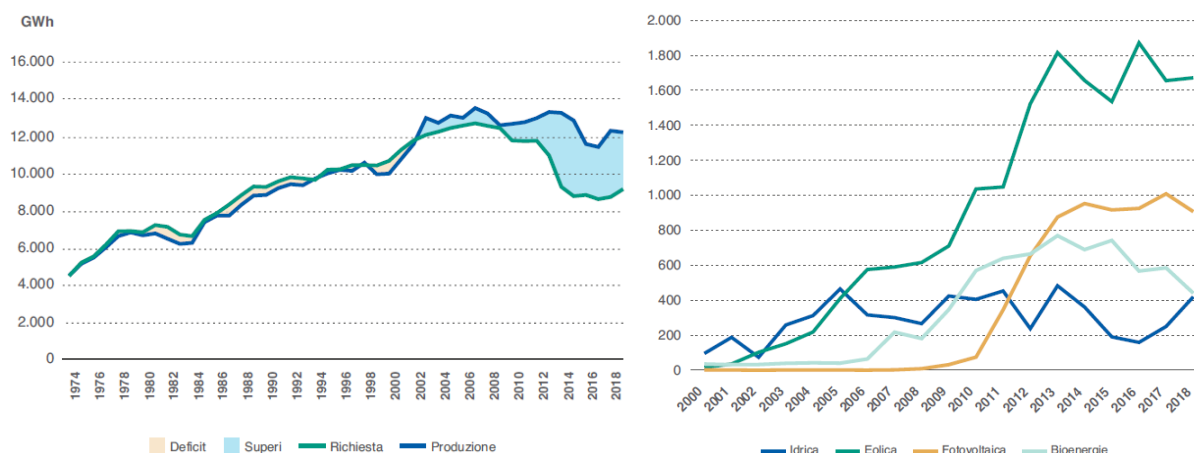


Figura 3.10 – Serie storiche produzione e richiesta di energia elettrica (sx) e produzione lorda rinnovabile (dx) in Sardegna (Fonte: Statistiche regionali TERNA, 2018)

Analizzando la serie storica dei consumi elettrici, il periodo compreso tra il 2010 e il 2018 è caratterizzato da una riduzione significativa dovuta principalmente allo spegnimento dello stabilimento di produzione dell'Alluminio exAlcoa di Portovesme. In Figura 3.11 è riportato il dettaglio dei consumi di energia elettrica tra i diversi settori merceologici. Anche in seguito alla chiusura dell'impianto exAlcoa, il settore industriale è rimasto quello con il maggior consumo elettrico, registrando però una riduzione tale da variare di circa undici punti percentuali la sua incidenza sul consumo elettrico dell'intera isola, passando dal 56% dei consumi complessivi della Regione Sardegna pre-2012 al 45% post-2012 (Figura 3.12). Nel periodo considerato i consumi finali complessivi si sono ridotti del 25 % passando da 11 TWh nel 2010 a 8,4 TWh nel 2018.

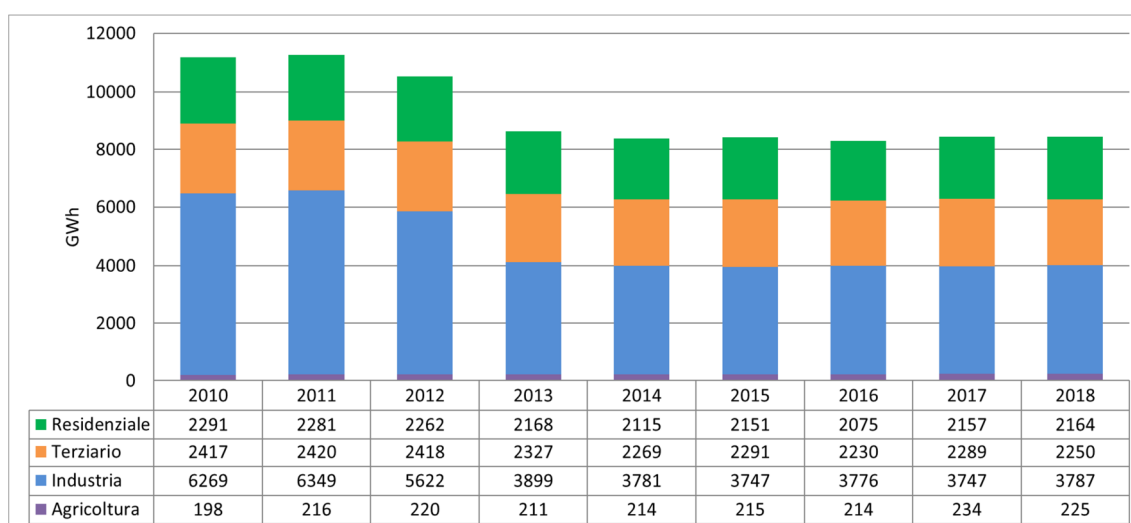


Figura 3.11 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2010-2018, dettaglio per settore (Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA)

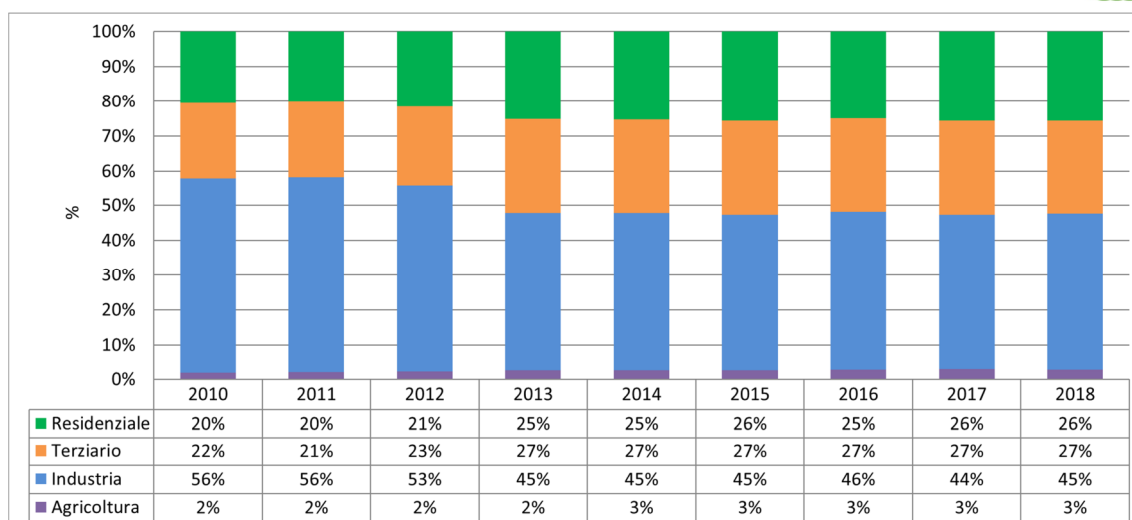


Figura 3.12 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2010-2018, incidenza per settore (Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA)

Nella Figura 3.13 e Figura 3.14 è riportato il dettaglio dei consumi di energia elettrica per provincia (valore assoluto e valore %); i dati sono stati rielaborati per garantire la coerenza con la nuova riorganizzazione delle province in Sardegna in seguito alla legge Regionale n. 2 del 4 febbraio 2016 [11].

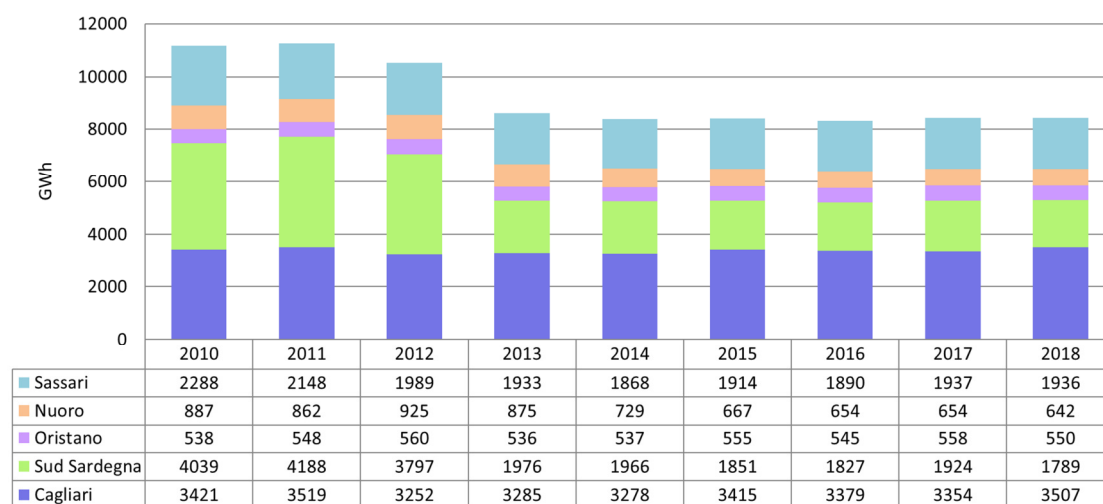


Figura 3.13 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2010-2018, dettaglio per provincia (Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA)

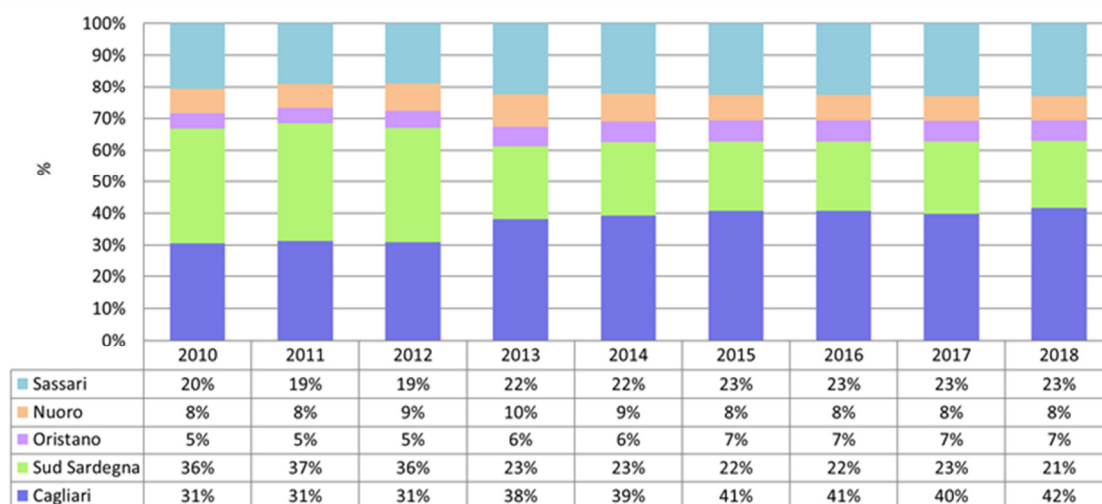


Figura 3.14 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2010-2018, dettaglio per provincia (Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA)

3.4 Scenario di evoluzione dei fabbisogni energetici della regione nel periodo 2020-2040

Questo paragrafo illustra le ipotesi e la metodologia per la costruzione dello scenario di domanda energetica per la regione Sardegna per gli anni 2025, 2030 e 2040. I paragrafi 3.4.1 e 3.4.2 si riferiscono al settore civile e analizzano la possibile evoluzione della domanda di energia termica (macrosettore calore). Il paragrafo 3.4.3 si riferisce alle valutazioni sulla possibile evoluzione della domanda di calore del settore industriale mentre il paragrafo 3.4.4 è dedicato al settore dei trasporti. Infine, il paragrafo 3.4.5 mostra l'evoluzione del settore elettrico con particolare riferimento allo scenario previsto nel PNIEC.

3.4.1 Settore residenziale

Per proiettare nel periodo 2020-2040 i fabbisogni energetici del settore residenziale ci si è riferiti alle evoluzioni previste per la popolazione ed il numero di famiglie utilizzate nello scenario nazionale PNIEC [4] basato sugli andamenti previsti per l'Italia nello scenario Euref2016 della Commissione Europea pubblicato a luglio 2016 [12]. Per lo studio sono stati analizzati i risultati del censimento 2011 di ISTAT [13] e per gli anni a consuntivo 2012-2017 i bilanci demografici pubblicati sempre da ISTAT [14], mentre per le proiezioni dal 2020-2040 i dati dello scenario nazionale PNIEC. La Tabella 3.10 mostra l'evoluzione della popolazione italiana prevista nello scenario nazionale PNIEC. Al valore storico del 2017 sono stati applicati gli stessi tassi medi di crescita annua della popolazione previsti nello scenario Euref2016. Per la Sardegna sono stati applicati gli stessi tassi dello scenario nazionale. Lo stesso approccio è stato adottato per l'evoluzione del numero di famiglie. Una assunzione sostanziale è stata quella di considerare il numero di famiglie uguale al numero di abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali; questo differisce dal numero totale di famiglie, riportato da ISTAT, in quanto si vanno a trascurare quelle che vivono in alloggi diversi da edifici residenziali o in coabitazione con altre famiglie (si tratta comunque di un numero limitato, pari a 16.116 famiglie). L'aumento del numero di famiglie si traduce nella necessità di costruzione di nuove abitazioni.

Tabella 3.10 - Evoluzione della popolazione e del numero di famiglie nello scenario nazionale PNIEC e sua applicazione nel contesto regionale della Sardegna (Fonte: valori storici: ISTAT, tassi di crescita: EU Reference Scenario 2016)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
ITALIA						
Popolazione (milioni)	60,6	61,2	62,2	63,3	64,4	65,4
Famiglie (milioni)	26,0	26,3	27,0	27,7	28,4	29,2
SARDEGNA						
Popolazione (milioni)	1,65	1,67	1,70	1,73	1,76	1,78
Famiglie* (milioni)	0,69	0,70	0,71	0,73	0,75	0,77

*abitazioni con famiglie residenti in edifici residenziali

3.4.1.1 Settore residenziale: riscaldamento

Per valutare l'evoluzione del fabbisogno di riscaldamento si è partiti dai dati definitivi del 15° Censimento Generale dell'ISTAT per l'anno 2011, che consentono di rappresentare con dettaglio il panorama edilizio in Sardegna. Per valutare i fabbisogni di riscaldamento del settore residenziale il perimetro è stato limitato alle abitazioni occupate da residenti all'interno di edifici residenziali (Tabella 3.11). Sono escluse quindi da questa analisi le seconde case il cui utilizzo diretto o tramite affitto è prevalentemente estivo con fabbisogni energetici ridotti e limitati alla sola produzione di ACS e alla cottura.

Tabella 3.11 - Principali dati del settore residenziale in Sardegna, anno 2011 (Fonte: ISTAT)

660.661	Numero delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali
69.549.332	Superficie delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali
1.621.049	Popolazione residente in edifici residenziali
676.777	Numero totale famiglie

A partire da questi dati del censimento è stata effettuata una serie di analisi per definire i fabbisogni di riscaldamento del settore residenziale. Il numero totale delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali è stato suddiviso, sulla base delle informazioni presenti nel censimento ISTAT del 2011, in quattro categorie dimensionali:

- **MF** - edifici **MonoFamiliari**;
- **PC** - **Piccoli Condomini** (2-8 abitazioni);
- **MC** - **Medi Condomini** (9-15 abitazioni);
- **GC** - **Grandi Condomini** (più di 15 abitazioni).

La Tabella 3.12 e la Figura 3.15 mostrano la ripartizione delle abitazioni tra le quattro categorie dimensionali, confrontando la situazione della Sardegna con quella nazionale. È interessante notare dal confronto, la forte diffusione di abitazioni monofamiliari, in Sardegna, rispetto alla media nazionale (37% contro 18%) e la ridotta presenza di abitazioni in grandi condomini (12% contro 23%).

Tabella 3.12 - Ripartizione in valori assoluti delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in macro-categorie dimensionali (confronto Sardegna-Italia) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

	MF	PC	MC	GC	TOTALE
Sardegna	243.242	279.872	59.086	78.461	660.661
Italia	4.404.547	11.022.469	3.066.954	5.571.309	24.065.280

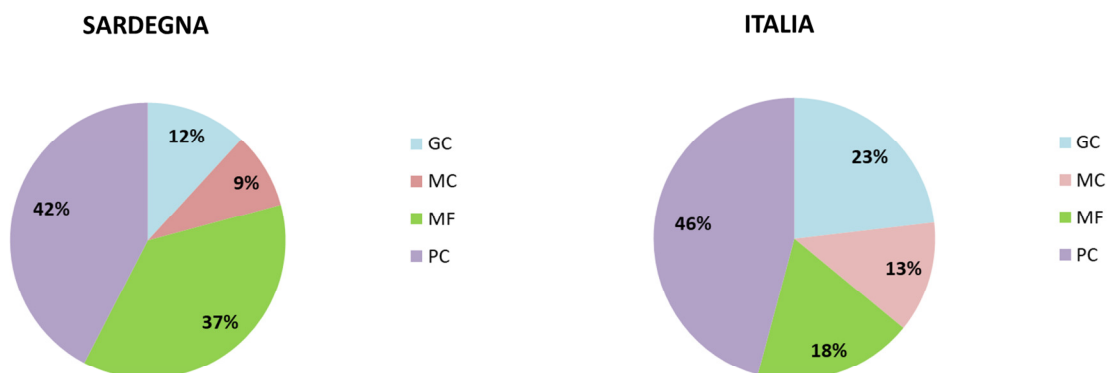


Figura 3.15 - Ripartizione percentuale delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in macro-categorie dimensionali (confronto Sardegna-Italia) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

Il censimento ISTAT del 2011 fornisce inoltre la suddivisione delle abitazioni in base all'epoca di costruzione; per lo studio sono state identificate le seguenti classi di vetustà:

- V1: edifici costruiti prima del 1919;
- V2: edifici costruiti dal 1919 al 1945;
- V3: edifici costruiti dal 1946 al 1960;
- V4: edifici costruiti dal 1961 al 1980;
- V5: edifici costruiti dal 1981 al 1990 che rispettano la legge 373/76;
- V6: edifici costruiti dal 1991 al 2005 che rispettano la legge 10/91;
- V7: edifici costruiti dal 2006 al 2011 che rispettano la legge 192/05.

Componendo queste informazioni con la classificazione dimensionale precedente si ottiene la ripartizione in Tabella 3.13 e Figura 3.16. Come già fatto sopra si confronta la situazione della Sardegna con quella nazionale. È interessante notare dal confronto in figura la maggior presenza in Sardegna di abitazioni costruite negli ultimi 40 anni rispetto alla situazione nazionale.

Tabella 3.13 - Ripartizione in valori assoluti delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in macro-categorie temporali (confronto Sardegna-Italia) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
Sardegna	29.903	44.146	84.316	246.279	116.240	111.384	28.393	660.661
Italia	2.458.524	2.038.454	3.378.162	9.275.603	3.036.025	2.998.473	880.040	24.065.280

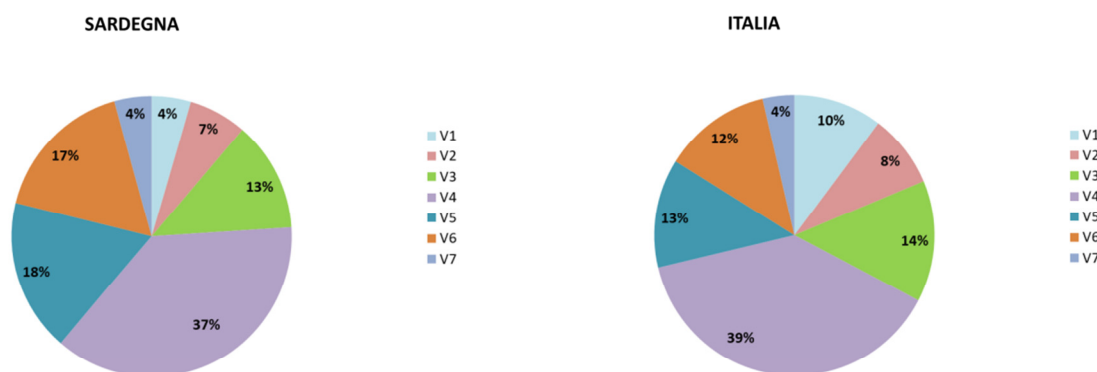


Figura 3.16 - Ripartizione in valori percentuali delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in macro-categorie temporali (confronto Sardegna-Italia) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

La Tabella 3.14 e la Tabella 3.15 mostrano la sintesi delle abitazioni in Sardegna per dimensione e classe di vetustà sia in valore assoluto (numero), sia in termini di superficie.

Tabella 3.14 - Ripartizione del numero di abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in Sardegna (per dimensione e vetustà) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
MF	14.932	21.022	36.715	80.084	39.002	41.627	9.860	243.242
PC	12.774	19.262	32.651	107.496	48.424	48.009	11.256	279.872
MC	1.478	1.809	6.980	24.524	10.202	10.684	3.409	59.086
GC	719	2.054	7.970	34.174	18.612	11.064	3.868	78.461
Totale	29.903	44.146	84.316	246.279	116.240	111.384	28.393	660.661

Tabella 3.15 - Ripartizione della superficie (valori in m²) delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in Sardegna (per dimensione e vetustà) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
MF	1.620.740	2.270.474	4.050.483	9.381.674	4.677.359	4.962.021	1.139.998	28.102.749
PC	1.203.956	1.838.660	3.252.004	11.315.569	5.132.301	4.898.646	1.075.711	28.716.848
MC	140.437	164.201	642.812	2.404.961	963.213	937.238	282.241	5.535.104
GC	66.484	157.068	686.092	3.373.588	1.674.348	932.117	304.936	7.194.631
Totale	3.031.617	4.430.403	8.631.391	26.475.792	12.447.221	11.730.022	2.802.886	69.549.332

L'ultimo passo prima della valutazione del fabbisogno di riscaldamento consiste nella suddivisione del parco edilizio tra le zone climatiche (Tabella 3.16). In Sardegna si hanno due diverse zone climatiche, la C e la D, con una rilevanza prevalente della zona C nella quale si trova circa l'86% delle abitazioni.

Tabella 3.16 - Ripartizione della superficie (valori in m²) delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in Sardegna (per dimensione, vetustà e zona climatica) (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
Zona C	2.640.984	3.828.999	7.312.498	22.596.535	10.834.209	10.309.657	2.510.620	60.033.502
MF	1.399.539	1.938.902	3.465.022	8.146.180	4.070.032	4.332.663	1.003.879	24.356.217
PC	1.054.016	1.583.617	2.598.006	9.114.189	4.295.487	4.232.356	966.606	23.844.277
MC	123.613	154.796	594.439	2.188.759	874.058	856.394	248.327	5.040.385
GC	63.816	151.683	655.031	3.147.407	1.594.633	888.243	291.809	6.792.622
Zona D	390.634	601.404	1.318.893	3.879.257	1.613.011	1.420.365	292.266	9.515.830
MF	221.202	331.571	585.461	1.235.494	607.327	629.358	136.119	3.746.532
PC	149.940	255.043	653.998	2.201.380	836.814	666.290	109.105	4.872.570
MC	16.824	9.405	48.373	216.202	89.155	80.844	33.915	494.719
GC	2.667	5.385	31.061	226.181	79.715	43.873	13.127	402.009

La climatizzazione negli edifici residenziali è stata approfondita da RSE in precedenti studi, nell'ambito di un precedente triennio della Ricerca di Sistema (2012-2014), dove sono stati ricostruiti i consumi per il riscaldamento del settore residenziale in Italia [15]. Il parco edilizio italiano è stato caratterizzato individuando 140 edifici tipo, definiti da precise specifiche costruttive, secondo i tre parametri già introdotti: vetustà dell'abitazione, zona climatica e tipologia abitativa (monofamiliare, piccolo condominio, medio condominio, grande condominio).

Questa approfondita analisi ha permesso di individuare una relazione che lega ogni edificio tipo analizzato al suo fabbisogno energetico annuo specifico di riscaldamento. Il fabbisogno specifico di energia per riscaldamento per ciascuno dei 140 edifici tipo (Tabella 3.17) è stato poi tarato, inserendo parametri di correzione basati sulla temperatura di comfort, sul grado di occupazione dell'edificio e dei valori climatici riferiti all'anno 2016, in accordo con i valori di energia finale consumati complessivamente in Italia nel 2016 nel comparto residenziale reperiti dai database di EUROSTAT [16].

Per la stagione di riscaldamento sono stati considerati i periodi di accensione degli impianti stabiliti dalla legislazione italiana [17] in funzione della località, e quindi della zona climatica, dove è situato l'edificio.

Per determinare il fabbisogno di riscaldamento della Sardegna sono stati incrociati i valori di fabbisogno specifico delle zone C e D, riportati in Tabella 3.17, con le superfici della Tabella 3.16 ottenendo i fabbisogni riportati in Tabella 3.18.

Tabella 3.17 - Fabbisogno di riscaldamento per le diverse tipologie di abitazioni (kWh/m²) (Fonte: elaborazione RSE)

		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7
B	MF	45	44	41	30	19	15	5
	PC	28	26	31	27	13	13	2
	MC	24	29	30	27	16	9	1
	GC	22	29	30	17	10	5	1
C	MF	84	82	78	59	39	29	11
	PC	56	53	62	55	27	25	5
	MC	47	59	60	54	32	20	3
	GC	46	58	60	35	21	13	3
D	MF	139	112	103	117	85	67	22
	PC	113	92	98	126	66	42	13
	MC	98	103	87	109	75	38	10
	GC	80	88	90	71	48	34	8
E	MF	210	191	164	155	101	71	34
	PC	169	166	139	176	77	55	20
	MC	150	156	138	137	87	50	18
	GC	122	132	131	100	58	47	14
F	MF	245	213	183	174	113	84	41
	PC	194	183	166	191	87	66	25
	MC	179	183	155	153	94	62	24
	GC	193	175	141	110	69	60	18

Tabella 3.18 – Fabbisogno di riscaldamento (valori in MWh) delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali in Sardegna (per dimensione, vetustà e zona climatica) (Fonte: elaborazione RSE)

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
Zona C	185.331	260.852	506.316	1.210.257	336.167	260.131	17.496	2.776.551
MF	117.561	158.990	270.272	480.625	158.731	125.647	11.043	1.322.869
PC	59.025	83.932	161.076	501.280	115.978	105.809	4.833	1.031.933
MC	5.810	9.133	35.666	118.193	27.970	17.128	745	214.645
GC	2.936	8.798	39.302	110.159	33.487	11.547	875	207.104
Zona D	49.552	62.043	131.398	461.552	117.365	74.715	4.857	901.482
MF	30.747	37.136	60.302	144.553	51.623	42.167	2.995	369.523
PC	16.943	23.464	64.092	277.374	55.230	27.984	1.418	466.505
MC	1.649	969	4.208	23.566	6.687	3.072	339	40.490
GC	213	474	2.796	16.059	3.826	1.492	105	24.965

Al 2011 il riscaldamento residenziale per la Sardegna si può quindi sintetizzare con i valori di Tabella 3.19.

Tabella 3.19 - Principali dati e indicatori del settore residenziale in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE su dati ISTAT)

660.661	numero	Abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali (Fonte: ISTAT)
69.549.332	m ²	Superficie delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali (Fonte: ISTAT)
3.678.033	MWh	Fabbisogno di riscaldamento (Fonte: RSE)
52,9	kWh/m ²	Fabbisogno specifico di riscaldamento per superficie abitativa (Fonte: RSE)
5567	MWh/anno	Fabbisogno annuo di riscaldamento per abitazione (Fonte: RSE)

Il censimento ISTAT 2011 fornisce anche informazioni relative alla diffusione dei diversi impianti di riscaldamento presenti nelle abitazioni in Sardegna distinguendo per fonte (Tabella 3.20).

Tabella 3.20 – Abitazioni riscaldate suddivise per fonte energetica (Fonte: ISTAT)

Fonte energetica impianto di riscaldamento	% abitazioni	n° abitazioni
metano, gas naturale	-	
gasolio	17,3%	114.037
GPL (Gas di Petrolio Liquefatto)	17,4%	115.185
combustibile solido (legna, carbone, ecc.)	34,8%	230.099
olio combustibile	0,3%	1.856
energia elettrica	26,9%	177.801
altro combustibile o energia	3,3%	21.683
Totale	100%	660.661

L'aumento ipotizzato del numero di famiglie, rispetto al dato di partenza del censimento 2011, si traduce nella costruzione di nuove abitazioni. Oltre al nuovo edificato vi sono poi le ristrutturazioni delle abitazioni esistenti. I tassi di ristrutturazione medi annui si differenziano in base all'epoca di costruzione e sono stati ricavati da dati storici pubblicati da Confindustria. Le sette classi di vetustà sono state classificate nei quattro gruppi della Tabella 3.21.

Tabella 3.21 – Tassi di ristrutturazione medi annui delle abitazioni esistenti (Fonte: Confindustria)

Tipo	Vetustà	Tasso di ristrutturazione medio annuo
A	V1-V2	2,00%
B	V3-V4	1,21%
C	V5	0,53%
D	V6-V7	0,16%

I quattro gruppi di abitazioni hanno fabbisogni specifici diversi: fino al 2020 la riqualificazione delle abitazioni (R1 e R2) si traduce in una riduzione del fabbisogno di riscaldamento fino a un massimo di 30 kWh/m². Dal 2021 per le abitazioni dei gruppi C e D, caratterizzate già da fabbisogni più bassi, la riqualificazione si traduce in una riduzione del fabbisogno fino alle prestazioni del nuovo edificato (N1) con caratteristiche NZEB [18] (inferiore a 30 kWh/m² per tutti i servizi energetici, con ipotesi di 15 kWh/m² per il solo riscaldamento in Sardegna). I diversi fabbisogni specifici sono riportati in Tabella 3.22.

Tabella 3.22 – Fabbisogni specifici di riscaldamento delle diverse tipologie di abitazioni (kWh/m²)

TIPO	Vetustà	kWh/m ²
A	V1-V2	74,7
B	V3-V4	65,8
C	V5	36,4
D	V6-V7	24,6
R1	V1-V2-V3-V4 e V5-V6-V7 (fino al 2020)	30
R2	V5-V6-V7 (dal 2021)	15
N1	Dal 2021	15

Secondo le ipotesi adottate, la superficie abitativa cresce dai 69,5 milioni di m² del 2011 fino a 83,8 milioni di m² al 2040. La Figura 3.17 mostra l'andamento temporale distinguendo tra vecchie abitazioni, abitazioni ristrutturate e nuove. Il fabbisogno medio specifico di riscaldamento del parco edilizio scende invece dai 53

kWh/m² del 2011 fino a 41 kWh/m² nel 2040. Il fabbisogno di riscaldamento passa dai 316 ktep (3678 MWh) del 2011 a 288 ktep (3345 MWh) nel 2040.

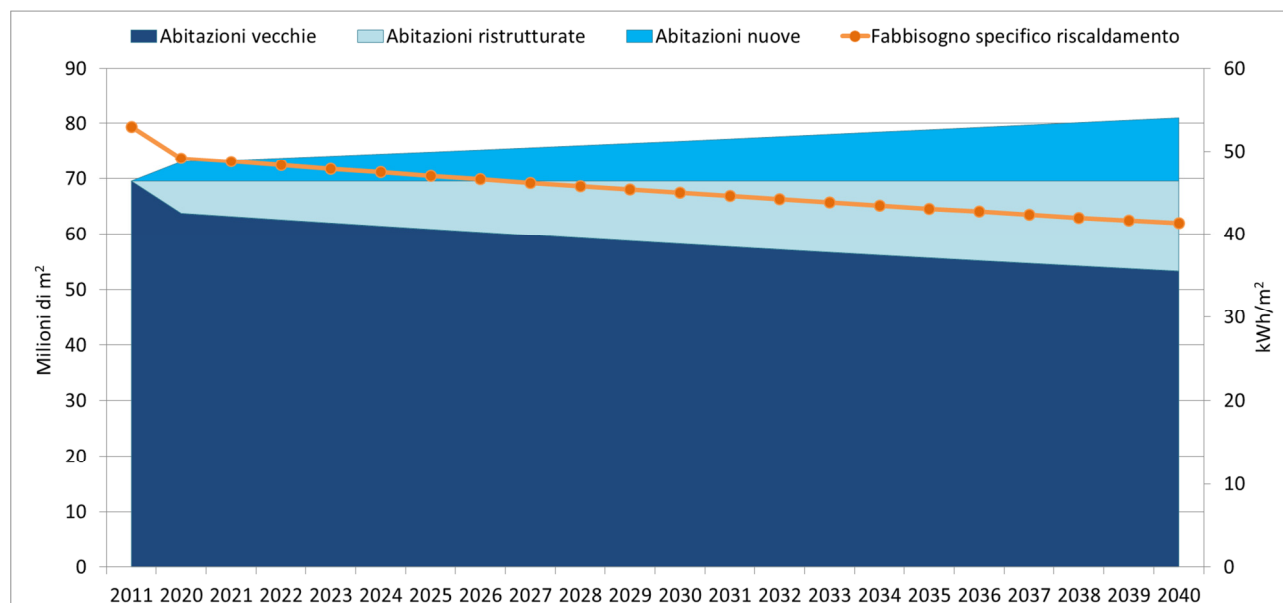


Figura 3.17 – Evoluzione della superficie delle abitazioni residenziali - asse sx - e del fabbisogno specifico di riscaldamento - asse dx (Fonte: elaborazione RSE)

Oltre al servizio di riscaldamento altri servizi termici “contendibili” (ossia soddisfacenti da diversi combustibili o vettori energetici, tra cui metano ed energia elettrica) nel settore residenziale sono la produzione di acqua calda sanitaria e la cottura degli alimenti.

3.4.1.2 Settore residenziale: Acqua Calda Sanitaria (ACS)

Per il calcolo del fabbisogno di energia per la produzione di acqua calda sanitaria il censimento ISTAT del 2011 fornisce le informazioni di Tabella 3.10.

Incrociando tra loro i dati di popolazione residente in edifici residenziali e numero delle abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali, riportati in Tabella 3.11, nell’ipotesi di considerare il numero di famiglie uguale al numero di abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali, si ottiene un numero medio di 2,45 persone per famiglia in Sardegna. Ipotizzando un consumo medio di 50 litri/giorno/persona è possibile determinare il fabbisogno in termini sia di litri, sia di energia necessaria a scaldare l’acqua alla temperatura desiderata:

Fabbisogno giornaliero di ACS per persona	50	litri/giorno/persona
Fabbisogno annuo di ACS per famiglia	44.700	litri/anno/famiglia
Delta temperatura	30	K
Calore specifico	4.186	J/kgK

Fabbisogno specifico ACS per abitazione (famiglia)	5.615	MJ/anno/abitazione
	1.560	kWh/anno/abitazione
	0,134	tep/anno/abitazione

Nel 2011 il fabbisogno di energia per ACS risulta pari a circa 89 ktep. Data l'evoluzione prevista della popolazione, il fabbisogno di energia per la produzione di ACS cresce di circa 7 ktep nel periodo 2020-2040 passando dai 91 ktep del 2020 a 98 ktep nel 2040.

3.4.1.3 Settore residenziale: Cottura alimenti

Per il calcolo del fabbisogno di energia per la cottura degli alimenti, il censimento ISTAT del 2011 non fornisce informazioni. Ipotizzando un consumo medio orario di 0,1 m³ di gas per un fornello di medie dimensioni e un utilizzo medio di due ore al giorno si ottiene il seguente consumo specifico per abitazione.

Consumo gas fornello: 0,1 m³/h
Utilizzo giornaliero: 2 ore/giorno

Consumo specifico cottura per abitazione (famiglia)	70 m ³ /anno/abitazione
	700 kWh/anno/abitazione
	0,06 tep/anno/abitazione

Nel 2011 il fabbisogno di energia per cottura è stato stimato in circa 39 ktep. Data l'evoluzione prevista del numero di famiglie, il fabbisogno di energia per la cottura cresce di circa 5 ktep nel periodo 2020-2040 passando da 41 ktep nel 2020 a 46 ktep nel 2040.

3.4.1.4 Settore residenziale: sintesi della proiezione dei fabbisogni termici dal 2020 al 2040

Utilizzando i fabbisogni specifici determinati nei paragrafi precedenti e l'andamento atteso delle famiglie, è possibile ricavare l'evoluzione del fabbisogno di energia termica complessiva del settore residenziale al 2040. Dalla Figura 3.18 si nota la riduzione del fabbisogno di riscaldamento, nonostante la crescita del numero di abitazioni, dovuta ai tassi di ristrutturazione assunti in Tabella 3.21 e ai relativi nuovi fabbisogni di Tabella 3.22. Per l'ACS e la cottura il fabbisogno è invece in crescita; si potrà avere una riduzione dei consumi finali di energia sulla base delle ipotesi di incremento di efficienza assunti per le tecnologie di generazione del calore.

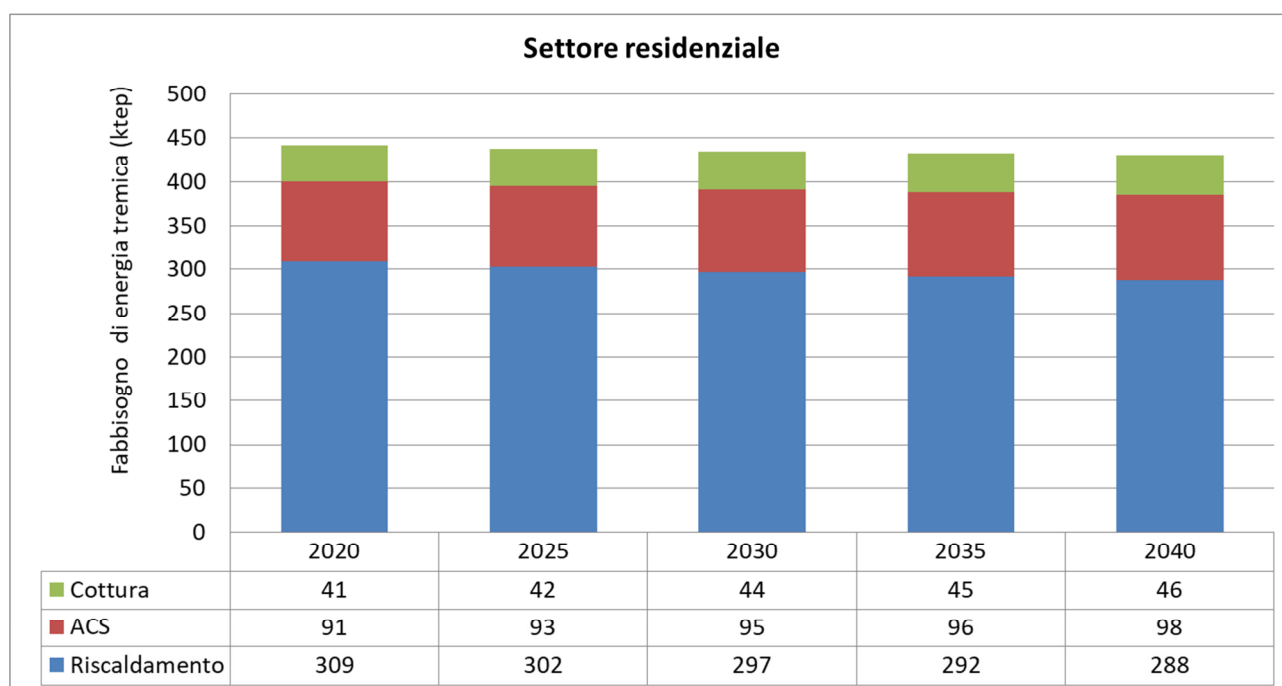


Figura 3.18 – Evoluzione dei fabbisogni di energia termica nel settore residenziale in Sardegna (2020-2040) (Fonte: elaborazione RSE)

3.4.2 Settore terziario

Per proiettare nel periodo 2020-2040 i fabbisogni energetici del settore terziario ci si è basati sulle evoluzioni previste per il valore aggiunto settoriale utilizzate nello scenario nazionale PNIEC (Tabella 3.23). In particolare, lo studio si basa sulle proiezioni dello scenario europeo PRIMES EUref2016 che riporta il seguente dettaglio in tre sottosettori:

- servizi vendibili: strutture ricettive, ristorazione, altri servizi vendibili;
- servizi non vendibili: sanità, istruzione, pubblica amministrazione;
- commercio: ipermercati, grandi magazzini, grande distribuzione, vendita al dettaglio.

Tabella 3.23 - Evoluzione media annua dei Valori Aggiunti del settore terziario nello scenario PNIEC

	2010-2020	2020-2030	2030-2040
Servizi	+0,55%	+1,33%	+1,65%
Servizi vendibili	+0,46%	+1,55%	+1,83%
Servizi non vendibili	+0,38%	+0,59%	+1,10%
Commercio	+1,19%	+1,50%	+1,66%

Si è scelto di individuare uno o più servizi energetici “di riferimento” per i macro-aggregati del terziario (così da semplificare la scomposizione dei consumi senza perdere in qualità dell’analisi), come riportato nello schema seguente:

- servizi vendibili → riscaldamento, ACS e cottura;
- servizi non vendibili → riscaldamento e ACS;
- commercio → riscaldamento.

La modellazione dei fabbisogni energetici del settore terziario si basa principalmente sulla scelta del driver rappresentativo dei servizi individuati: ad esempio il numero di presenze nelle strutture ricettive, il numero dei posti letto nelle strutture sanitarie, la superficie dei centri commerciali e il numero di addetti.

Questi valori evolvono nel tempo in linea con le proiezioni del valore aggiunto e le ipotesi di efficientamento previste nel PNIEC. I fabbisogni energetici sono determinati sulla base di indicatori specifici (consumi per posto letto, consumi per presenza, consumi per addetto). Per gli indicatori si è fatto riferimento al database del modello energetico multiregionale MONET di RSE [7].

3.4.2.1 Settore terziario: riscaldamento

La Figura 3.19 mostra l’evoluzione del fabbisogno di energia per il riscaldamento del settore terziario nel periodo 2020-2040. Complessivamente in questo scenario di domanda il fabbisogno di riscaldamento cresce da 108 ktep nel 2020 a 127 ktep nel 2040.

3.4.2.2 Settore terziario: ACS

La Figura 3.19 mostra l’evoluzione del fabbisogno di energia per la produzione di ACS del settore terziario nel periodo 2020-2040. Complessivamente in questo scenario il fabbisogno per ACS cresce da 18 ktep a 25 ktep.

3.4.2.3 Settore terziario: cottura

La Figura 3.19 mostra l’evoluzione del fabbisogno di energia per la cottura del settore terziario nel periodo 2020-2040. Complessivamente in questo scenario di domanda il fabbisogno per cottura cresce da 10 ktep a 13 ktep.

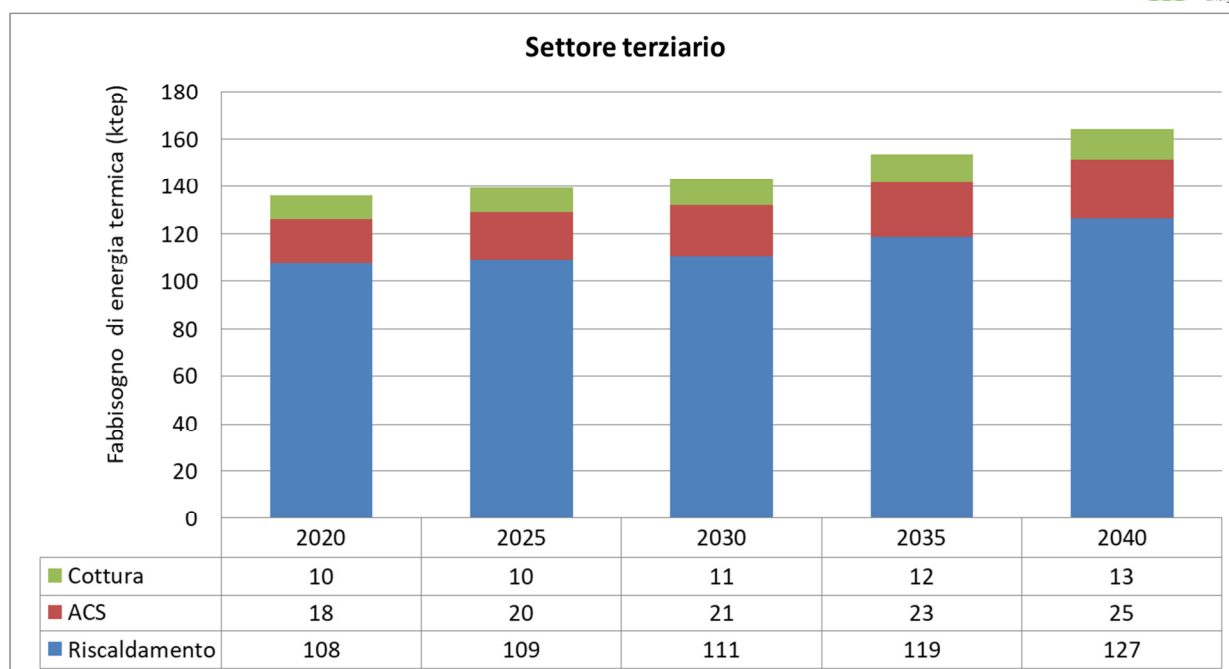


Figura 3.19 - Evoluzione dei fabbisogni di energia termica nel settore terziario in Sardegna (2020-2040) (Fonte: elaborazione RSE)

3.4.3 Settore industria

Per proiettare nel periodo 2020-2040 i fabbisogni energetici del settore industriale ci si è basati sulle evoluzioni previste per il valore aggiunto settoriale utilizzate nello scenario nazionale PNIEC (Tabella 3.24). In particolare, lo studio si basa sulle proiezioni dello scenario europeo PRIMES EUREF2016 che riporta il dettaglio nei sottosettori indicati in Tabella 3.24.

Tabella 3.24 - Evoluzione media annua dei Valori Aggiunti del settore industria nello scenario PNIEC

	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040
Industria	+0,61%	+0,70%	+0,90%	+1,06%
Iron and steel	+0,04%	+0,04%	+0,23%	+0,23%
Non ferrous metals	+0,59%	+0,30%	+0,32%	+0,30%
Chemicals	+0,96%	+0,91%	+1,22%	+1,42%
Non metallic minerals	+1,51%	+1,36%	+1,30%	+1,50%
Pulp paper and printing	+1,00%	+0,83%	+1,06%	+1,26%
Other industries	+0,49%	+0,67%	+0,9%	+0,96%

Per le industrie identificate dall'indagine riportata nel paragrafo 3.2.4 si fa l'ipotesi di crescita del valore aggiunto in linea con i valori nazionali del PNIEC, introducendo inoltre le ipotesi di efficientamento previste sempre nel PNIEC. Per i consumi dei CHP industriali si ipotizza invece un mantenimento dei valori attuali nel tempo. Sono stati poi valutati consumi aggiuntivi futuri, dovuti alla riattivazione delle filiere delle serre e della ceramica. Dal 2025 in avanti si ipotizza inoltre la riattivazione dell'impianto Eurallumina con un fabbisogno energetico termico a regime pari a circa 300 ktep. Nel presente studio è stata ipotizzata la ripartenza degli impianti exAlcoa ed Eurallumina, fornendo quindi uno scenario di ripresa della produzione industriale rispetto al quale viene valutata l'esigenza di nuove infrastrutture energetiche. È stata tuttavia considerata come analisi di sensitività la possibile non ripartenza della filiera dell'alluminio per analizzarne gli impatti sul sistema energetico regionale.

La Figura 3.20 mostra l'evoluzione complessiva dei fabbisogni di energia termica del settore industriale.

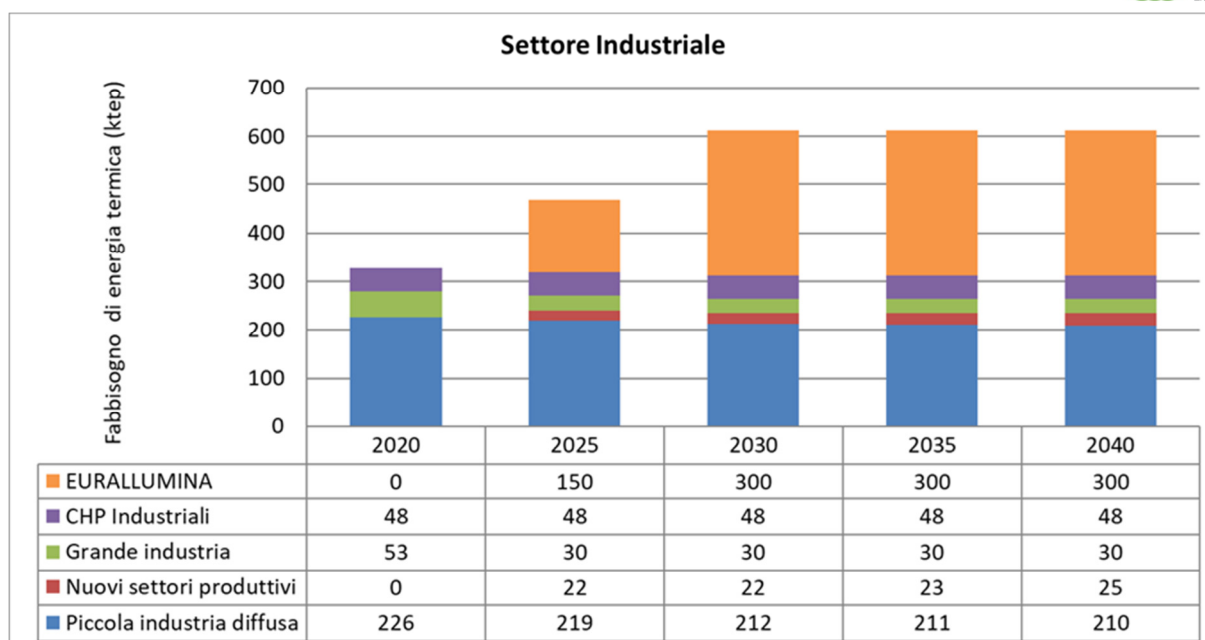


Figura 3.20 - Evoluzione dei fabbisogni di energia termica nel settore industriale in Sardegna (2020-2040) (Fonte: elaborazione RSE)

3.4.4 Settore trasporti

Per proiettare nel periodo 2020-2040 i fabbisogni energetici del settore trasporti ci si è basati sulle evoluzioni previste per la domanda di mobilità nello scenario nazionale PNIEC (Tabella 3.25).

In particolare, lo scenario si basa sulle proiezioni dello scenario europeo PRIMES EUref2016 che riporta il seguente dettaglio per i trasporti su strada:

- trasporto passeggeri privato: auto e moto;
- trasporto passeggeri pubblico: autobus urbani ed extraurbani;
- trasporto merci: veicoli leggeri e veicoli pesanti.

Tabella 3.25 - Evoluzione media annua della domanda di mobilità nello scenario PNIEC

	2010-2020	2020-2030	2030-2040
Trasporto passeggeri privato	+0,13%	+0,56%	+0,15%
Trasporto passeggeri pubblico	+0,50%	+0,36%	+0,31%
Trasporto merci	+0,74%	+1,14%	+0,59%

Complessivamente la domanda di mobilità su strada evolve come indicato in Figura 3.21.

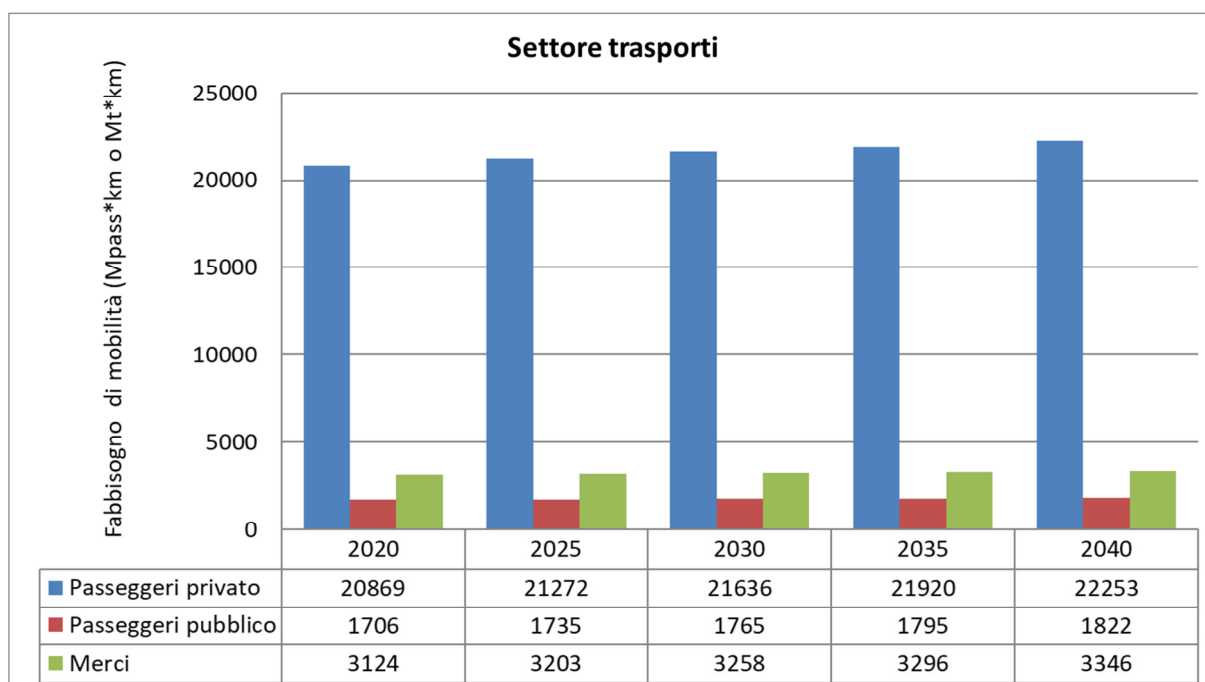


Figura 3.21 - Evoluzione dei fabbisogni di mobilità nel settore trasporti in Sardegna (2020-2040) (Fonte: elaborazione RSE)

Per il trasporto marittimo si assume, invece, la stessa valutazione del PEARS con consumi futuri ritenuti costanti rispetto ai livelli attuali.

3.4.5 Scenari di evoluzione del settore elettrico

3.4.5.1 Domanda di energia elettrica nello scenario PNIEC

Nello scenario PNIEC la domanda elettrica (Tabella 3.26) al 2030 risulta pari a circa 330 TWh (perdite incluse), mentre al 2040 cresce fino a 380 TWh. Si evidenzia la forte crescita dei consumi elettrici nel settore trasporti rispetto ai consuntivi 2018; raddoppiano al 2030 e aumentano di sei volte al 2040. Al 2040 nello scenario PNIEC sono presenti anche 12 TWh dedicati a tecnologie Power to X (Power to Hydrogen, Power to Heat, Power to Liquid, Direct Air Capture). Per ulteriori dettagli sullo scenario PNIEC si veda il rapporto RSE [19].

Tabella 3.26 - Composizione della domanda elettrica in Italia al 2030 e 2040 nello scenario PNIEC e confronto con i consuntivi TERNA 2018 (Fonte: elaborazione RSE)

	TERNA	PNIEC	
Dati in TWh	2018	2030	2040
<u>Domanda elettrica</u>	321	330	380
<u>Consumi nei settori di uso finale</u>	293	302	359
industria	116	111	110
residenziale	65	69	73
terziario + agricoltura	100	100	104
trasporti	12	23	70
<u>Raffinerie e altri usi energetici</u>	10	8	4
<u>Perdite di rete</u>	18	20	19
<u>Power to X</u>			12

In termini di elettrificazione degli usi finali (Figura 3.22) si passa dal 20% del 2010 al 25% nel 2030 e al 32% nel 2040. Osservando i settori di consumo, nel settore industriale il livello di elettrificazione rimane stabile intorno al 37%, nel settore residenziale passa dal 17% nel 2010 al 27% nel 2040, nel settore terziario dal 43% nel 2010 al 60% nel 2040 e nel settore trasporti passa dal 2% del 2010 al 21% nel 2040.

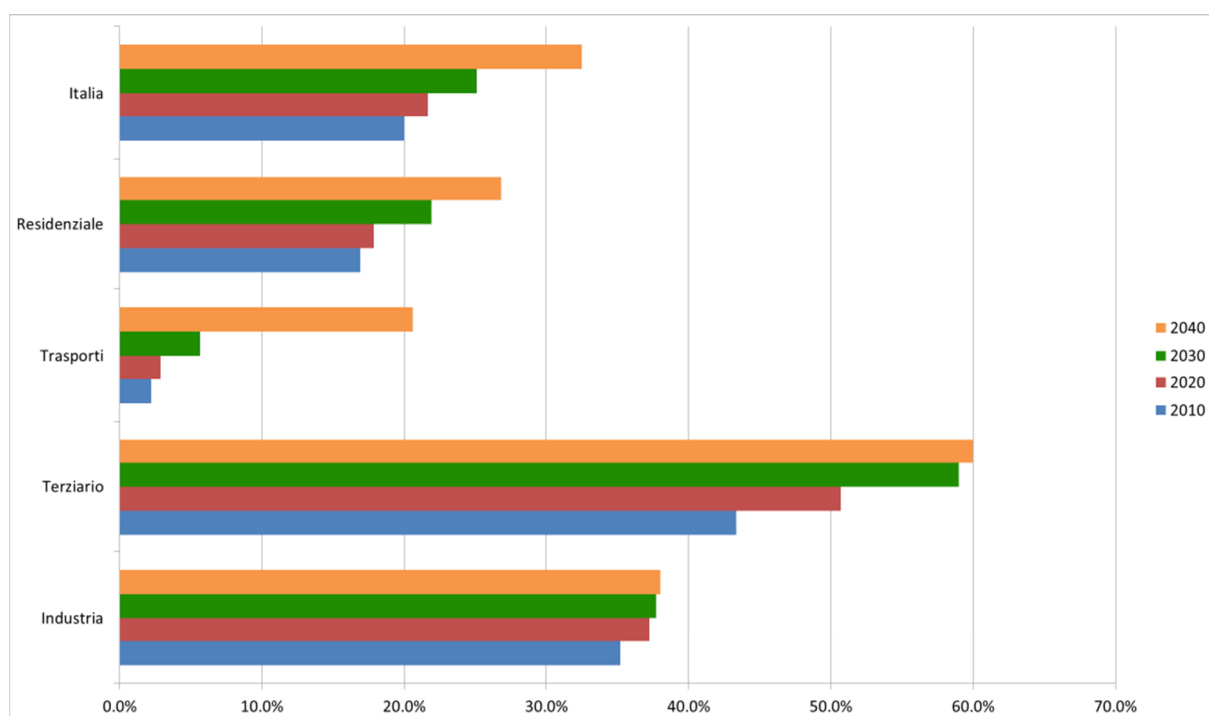


Figura 3.22 - Elettrificazione degli usi energetici finali in Italia nello scenario PNIEC (Fonte: elaborazione RSE)

La ripartizione regionale (zonale) della domanda elettrica è stata determinata replicando i risultati del settore elettrico dello scenario nazionale PNIEC con il modello energetico multiregionale MONET di RSE. Sono quindi stati vincolati i consumi elettrici nazionali per settore e per i singoli sottosettori industriali ottenendo una evoluzione della domanda di energia elettrica diversa nelle singole regioni, in funzione della maggiore o minore presenza di alcuni settori di consumo rispetto ad altri. I risultati del modello sono riportati in Figura 3.23 dove si mostra la ripartizione della domanda elettrica al 2017 e la proiezione al 2030/2040 nelle sei zone di mercato⁴.

⁴ Le zone di mercato sono Nord (NO), Centro Nord (CN), Centro Sud (CS), Sud (SU), Sicilia (SI), Sardegna (SA). Ci si riferisce al modello zonale in vigore nel 2018 in cui la zona Centro Nord includeva Umbria, Toscana e Marche.

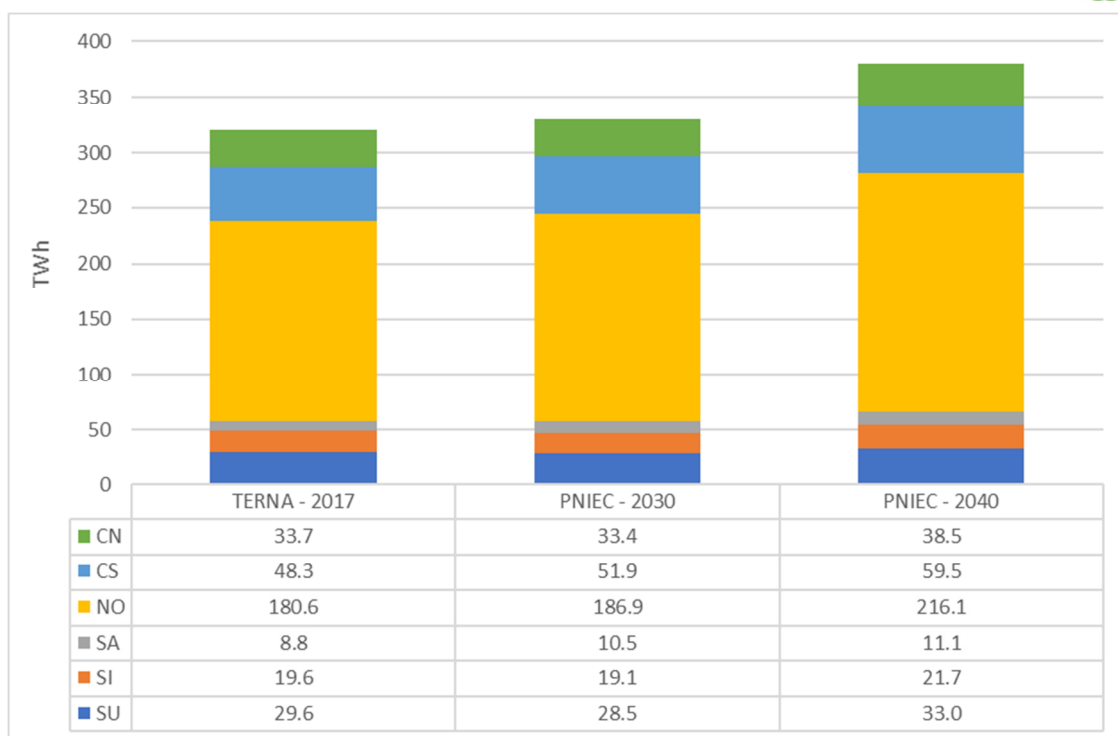


Figura 3.23 - Domanda elettrica per zona di mercato al 2017 e al 2030/2040 nello scenario PNIEC (Fonte: elaborazione RSE)

Per la Sardegna l'evoluzione attesa della domanda di energia elettrica è riportata in Figura 3.24. A partire dal 2025 è stato considerato un aumento della domanda elettrica per la ripresa delle attività della filiera dell'alluminio (riattivazione degli stabilimenti Eurallumina ed exAlcoa).

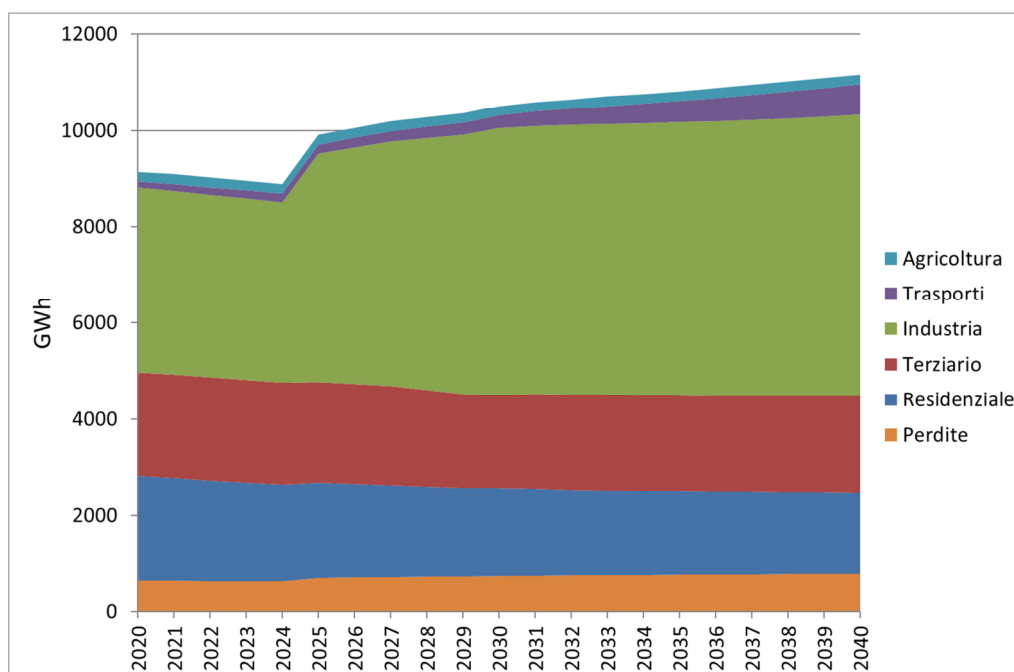


Figura 3.24 - Evoluzione della domanda di energia elettrica in Sardegna al 2040 (Fonte: elaborazione RSE)

L'analisi del sistema energetico è stata affiancata da un'analisi di dettaglio del sistema elettrico al 2030 con il simulatore SMTSIM sviluppato da RSE [20] [21]. Per le simulazioni sono necessari dati per ognuna delle sei zone che compongono il mercato elettrico, con un dettaglio temporale orario. È stato quindi necessario determinare i nuovi profili orari zonali di carico tenendo conto dei principali cambiamenti in termini di usi elettrici finali ma con il vincolo di rispettare la domanda elettrica totale prevista per il 2030.

La procedura utilizzata per determinare i profili di carico è stata la seguente:

1. il punto di partenza sono i profili orari zonali del carico del 2017 al netto delle perdite di rete;
2. sono stati stimati i profili orari di carico zonale dei consumi per usi finali elettrici aggiuntivi rispetto al 2017:
 - a. exAlcoa (carico di base);
 - b. raffrescamento edifici (settori residenziale e terziario);
 - c. riscaldamento edifici (settori residenziale e terziario) con pompe di calore tra il 15 ottobre e il 15 aprile;
 - d. auto e autobus elettrici;
2. i profili a. , b., c., e d. sono stati aggiunti ai profili 2017;
3. tutti i valori sono stati scalati per riportarli esattamente alla domanda zonale prevista comprensiva delle perdite di rete.

Per il raffrescamento e per il riscaldamento edifici, la variazione di carico per zona è stata distribuita proporzionalmente ai gradi giorno misurati in ciascun giorno, su un anno tipo, e con un profilo orario intragiornaliero costituito da due livelli (diurno e notturno). In Figura 3.25 sono riportati i profili aggiuntivi di cui al precedente punto 2 per i consumi di riscaldamento e raffrescamento calcolati sulle temperature giornaliere di un anno di riferimento. Il raffrescamento ha un impatto più importante sui picchi di carico, principalmente per il fatto che la domanda di raffrescamento è distribuita su un periodo più breve rispetto al riscaldamento; inoltre, incidono i cambiamenti climatici sia per l'aumento dei gradi giorno di raffrescamento (a fronte di una riduzione dei fabbisogni di riscaldamento), sia per l'accelerazione nella diffusione del servizio di raffrescamento nel residenziale.

Per le auto elettriche e gli autobus (TPL) elettrici si sono utilizzati profili di ricarica giornalieri già utilizzati in altri studi [22] [23] e rappresentati in Figura 3.26. Il profilo di ricarica delle auto elettriche è riferito ad un profilo standard determinato tenendo conto esclusivamente dell'utilizzo delle vetture e delle possibilità di ricarica in strutture pubbliche o private. Il ricorso a profili di ricarica più "smart" è stato considerato poi tra le misure attive per la mitigazione delle criticità evidenziate da tale scenario per il sistema elettrico.

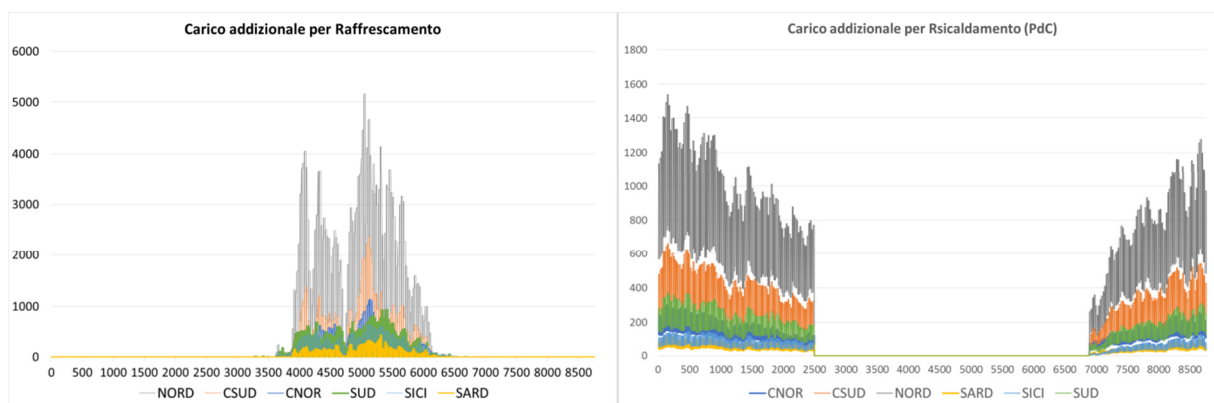


Figura 3.25 – Carico addizionale per raffrescamento e riscaldamento da PdC al 2030 [MW] (Fonte: elaborazione RSE)

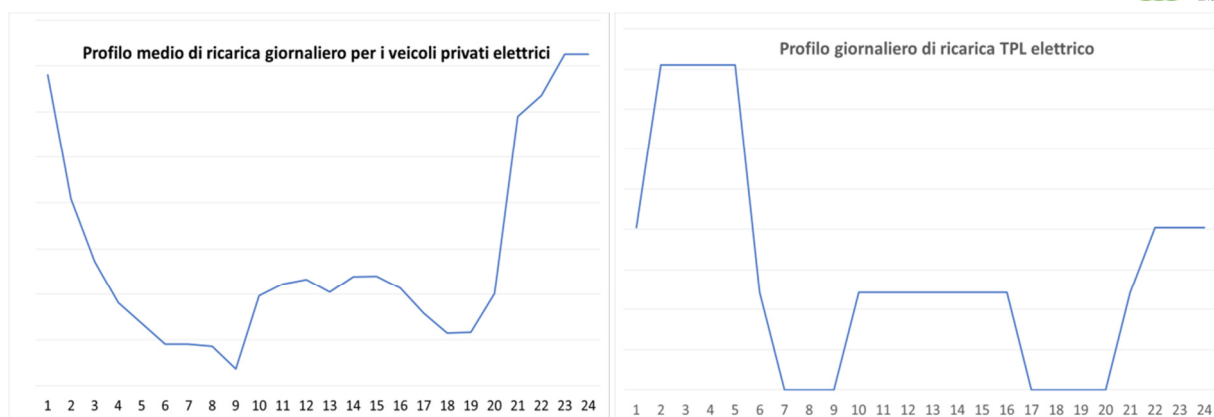


Figura 3.26 – Profilo medio di ricarica giornaliero per veicoli elettrici e veicoli TPL elettrici (Fonte: elaborazione RSE)

Complessivamente il profilo di carico nazionale per il 2030 così costruito vede il picco estivo della domanda (incluse perdite di rete) crescere fino a 60 GW, mentre il picco invernale risulta sensibilmente inferiore.

In Sardegna al 2030 il picco estivo risultante è pari a 1,8 GW mentre quello invernale è pari a 1,6 GW. La Figura 3.27 e la Figura 3.28 mostrano le ragioni dell'incremento del picco di carico, principalmente dovuto alla riattivazione dell'industria dell'alluminio ed all'aumento delle pompe di calore.

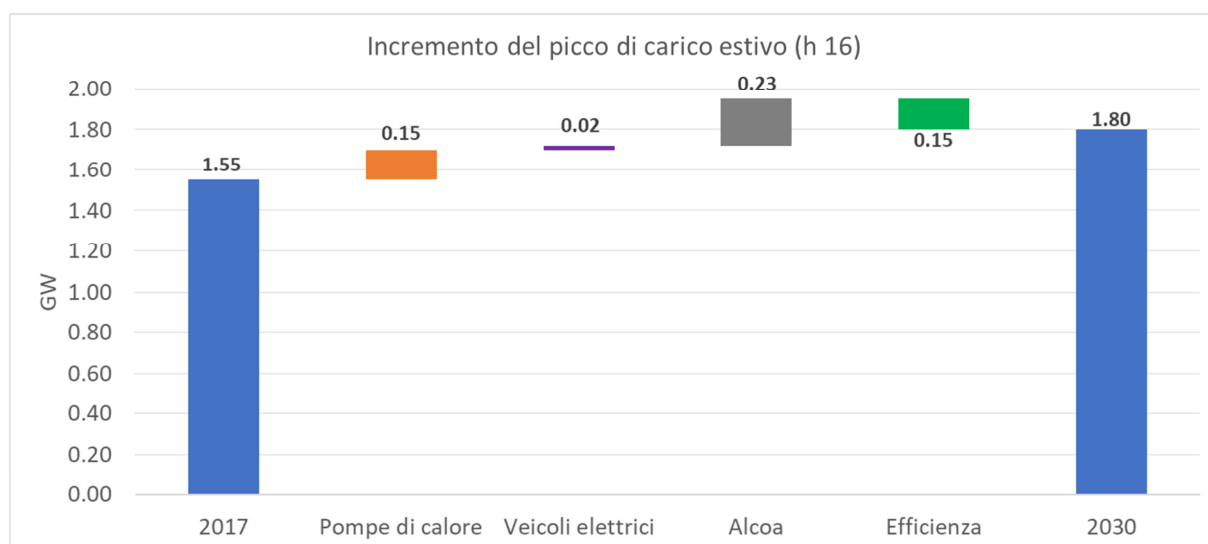


Figura 3.27 - Incremento del picco di carico estivo in Sardegna al 2030 (GW) (Fonte: elaborazione RSE)

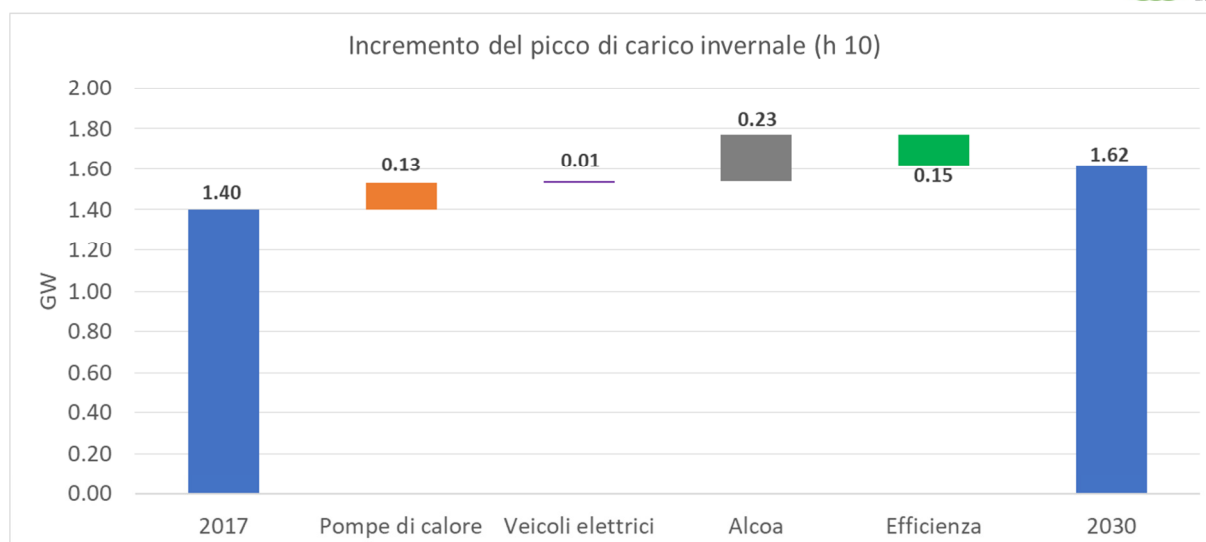


Figura 3.28 - Incremento del picco di carico invernale in Sardegna al 2030 (GW) (Fonte: elaborazione RSE)

Tra le configurazioni infrastrutturali definite nel capitolo 5 ne è stata costruita una chiamata “ELETTRICO” nella quale si prevede un forte incremento dell’elettrificazione dei consumi finali nel settore civile andando ad aggredire il 100% del fabbisogno ritenuto contendibile (vedere analisi del paragrafo 5.2.1) e prevedendo una quota maggiore di veicoli elettrici. In questo caso le analisi condotte hanno portato a una domanda elettrica aggiuntiva di circa 1 TWh a partire dal 2030.

3.4.5.2 Parco di generazione elettrica nazionale nello scenario PNIEC

La Tabella 3.27 e la Tabella 3.28 mostrano l’evoluzione del mix di generazione elettrica, complessivo e per le sole FER, nello scenario PNIEC, mentre la Tabella 3.29 mostra l’evoluzione della capacità installata. In particolare, si segnala l’assenza del carbone in seguito al *phase out* totale previsto entro il 2025. Nello scenario nazionale PNIEC la produzione da FER elettriche al 2030 cresce del 65% rispetto al valore del 2017, in larga parte per il contributo di fonti rinnovabili non programmabili, che oggi hanno priorità di dispacciamento.

Tabella 3.27 - Evoluzione del mix di generazione elettrica (TWh) – Scenario PNIEC

Produzione (TWh)	2020	2030	2040
Solidi	36	0	0
Petroliferi	6	4	2
Gas Naturale	128	119	84
Rifiuti non FER	2	2	1
Rinnovabili (FER)	119	187	282
Totale	290	311	370

Tabella 3.28 - Evoluzione del mix di generazione elettrica da FER (TWh) – Scenario PNIEC

Produzione (TWh)	2020	2030	2040
Idroelettrico	49	49	54
Eolico onshore	20	39	60
Eolico offshore	0	3	14
Fotovoltaico	26	70	97
Solare termodinamico	0	3	6
Bioenergie	16	16	41
Geotermico	7	7	10
Totale	119	187	282

Tabella 3.29 - Evoluzione del mix di generazione elettrica da FER al 2030 (GW) - Scenario PNIEC

Capacità (GW)	2020	2030	2040
Idroelettrico	19,1	19,2	20,3
Eolico onshore	15,9	17,5	21,0
Eolico offshore	0,3	0,9	4,2
Fotovoltaico	28,3	50,0	68,7
Solare termodinamico	0,2	0,9	1,6
Bioenergie	3,6	3,8	8,4
Geotermico	0,9	0,95	1,3
Totale	68,1	93,2	125,6

Per l'anno obiettivo 2030 sono stati effettuati approfondimenti sul sistema elettrico utilizzando il simulatore di mercato SMTSIM. Lo strumento richiede come input il dettaglio della generazione e della domanda elettrica per ogni zona del mercato elettrico. Per il parco di generazione fotovoltaica ed eolica onshore, le due fonti principali del mix rinnovabile a parte l'idroelettrico, la produzione al 2030 è stata ripartita da RSE tra le diverse zone di mercato (

Tabella 3.30) sulla base di uno studio specifico sulla disponibilità di aree e indicatori di consumo di suolo la cui metodologia e risultati sono riportati in [24].

Tabella 3.30 - Ripartizione zonale del parco di generazione eolica e FV al 2030 nello scenario PNIEC (GW)

ZONA	PNIEC	
	Installato eolico	Installato FV
Nord	0,10	23,7
Centro Nord	0,23	6,3
Centro Sud	3,43	7,0
Sud	8,28	7,3
Sicilia	3,42	3,5
Sardegna	2,08	2,2
Italia	17,5	50

Per gli impianti FV si riporta come ulteriore dettaglio la suddivisione tra impianti su tetti e impianti a terra. Inoltre, lo scenario vede una diffusione elevata di batterie accoppiate agli impianti FV: 16 GWh di capacità di batterie (Sistemi di Accumulo elettrochimici - SdAe) accoppiate a FV domestico (per autoconsumo) e circa 3 GWh accoppiate a grandi impianti FV. Gli impianti su tetti e a terra sono quindi ulteriormente divisi tra le due tipologie (con e senza SdAe). In Tabella 3.31 si riportano i valori della capacità FV per diversa tipologia e la capacità di nuovi sistemi di accumulo accoppiati ad essi sia a livello nazionale, sia per la Sardegna.

Tabella 3.31 - Ripartizione della capacità FV per tipologia nello scenario PNIEC (elaborazione RSE, anno 2030)

	U.M.	PNIEC	SARDEGNA
FV totale	GW	50	2,2
di cui tetti senza SdAe	GW	14,3	0,7
di cui tetti con SdAe	GW (GWh di SdA)	10,0 (16 GWh)	0,2 (0,5 GWh)
di cui a terra senza SdAe	GW	23,2	0,7
di cui a terra con SdAe	GW (GWh di SdA)	2,4 (3 GWh)	0,6 (0,6 GWh)

4 INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ESISTENTI IN SARDEGNA E NUOVI PROGETTI

4.1 Infrastrutture gas

4.1.1 Storia dei progetti di metanizzazione della Sardegna

Già dal 1997 il Governo italiano si era impegnato attraverso il Protocollo d'intesa Stato – Regione⁵ alla realizzazione di un gasdotto per l'approvvigionamento del metano in Sardegna con le relative reti di distribuzione, con durata di realizzazione dell'opera valutata in cinque anni. Il 21 Aprile 1999 il Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione Economica e la Regione Autonoma della Sardegna, visto il protocollo d'intesa sopraccitato, hanno stipulato l'Accordo di Programma Quadro relativamente al *“Progetto di metanizzazione della Sardegna”* con la finalità di esaminare le possibili alternative tecniche ed il sistema economicamente più efficace per l'adduzione del metano nell'isola ed eventualmente di trasporto verso il continente [25].

All'interno del medesimo accordo venivano ipotizzate tre soluzioni:

1. la prima prevedeva la realizzazione di un impianto di rigassificazione di GNL (Gas Naturale Liquefatto) da realizzare a Porto Torres, importando il gas dai paesi produttori dotati di impianti di liquefazione attraverso specifiche navi gasiere;
2. la seconda soluzione prevedeva il prolungamento del gasdotto nazionale dal terminale di Piombino con una condotta sottomarina di 120 km dando l'opportunità anche alla Corsica di seguire un processo di metanizzazione;
3. la terza soluzione prevedeva una combinazione delle due precedenti (GNL + Gasdotto Sardegna-Corsica-Toscana) con l'obiettivo ulteriore di rifornire il resto d'Italia dal nuovo rigassificatore da realizzare in Sardegna, poiché – indica l'Accordo – *“in Italia dove sarebbe stato necessario un secondo impianto di rigassificazione di GNL non è stato possibile costruirlo”*.

L'Accordo indicava alcune conclusioni in merito alla fattibilità economica (bilancio benefici/costi) del Progetto:

- la fattibilità economica risultava condizionata allo sviluppo della domanda di gas nell'isola e a *“collocare ai produttori di energia elettrica una parte significativa della domanda fino a raggiungere circa 0,8 miliardi di m.c. all'anno cioè il combustibile necessario per produrre circa il 35 % del fabbisogno di energia elettrica della Sardegna”*⁶;
- *“i benefici esterni (esternalità), cioè la riduzione dei costi ambientali, sono determinanti nella valutazione economica del Progetto”*.

In seguito allo studio di fattibilità sulla metanizzazione della Sardegna le tre alternative vennero superate dal progetto del gasdotto internazionale Algeria-Sardegna-Toscana. Nel 2001 le Società Sonatrach, Enelpower e Wintershall firmarono un protocollo d'accordo per la creazione della Società GALSI per l'elaborazione dello studio di fattibilità per il nuovo gasdotto internazionale di collegamento Algeria-Sardegna-Italia. Nel 2002 Edison ed Eos Energia, che di seguito diverrà il gruppo Hera, hanno aderito al protocollo.

⁵ presentato nella seduta n° 193 del Consiglio Regionale della Sardegna del 23 Aprile 1997

⁶ Secondo i dati statistici annuali Enel relativi al 1999, l'energia richiesta sulla rete sarda (consumi finali + perdite) era 10,7 TWh/anno, con una produzione di circa 10 TWh/anno. I dati registravano un modesto incremento rispetto all'inizio degli anni '90. A titolo di confronto, l'energia richiesta in Sardegna nel 2008 è stata 12,5 TWh/anno, mentre l'energia richiesta nel 2018 è stata 9,1 TWh/anno.

Nel corso degli anni il progetto GALSI ha però seguito un lungo iter procedurale fino ad entrare, a partire dal 2011, in una fase di stallo sia per criticità legate alle autorizzazioni amministrative, sia per ragioni di carattere commerciale. In seguito alla sopra descritta situazione di stallo nella quale è incappato il progetto GALSI, con la deliberazione n. 17/14 del 3.05.2014 avente ad oggetto “Metanizzazione della Sardegna. Atto di indirizzo” la Giunta Regionale della Sardegna ha stabilito di dare mandato all’Assessore alla Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio per esercitare il diritto di uscita della Regione Sardegna da GALSI S.p.A. con contestuale attivazione della procedura per la cessione delle azioni detenute.

Con il superamento del progetto GALSI sono state proposte tre nuove opzioni di metanizzazione, di seguito riassunte.

1. **Sistema di depositi costieri di GNL** che dovrebbero approvvigionare le reti di distribuzione tramite truck e/o container.
2. **Pipeline virtuale** costituita da navi da trasporto di GNL che, facendo la spola, colleghino rigassificatori sul continente italiano da cui prelevare il GNL a **uno o più rigassificatori** sulla costa della Sardegna, i quali a loro volta alimenterebbero una dorsale Nord-Sud.
3. **Pipeline fisica** dalla regione Toscana: doppio tubo, con stazione di compressione sul continente e sbarco nel nord della regione e prosecuzione “on shore” tramite una dorsale Nord-Sud.

4.1.2 Reti di distribuzione

La Giunta Regionale, con deliberazione 21/20 del 3.5.2004, ha adottato il Piano di Metanizzazione per le reti urbane e relative infrastrutture e le relative linee di indirizzo. Il piano prevedeva, in considerazione dei tempi per l’adduzione del metano, il finanziamento delle sole reti comunali esercibili in via transitoria con aria propanata. L’individuazione dei comuni beneficiari dei finanziamenti avveniva tramite un bando cui potevano partecipare singoli comuni che avessero deliberato l’adesione ai bacini di utenza in cui era stato suddiviso il territorio sardo. Con questa deliberazione venivano individuati 38 bacini definiti in funzione di criteri demografici (popolazione superiore a 18.000 abitanti) e di distanza tra i comuni (distanza massima di 55 km tra centri abitati). Allo stato attuale solo le reti comunali sono state pianificate, progettate e in alcuni casi realizzate.

Con la deliberazione della Giunta Regionale della Sardegna del 22 novembre 2005, n. 54/28, sono state approvate le linee di indirizzo per lo sviluppo della rete di distribuzione del metano, prevedendo una nuova ripartizione del territorio regionale in bacini di utenza. La Figura 4.1 mostra la suddivisione della Sardegna nei 38 bacini di utenza definiti dalla deliberazione 54/28.

Con determinazione n. 689 del 22 dicembre 2005 del Direttore del Servizio Energia dell’Assessorato dell’industria è stato indetto un bando pubblico per finanziare le reti di distribuzione del gas.

Con determinazione 302 del 14 giugno 2006 del medesimo Direttore è stata approvata la graduatoria dei bacini idonei e si sono individuati i bacini finanziabili.

Con la delibera n. 5113 del 12 dicembre 2006 della Giunta Regionale sarda è stato approvato lo schema di Accordo di Programma Quadro (Metanizzazione della Sardegna) che ha integrato di fatto l’accordo del 1999.

Tra il 2006 e il 2010 gli organismi di bacino hanno indetto e affidato le concessioni per la progettazione, realizzazione e gestione delle reti di distribuzione del gas metano nei comuni appartenenti al bacino.

Alcune delle imprese aggiudicatrici hanno avviato la realizzazione di reti di distribuzione che attualmente sono alimentate con gas diversi dal naturale (GPL o aria propanata).

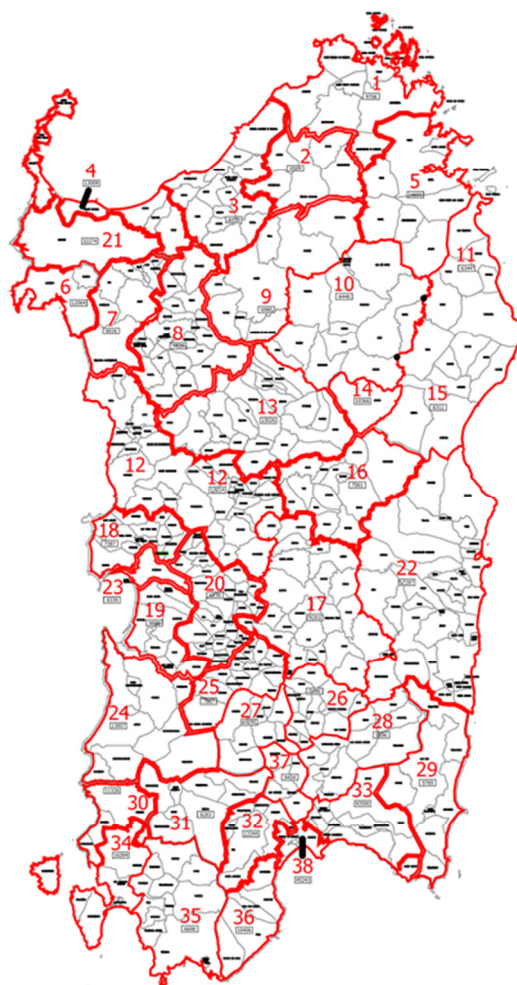


Figura 4.1 - Suddivisione della Sardegna nei 38 bacini di utenza (Fonte: Regione Sardegna)

La Tabella 4.1 mostra lo stato di avanzamento dei lavori per la metanizzazione nei 38 bacini.

Tabella 4.1 – Stato di avanzamento dei lavori per la metanizzazione nei bacini

	Numero bacino
Bacini con lavori conclusi (gestiti da Italgas)	7, 9, 14, 21, 22, 23, 38
Bacini senza rete o con rete parziale alimentata a GPL (solo alcuni comuni) – non gestiti da Italgas	1, 2, 3, 5, 8, 12, 13, 16, 17, 18, 20, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 36
Bacini senza rete, ma con lavori in corso* (Italgas)	4, 6, 10, 11, 15, 19, 26, 27, 35, 37

*i bacini evidenziati in **grassetto** sono quelli con cantieri già avviati a fine 2019

In sintesi, dalla relazione annuale di ARERA del 2019, si hanno:

- 14 bacini su 38 in cui esistono già reti di distribuzione (almeno parziali);
- 2100 km di rete in esercizio;
- 63.000 utenze servite (60% con aria propanata, il restante con GPL);
- 16,6 milioni di m³ di gas sono stati erogati nel 2017;
- 101 comuni serviti (su un totale di 377 comuni).

4.1.2.1 *Infrastrutture di distribuzione gas esistenti*

Bacini con lavori conclusi

I bacini 14 (Nuoro), 21 (Sassari), 23 (Oristano) e 38 (Cagliari) rappresentano i quattro capoluoghi delle province principali e sono caratterizzati da reti di distribuzione cittadina già in fase di esecuzione all'epoca della citata deliberazione del 2005. La rete distribuisce aria propanata, ed è quindi già pronta per il passaggio al gas metano. Allo stato attuale (novembre 2019) sono tutti gestiti da Italgas.

Gli utenti potenzialmente metanizzabili dei 4 bacini (da deliberazione 54/28 del 2005) sono:

- Nuoro: 8.500;
- Sassari: 32.274;
- Oristano: 8.500;
- Cagliari: 45.243.

Il piano di metanizzazione di Italgas prevede l'alimentazione dei bacini tramite depositi di GNL locali dotati di impianto di rigassificazione (impianti ad acqua con recupero dell'evaporato).

Oltre ai 4 capoluoghi anche in altri tre bacini gestiti da Italgas – il 7 (Cargeghe, Ittiri, Muros, Ossi, Putifigari, Tissi, Uri e Usini), il 9 (Berchidda, Ittireddu, Ozieri, Tula) e il 22 in Ogliastra (Arzana, Bari Sardo, Baunei, Cardedu, Elini, Gairo, Girasole, Ilbono, Escalaplano, Lanusei, Loceri, Lotzorai, Osini, Perdasdefogu, Seui, Talana, Tertenia, Tortolì, Triei, Ulassai, Ussassai, Villagrande Strisaili) i lavori sono già completati.

Gli utenti potenzialmente metanizzabili di questi ultimi 3 bacini (da deliberazione 54/28 del 2005) sono:

- Bacino 7: 8.026;
- Bacino 9: 6.980;
- Bacino 22: 17.287.

4.1.2.2 *Infrastrutture di distribuzione gas programmate*

Bacini senza rete, ma con lavori in corso

A fine 2019 i cantieri Italgas erano operativi nei seguenti quattro bacini: il bacino numero 4 (Osilo, Porto Torres, Sennori, Sorso, Stintino), il numero 6 (Alghero e Olmedo), il numero 19 (Mogoro, Palmas Arborea, San Nicolò d'Arcidano, Santa Giusta, Marrubiu, Uras) e il numero 27 (Furtei, Guasila, Samassi, Samatzai, Sanluri, Segariu, Serramanna, Serrenti).

Nel programma di Italgas sono previsti lavori anche in altri 6 bacini: il numero 35 nel Basso Sulcis, il numero 37 (Monastir, Nuraminis, San Sperate, Sestu e Ussana), il numero 26 in Trexenta, il numero 10 (Alà dei Sardi, Orune, Osidda, Anela, Benetutti, Bitti, Nule e Onani), il numero 11 in Baronia e il numero 15 (Dorgali, Galtellì, Irgoli, Loculi, Onifai e Orosei).

Nei bacini in cui sta lavorando Italgas risultano realizzati, a novembre 2019, 371 km di linee sui 1070 km previsti (fonte: Italgas).

Gli utenti potenzialmente metanizzabili di tali 10 bacini (da deliberazione 54/28 del 2005) sono:

- Bacino 4: 13.009;
- Bacino 6: 12.064;
- Bacino 10: 6.448;
- Bacino 11: 6.344;
- Bacino 15: 8.312;
- Bacino 19: 9.888;
- Bacino 26: 5.466;
- Bacino 27: 10.257;
- Bacino 35: 6.698;
- Bacino 37: 9.434.

Complessivamente nei 17 bacini gestiti da Italgas (7 già con rete completata e 10 con lavori in corso) risultano in servizio 1118 km di rete di cui 625 km alimentati ad aria propanata e 493 km a GPL (fonte: Italgas, situazione a fine 2019). Complessivamente il piano di investimenti di Italgas prevede una spesa di circa **400 milioni di euro** (fonte: Italgas). Ulteriori dettagli sui costi di investimento e operativi sono stati condivisi da Italgas con RSE per lo studio.

4.1.3 Altri progetti per il trasporto e lo stoccaggio di gas metano e GNL

4.1.3.1 Depositi costieri GNL

Esistono cinque progetti di depositi costieri GNL da parte di investitori privati che allo stato attuale si trovano a un diverso livello di maturità per quanto riguarda l'iter autorizzativo (Tabella 4.2).

Tabella 4.2 – Progetti di depositi costieri di GNL in Sardegna

Località	Società	Capacità (m ³)	Stato autorizzativo
Oristano	Higas s.r.l	9.000	In costruzione
Oristano	IVI Petrolifera S.p.A	9.000	Procedura autorizzativa in corso
Oristano	Edison S.p.A	10.000	Autorizzato
Cagliari	ISGAS ENERGIT	22.000	Procedura autorizzativa in corso
Porto Torres	Consorzio industriale provincia Sassari	10.000	Manifestazione di interesse

Nelle schede tecniche seguenti si riportano le principali caratteristiche dei progetti dei depositi autorizzati o in autorizzazione (fonte MISE).

In Sardegna l'iniziativa più avanzata è quella di Higas srl titolare di un progetto di deposito costiero da 9000 m³ di GNL da realizzare in località Santa Giusta nell'area del porto di Oristano (Figura 4.2). Il deposito è attualmente in costruzione e si prevede il termine dei lavori entro agosto 2020. La società Higas ha già perfezionato l'ordine di due metaniere da 7500 m³, la prima varata nell'autunno 2019.

PROGETTO HIGAS DI ORISTANO (DEPOSITO LNG)



- ✓ **Stoccaggio da 9.000 m³ di GNL in località Santa Giusta – Oristano**
- ✓ **Capacità di movimentazione massima annua (indice di rotazione) 350.000 m³**
 - 6 serbatoi criogenici GNL da 1.500 m³ (riempimento 83,3%) e un serbatoio da 900 m³ per il gas naturale
- ✓ **Autorizzazione MISE-MIT-REGIONE 17 gennaio 2017 (istanza presentata il 13 aprile 2016)**



Aggiornamento ottobre 2019: Lavori di costruzione avviati il 13 dicembre 2017.

Stato lavori: a settembre 2019 consegnati i serbatoi criogenici. Conclusione dei lavori prevista nell'estate 2020 contestualmente alla consegna della nave per approvvigionamento GNL.

La Società sta valutando di integrare il progetto anche con una sezione dedicata alla rigassificazione.

Figura 4.2 - Progetto HIGAS di Oristano (Fonte: MiSE)

Un secondo progetto in avanzato stato autorizzativo è quello di EDISON per un deposito costiero da 10000 m³ di GNL sempre localizzato nell'area di Oristano (Figura 4.3). Il progetto è strutturato in tre fasi: nella prima solo stoccaggio di GNL con capacità di 10000 m³, nella seconda si procederebbe all'installazione di un impianto di vaporizzazione per la rigassificazione del GNL e una terza fase corrisponderebbe all'eventuale raddoppio della capacità di stoccaggio seguendo la crescita della domanda di gas naturale in Sardegna (Fonte EDISON).

PROGETTO EDISON NEL CANALE SUD DEL PORTO DI ORISTANO



Stoccaggio da 12.000 m³ di GNL

Capacità di movimentazione massima annua (indice di rotazione) 520.000 m³

7 serbatoi criogenici GNL da circa 1.700 m³ - tempi di realizzazione circa 24 mesi

- Approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia (capacità da 7.500 e 27.500 m³)
- Distribuzione mediante autocisterne (*terminal to truck* – 4 baie di carico per 40 camion/giorno) e bettoline (*terminal to ship*) di capacità minima pari a 1.000 m³

12 GENNAIO 2018 - Autorizzazione Mise-mit-regione alla costruzione ed esercizio
(istanza 6 luglio 2016, VIA nazionale 17 ottobre 2017)

Figura 4.3 - Progetto EDISON di Oristano (Fonte: MiSE)

Sempre nell'area del porto di Oristano esiste poi una terza iniziativa da parte di IVI Petrolifera, che ha attivato una procedura autorizzativa per la realizzazione di un deposito costiero da 9000 m³ (Figura 4.4). Anche in questo caso, come per il progetto di EDISON, la società ha introdotto la possibilità di prevedere un impianto di rigassificazione accoppiato al deposito.

Il progetto di maggiori dimensioni è quello presentato da parte di ISGAS ENERGIT (Figura 4.5), la società che gestiva la rete di distribuzione di Cagliari, Nuoro e Oristano prima della sua acquisizione da parte di Italgas nel dicembre 2018. Il progetto di ISGAS prevede la realizzazione di un deposito da 22000 m³ di GNL nell'area del porto di Cagliari dotato inoltre di un impianto di rigassificazione per immettere direttamente metano nella rete di distribuzione e nella dorsale di trasporto prevista dal consorzio ENURA (SNAM-SGI).

PROGETTO IVI PETROLIFERA DI ORISTANO

Stoccaggio da 9.000 m³ di GNL in località Santa Giusta – Oristano

I volumi massimi annui stoccati saranno pari a 60.000 m³ di GNL

- 9 serbatoi criogenici GNL da 1.000 m³
- Progetto in corso di autorizzazione
- Tempi di realizzazione 18-24 mesi dall'autorizzazione

- ✓ Approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia (capacità da 4.000 e 5.000 m³)
- ✓ Distribuzione mediante autobotti di capacità di circa 50 m³ e mediante bettoline di capacità pari a 500 m³



Aggiornamento ottobre 2019:

- ✓ la Società ha integrato il progetto in corso di istruttoria con la previsione anche di un impianto di rigassificazione.
- ✓ VIA in corso di definizione

Figura 4.4 – Progetto IVI Petrolifera di Oristano (Fonte: MiSE)

PROGETTO ISGAS NEL PORTO DI CAGLIARI MINI RIGASSIFICAZIONE E DEPOSITO

Capacità di Stoccaggio GNL: 22.608 m³

- 18 serbatoi criogenici di GNL da 1.226 m³
- Progetto in corso di valutazione preliminare da parte dell'Autorità Portuale di Cagliari

Approvvigionamento mediante gasiere di piccola taglia (capacità 7.500 e 20.000 m³)

Impianto rifornirà inoltre l'attuale rete di distribuzione gas di Cagliari

In corso la VIA



Figura 4.5 - Progetto ISGAS di Cagliari (Fonte: MiSE)

Esiste infine la manifestazione di interesse per un quinto progetto di deposito costiero di GNL da 10000 m³ promossa dal Consorzio industriale provinciale di Sassari. Questo progetto non è stato considerato nello studio in quanto il suo stato autorizzativo non ha una maturità paragonabile agli altri progetti.

Come costo di investimento per i depositi ci si è riferiti a una stima di circa 70-80 milioni di euro per una capacità di stoccaggio di circa 10.000 m³ di GNL sulla base di interlocuzioni con potenziali investitori. Il costo sale a circa 100 milioni di euro considerando un raddoppio della capacità di stoccaggio (20.000 m³). Per i rigassificatori la stima di costo è pari a circa 10 milioni di euro per un impianto da 1 milione di m³/giorno di gas naturale.

4.1.3.2 Progetti SNAM-SGI

Riguardo al trasporto di gas naturale, i progetti per l'approvvigionamento del GNL/gas naturale prevedono due diverse opzioni (Figura 4.6):

- un **collegamento virtuale ("Virtual Pipeline")** con il continente che prevede il caricamento di GNL dal terminale di Panigaglia ed il trasporto per mezzo di bettoline verso depositi costieri sardi dotati di rigassificatore (previsti investimenti per modifiche ai terminali GNL italiani per abilitare i servizi di reloading e per l'acquisto di bettoline per il trasporto del gas in Sardegna);
- un **collegamento fisico ("Sealine")** con la penisola tramite gasdotto connesso alla rete di trasporto nazionale (286 km per circa 800 M€ di CAPEX – Fonte: SNAM);

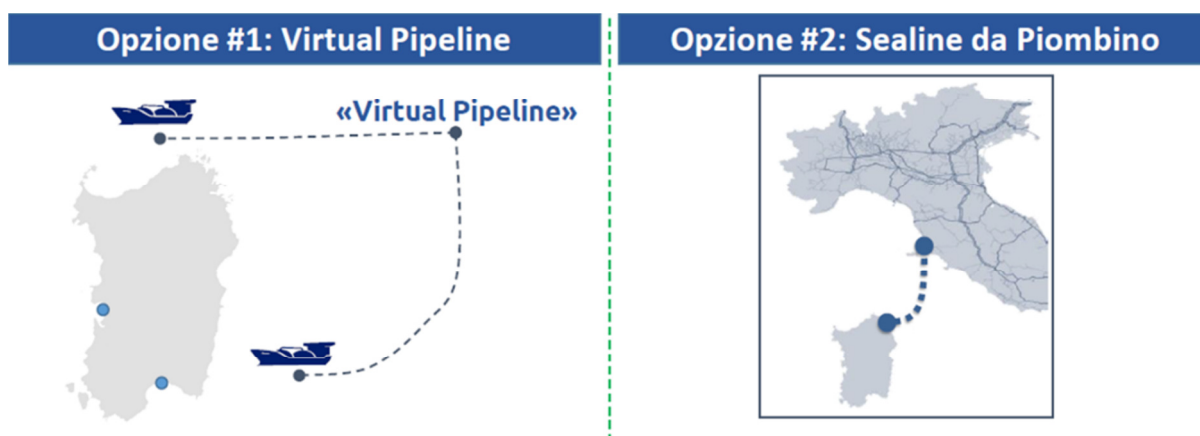


Figura 4.6 - Opzioni per l'approvvigionamento del GNL/gas naturale in Sardegna (Fonte: SNAM)

Per quanto riguarda il trasporto del gas naturale interno alla Sardegna, il progetto a cui viene fatto riferimento riguarda la realizzazione di una rete di trasporto ("dorsale") del gas sul territorio sardo ("**Rete Energetica Sarda**") alimentata dai collegamenti virtuale e fisico (progetto sviluppato congiuntamente da SNAM e SGI – 585 km per circa 600 M€ di CAPEX – Fonte: SNAM) (Figura 4.7).



Figura 4.7 - Rete energetica Sarda (Fonte: SNAM)

Ulteriori dettagli sui costi di investimento e operativi delle infrastrutture sono stati messi a disposizione da SNAM per lo studio.

4.2 Infrastrutture elettriche

4.2.1 Infrastrutture elettriche esistenti

Il sistema elettrico della Sardegna è attualmente la principale infrastruttura energetica dell'isola. Esso presenta caratteristiche, sia in termini di consumo sia di struttura e configurazione del parco di generazione, che, unitamente alle condizioni di insularità, lo rendono unico nel panorama energetico europeo e rendono necessaria la valutazione tecnica ed economica dei processi transizione energetica quali quelli in atto.

È caratterizzato dai seguenti fattori:

- domanda di energia elettrica in calo con spiccati elementi di stagionalità localizzati in alcune aree turistiche in prossimità delle coste;
- parco di generazione tradizionale meno efficiente del parco medio nazionale;
- rete di trasmissione poco magliata;
- rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione;
- sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico e fotovoltaico.

La struttura del sistema elettrico in alta tensione (AT) e altissima tensione (AAT) è illustrata in Figura 4.8. Esso è costituito approssimativamente da 4.000 chilometri di linee di trasmissione a differenti livelli di tensione: 380, 220 e 150 kV (e limitate porzioni a 70 kV). La rete AAT a 380 kV connette la parte settentrionale e quella meridionale dell'isola, mettendo in comunicazione le due aree sulle quali insistono gli impianti termoelettrici di taglia maggiore. Un tratto di linea AAT più breve collega le due stazioni in corrente continua (High Voltage Direct Current HVDC).

La Sardegna è collegata elettricamente con il continente attraverso due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) e SA.CO.I. (Sardegna-Corsica-Italia). Un ulteriore collegamento in corrente alternata, denominato SAR.CO., collega la Sardegna e la Corsica.

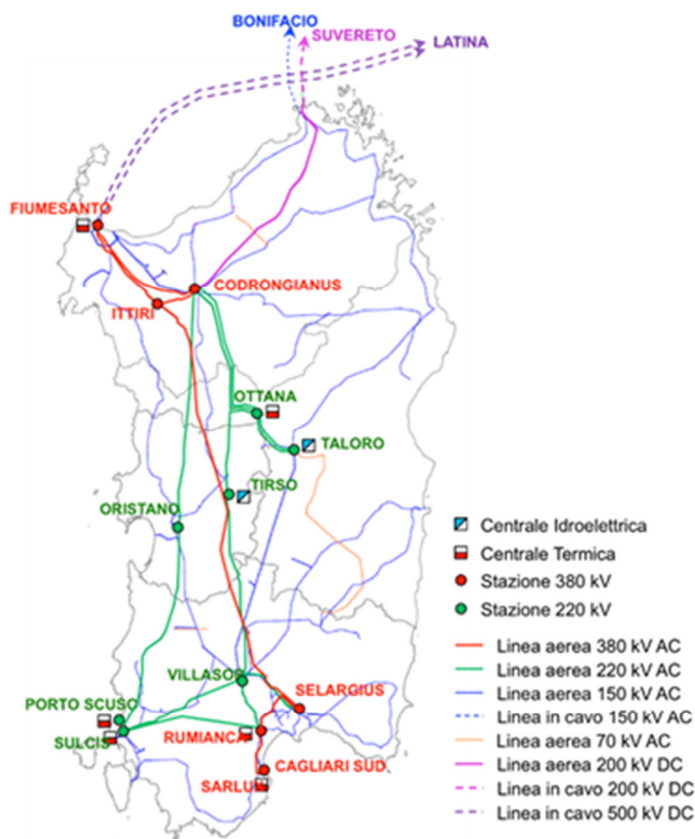


Figura 4.8 - Sistema elettrico della Sardegna (Fonte: TERNA)

4.2.1.1 Sistema di Trasmissione dell'energia elettrica

La rete di trasmissione sarda è caratterizzata da livelli di altissima tensione (AAT) 380-220 kV e di alta tensione (AT) a 150 kV. La sua consistenza è riassunta nella Tabella 4.3.

Tabella 4.3 - Consistenza Rete AT Sardegna (Fonte: elaborazione DIEE su dati TERNA)

Elementi RTN	Lunghezza [km]
Elettrodotti 500 kV DC (SA.PE. I.)	895
Elettrodotti 200 kV DC (SA.CO. I.)	783
Elettrodotti HVDC	1678
Elettrodotti 380 kV	318
Elettrodotti 220 kV	551
Totale Elettrodotti AAT in Sardegna	869
Elettrodotti 150 kV	2.042
Totale elettrodotti AT in Sardegna	2.042
Stazioni 380 kV	6
Stazioni 220 kV	8
Stazioni 150 kV	7
Totale stazioni in Sardegna	21
Potenza trasformatori	6577 MVA

Il confronto con il dato nazionale mette in evidenza che, a fronte di una superficie regionale pari al 9% del territorio nazionale, la copertura territoriale delle reti di trasmissione rispetto al valore nazionale risulta mediamente pari al 5%. Ciò è essenzialmente attribuibile alla concentrazione dei carichi industriali di entità rilevante in tre zone dell'isola ben definite nelle quali sono localizzate anche le centrali termoelettriche ed i sistemi di approvvigionamento delle fonti primarie. Tutto ciò ha condotto alla realizzazione di un'unica dorsale di interconnessione a 380 kV (Figura 4.9) dei due centri principali di carico e produzione ubicati a Sarroch e a Porto Torres ed un anello a 220 kV di interconnessione tra i centri industriali facenti capo alla stazione di Portovesme, Rumianca e Codrongianus (Figura 4.10).

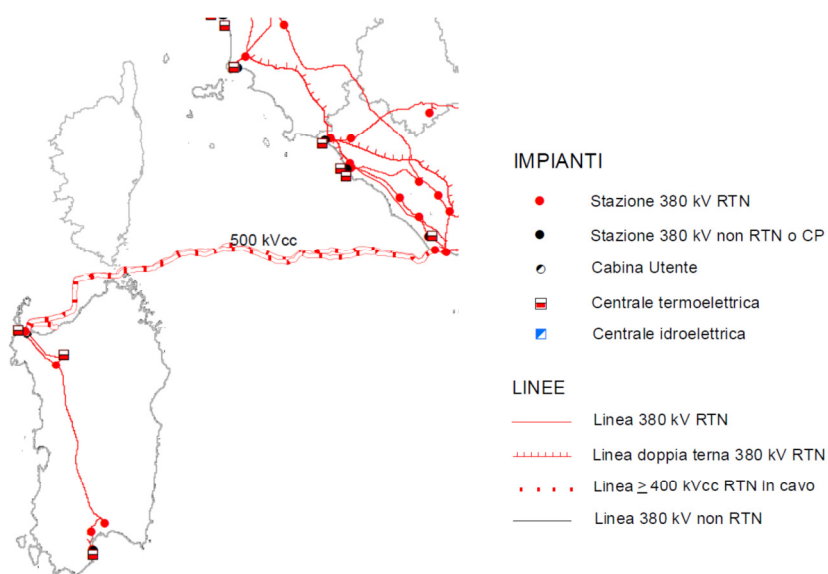


Figura 4.9 - Sistema elettrico RTN a 380 kV (Fonte: TERNA)

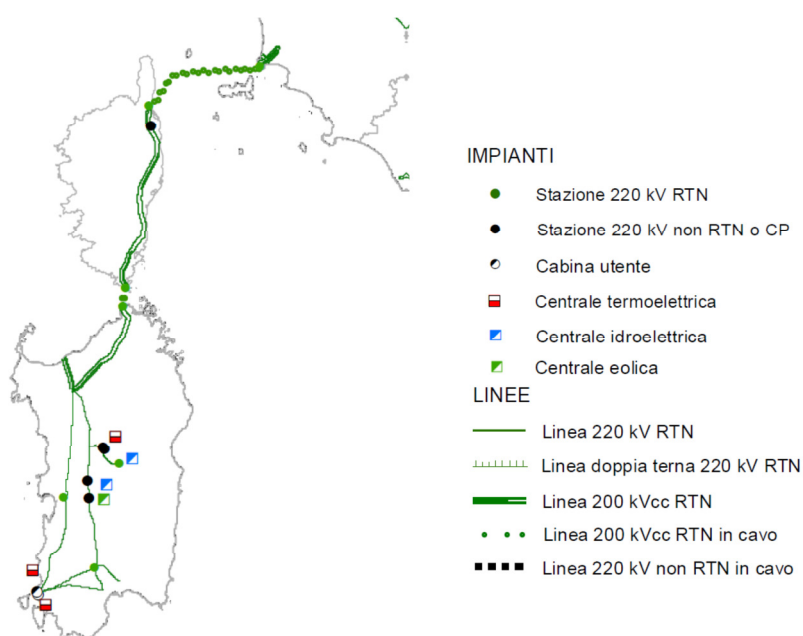


Figura 4.10 - Sistema elettrico RTN a 220 kV (Fonte: TERNA)

In particolare, la stazione di Codrongianus ha assunto un ruolo strategico nel sistema elettrico regionale in virtù della funzione di connessione tra le reti di trasmissione di AT e AAT della Sardegna con le linee di interconnessione con la penisola.

L'evoluzione della produzione di energia da fonti rinnovabili, soprattutto da fonte eolica, e la trasformazione del consumo in Sardegna hanno sottoposto il sistema elettrico di trasmissione ad una evoluzione importante. In particolare, lo sviluppo degli impianti eolici, collegati prevalentemente sulle reti AT e AAT, ha richiesto un adeguamento della rete di trasmissione per la realizzazione delle connessioni. Inoltre, la presenza di una generazione diffusa sulla rete di alta tensione di entità prevedibile ma non programmabile e di tipo intermittente come l'eolico ha richiesto interventi atti a garantire la stabilità di rete, la continuità e la qualità della fornitura.

L'entrata in esercizio del SA.PE.I nel 2010 ha contribuito a realizzare un'effettiva interconnessione tra Sardegna e Continente, limitando la condizione di insularità energetica e garantendo una stabilità in potenza del sistema elettrico anche in presenza di una rilevante componente produttiva intermittente come quella attuale. Tuttavia, la progressiva riduzione dei consumi, l'interconnessione in continua del SA.PE.I. e la trasformazione dei diagrammi di carico dovuta alla generazione distribuita sul sistema di distribuzione (e le caratteristiche del sistema di generazione termoelettrica) introducono nuove problematiche connesse alla regolazione della frequenza, alla gestione interna dei flussi di energia e conseguentemente alla stabilità della rete di trasmissione. In particolare, tali problematiche sono state attenuate dall'entrata in esercizio dei compensatori sincroni a Codrongianos, e in fase di completamento nella Stazione di Selargius, che permettono l'aumento della potenza di cortocircuito e l'incremento dell'inerzia.

Le criticità che ancora sono presenti, secondo i piani di sviluppo di Terna, sono le seguenti:

- criticità nell'area in AT nella parte Nord-Orientale dell'isola, dove la scarsa magliatura in AT determina problemi di trasporto e contenimento dei valori di tensione, specialmente durante la stagione estiva, quando i consumi elettrici subiscono un forte incremento per effetto delle attività turistiche;
- criticità sull'area sub-urbana di Cagliari, dove è necessario incrementare la magliatura della rete;
- gruppi di produzione termoelettrica obsoleti e non ottimali;
- limiti della capacità di trasporto che condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento a.c. a 150 kV con la Corsica, SAR.CO.

Le criticità del sistema di trasmissione in Sardegna sono evidenziate in Figura 4.11.

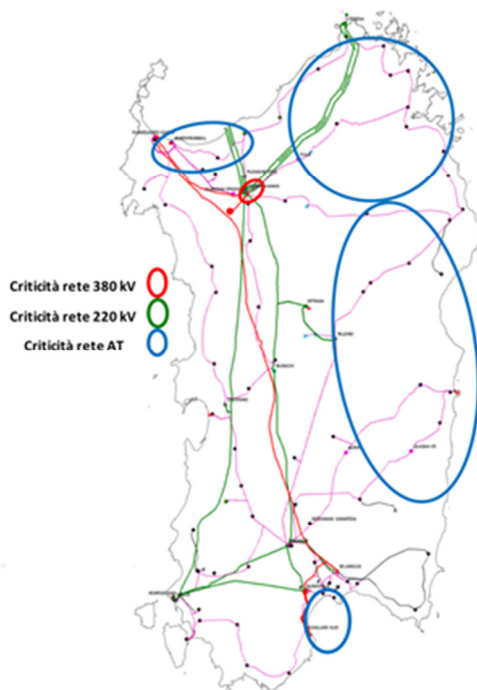


Figura 4.11. Aree di criticità sistema elettrico della Sardegna (Fonte: Terna)

Secondo TERNA 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) esporrà la rete sarda al rischio di perturbazioni con una probabilità molto più elevata che nel sistema continentale. In altri termini, il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovrافrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema.

Secondo le indicazioni fornite da e-distribuzione, ci si attende un raddoppio della potenza installata nel prossimo futuro, che porterà la generazione distribuita a oltre 1000 MW. La presenza di tale generazione prevede che le reti di distribuzione siano pronte alla gestione dei relativi flussi di energia. Infatti, il sistema di distribuzione è strutturato per essere mono direzionale, mentre già oggi in alcune zone della Sardegna si stanno manifestando inversioni del flusso di potenza con risalita di energia dai livelli di tensione più bassa verso livello di tensione più alta. Tutto ciò, oltre a creare problemi di gestione e di qualità del servizio, rende, in taluni casi, meno efficiente l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima inviato alla Commissione Europea ha confermato le intenzioni di procedere al phase out del carbone entro il 2025. Con particolare riferimento alla regione Sardegna, questo obiettivo di decarbonizzazione induce ulteriori problemi nella gestione della sicurezza della rete. Tutti gli impianti termoelettrici della regione sono considerati essenziali da TERNA nel 2019 (Tabella 4.4) ad eccezione di Sarlux (CIP6 fino a metà 2021) che probabilmente diventerà essenziale una volta scaduta la convenzione CIP6.

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti (cioè con potenza ≥ 10 MVA) ritenuti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico. L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria laddove la configurazione della rete non consente alternative all'utilizzo degli impianti in questione. Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema permettono di rimuovere le cause che ne hanno determinato l'essenzialità.

Tabella 4.4 - Centrali termoelettriche essenziali in Sardegna nel 2019 (Fonte: TERNA)

Centrale	Motivazione essenzialità
Assemini	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Fiume Santo	L'impianto di Fiume Santo risulta essenziale per garantire la presenza di un'adeguata potenza di cortocircuito al nodo di Fiume Santo per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo in caso di indisponibilità - anche accidentali - di altri impianti di produzione ed/o elementi di rete (vincoli a rete non integra). Il vincolo potrà essere mitigato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione.
Sulcis	La centrale termoelettrica di Sulcis risulta essere essenziale in ragione delle indisponibilità degli elementi di rete/unità di produzione della Sardegna sia per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna che per la regolazione della tensione della regione Sardegna.
Ottana	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.

4.2.2 Progetti di nuove infrastrutture elettriche

Il collegamento in corrente continua, SA.CO.I. 2, avendo superato la propria vita utile, è attualmente soggetto a frequenti indisponibilità all'esercizio compromettendo la sicurezza del sistema elettrico sardo. Tale situazione sarà superata con la realizzazione del nuovo collegamento **SA.CO.I. 3** (Figura 4.12), atteso secondo i piani di Terna entro il 2024 (CAPEX pari a circa 800 M€ - Fonte: Terna).

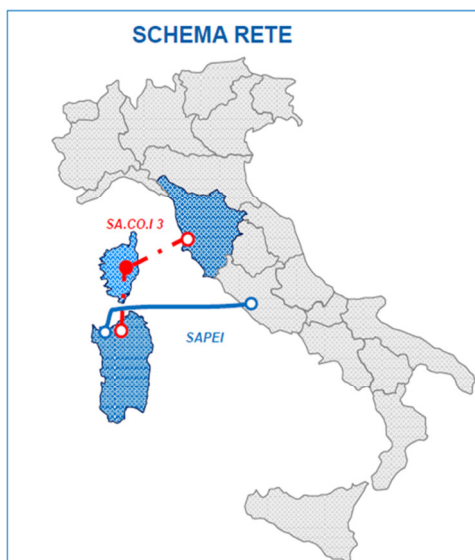


Figura 4.12 - Progetto SA.CO.I. 3 (Fonte: Terna)

Con il Piano di Sviluppo 2018 Terna ha introdotto il progetto di un nuovo collegamento HVDC da 1000 MW (**Tyrrhenian Link**) che aumenti la capacità di interconnessione della Sardegna verso il continente (Figura 4.13) (CAPEX pari a 3700 M€ - Fonte: Terna). Considerata l'esistenza dei collegamenti SACOI e SAPEI nel nord dell'isola, la nuova soluzione prospetta di collegare il sud della Sardegna (stazione Terna di Villasor, Cagliari) con la Sicilia (stazione Terna di Ciminna, Palermo). Tale collegamento richiederebbe poi, secondo Terna, un incremento della capacità di scambio tra l'area centro sud/sud e la Sicilia attraverso un ulteriore collegamento HVDC tra Sicilia e centro sud. Terna ha come obiettivo di mettere in servizio almeno un cavo da 500 MW entro il 2025, ma per fare ciò è necessario che l'intervento sia autorizzato entro la fine del 2020 con un fast track. Non è quindi da escludere un'entrata in servizio del nuovo collegamento HVDC solo dopo il 2025.



Figura 4.13 - Progetto Tyrrhenian Link (Fonte: Terna)

5 DEFINIZIONE DELLE CONFIGURAZIONI INFRASTRUTTURALI

5.1 Descrizione delle configurazioni

Sulla base dei progetti infrastrutturali (capitolo 4) e di ulteriori considerazioni sul contesto regolatorio e normativo (paragrafo 5.1.1) sono state definite cinque diverse configurazioni caratterizzate da un diverso mix di infrastrutture gas ed elettriche che si intende analizzare nello studio. Le configurazioni individuate permettono di limitare il numero di casi da confrontare risultando comunque significative dei mix di maggiore interesse. Tutte le configurazioni individuate hanno come obiettivo comune di soddisfare la domanda energetica della regione Sardegna e di garantire le stesse condizioni di adeguatezza/sicurezza del sistema elettrico (Figura 5.1).

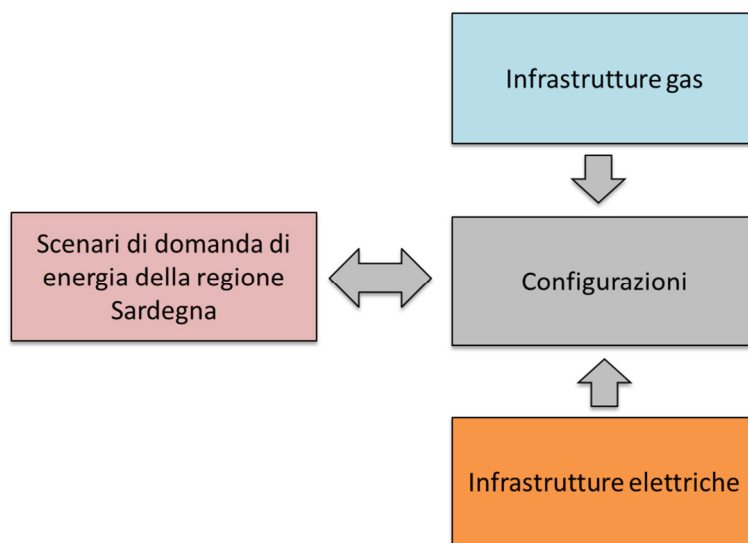


Figura 5.1 - Concetto di configurazione infrastrutturale

5.1.1 Contesto regolatorio e normativo

La definizione delle diverse configurazioni è stata fatta tenendo conto del contesto regolatorio attuale e in particolare delle indicazioni riportate negli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 257/2016 (DAFI).

- **“Art. 9 depositi GNL”:** si riferisce alle infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all’allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa; di queste, sono soggette a regolazione solo quelle collegate alla rete di trasporto a valle (cioè quelle che rigassificano e immettono gas in rete). Quindi, in base alla attuale formulazione i depositi sarebbero soggetti a regolazione solo nel caso di realizzazione della dorsale e di connessione con la dorsale per l’immissione del GNL rigassificato; inoltre, anche se fossero regolati, la relativa capacità di rigassificazione sarebbe allocata ad asta; pertanto, il costo della rigassificazione seguirebbe le dinamiche di mercato (convenienza a offrire GNL al mercato italiano/sardo rispetto ad offrirlo in altri mercati) e non sarebbe regolato.
- **“Art. 10 Servizi SSLNG”:** riguarda i servizi SSLNG che possono essere erogati dai Terminali in regime di libero mercato. L’articolo 10 del d.lgs 257/2016 permette ai terminali LNG italiani (Panigaglia/Livorno) di fare servizi SSLNG in regime di libero mercato: quindi il mercato sardo può essere rifornito da questi terminali.

Nei prossimi anni, la regione Sardegna sarà interessata anche da ulteriori implementazioni infrastrutturali della rete elettrica di trasmissione come già riportato nel capitolo 4. In particolare, oltre ai collegamenti già esistenti o già approvati (SAPEI e SA.CO.I 3), è prevista nel piano di sviluppo di Terna la possibilità di

connettere la parte sud della rete elettrica della Sardegna con la parte ovest della rete elettrica della Sicilia, con un nuovo cavo che complessivamente poi raggiunga anche la costa campana, il Tyrrhenian Link. I costi e i benefici di una simile implementazione infrastrutturale travalicano però il limite regionale che ci si è dati per questa analisi, per questo motivo non rientrano nelle valutazioni di costo limitate al perimetro della Sardegna. La presenza o assenza del collegamento ha però un impatto sui volumi di gas naturale consumati dal settore termoelettrico sardo. Per questo motivo, si è scelto di considerare per ogni configurazione infrastrutturale la doppia possibilità (in presenza o in assenza del Tyrrhenian Link)⁷.

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”**.

In assenza del gasdotto **“Sealine”** e della **“dorsale”**, ovvero in assenza di nuove e diverse disposizioni normative o regolatorie, dunque, il prezzo del gas all’utente finale (al netto di imposte e accise) risulterebbe composto da:

1. prezzo del mercato internazionale del GNL (prezzo del GNL scaricato ai terminali del Mediterraneo);
2. margine del trader che, ad un terminale del Mediterraneo, rivende il GNL ivi stoccato;
3. costo di **“reloading”** (relativo al caricamento delle bettoline da un terminale del Mediterraneo);
4. costo di **“shipping”** (relativo al trasporto con le bettoline da un terminale del Mediterraneo ad un deposito costiero in Sardegna);
5. costo di **“unloading”** (relativo allo scarico delle bettoline ed allo stoccaggio del GNL presso un deposito costiero in Sardegna);
6. costo di **“truck loading”** (relativo al caricamento dei camion con cisterna criogenica dal deposito costiero per la successiva distribuzione) (o, in alternativa, costo di rigassificazione);
7. costo di trasporto via camion del GNL fino ai rigassificatori connessi alle reti di distribuzione (o, in alternativa, costo di trasporto via tubo);
8. costo di distribuzione;
9. margine del retailer.

Si noti che in tal caso, non essendo i depositi costieri infrastrutture regolate, i costi di cui ai punti 5 e 6 potrebbero essere oggetto di rendite monopolistiche. Più probabilmente, gli investitori nei depositi costieri opererebbero anche come retailer, con una potenzialità ancora maggiore di estrarre rendite monopolistiche, avendo come unico limite gli elevati prezzi di GPL, aria propanata e gasolio con cui confrontarsi nel definire la propria offerta. In presenza del gasdotto **“Sealine”** e della **“dorsale”**, invece, il prezzo della materia prima gas sarebbe allineato al PSV, ed a questo si aggiungerebbero i costi, regolati, di trasporto e distribuzione, oltre al margine del retailer, che in questo caso, tuttavia, sarebbe esposto alla concorrenza degli altri retailer sul mercato e quindi nell’impossibilità di estrarre rendite monopolistiche.

⁷ La presenza/assenza del Tyrrhenian Link ha ovviamente anche un impatto sulla sicurezza e affidabilità della rete elettrica sarda e della complessiva rete elettrica nazionale.

Ai fini delle configurazioni, si considerano infine i seguenti diversi livelli di sviluppo delle reti di distribuzione gas:

1. BASSO (solo bacini con lavori completati, gestiti da Italgas⁸);
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 -cantieri programmati con lavori non ancora partiti - 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).

5.1.2 Configurazioni “fisiche”

Con il concetto di configurazione fisica si indica la possibilità di approvvigionare il gas naturale in Sardegna o attraverso un gasdotto fisico che la colleghi al continente o tramite uno più depositi costieri di GNL riforniti da bettoline.

Configurazione “**BASE**”: configurazione a minimo sviluppo infrastrutturale gas

- *Approvvigionamento gas*: GNL a mercato (prezzo non allineato al PSV)
- *Metanizzazione*: bassa, stoccaggio di GNL nella regione garantito da un solo deposito costiero e utilizzo delle sole reti di distribuzione già completate; eventuale secondo deposito GNL dedicato allo stabilimento Eurallumina
 - *Sviluppo reti distribuzione gas*: BASSO
- *Elettrificazione*: in linea con gli obiettivi PNIEC
- *Phase out dal carbone*: 2025/2030
- *Rete Energetica Sarda*: NO
- *Tyrrhenian Link*: valutate le due opzioni con e senza (**BASE_TYRRHENIAN**)/(**BASE**)

Configurazione “**DEPOSITI**”: configurazione intermedia con maggiore disponibilità di stoccaggio GNL

- *Approvvigionamento gas*: GNL a mercato (prezzo non allineato al PSV)
- *Metanizzazione*: media, maggiore disponibilità di stoccaggio tramite depositi costieri (n. 2) di cui 1 con rigassificatore
 - *Sviluppo reti distribuzione gas*: ELEVATO
- *Elettrificazione*: in linea con gli obiettivi PNIEC
- *Phase out dal carbone*: 2025/2030
- *Rete Energetica Sarda*: NO
- *Tyrrhenian Link*: valutate le due opzioni con e senza (**DEPOSITI_TYRRHENIAN**)/(**DEPOSITI**)

Configurazione “**ELETTRICO**”: configurazione a massima elettrificazione

- *Approvvigionamento gas*: GNL a mercato (prezzo non allineato al PSV)
- *Metanizzazione*: bassa, un deposito costiero per una quota del trasporto marittimo, una quota del fabbisogno del settore industriale e della nuova capacità termoelettrica a gas; eventuale secondo deposito GNL dedicato allo stabilimento Eurallumina
 - *Sviluppo reti distribuzione gas*: BASSO
- *Elettrificazione*: 100% del fabbisogno contendibile nel settore civile e maggiore elettrificazione nel settore trasporti

⁸ Si considerano i bacini gestiti dal DSO Italgas perché al momento sembrerebbe l'unico attivo e realmente pronto a procedere con i necessari investimenti per la metanizzazione.

- *Phase out dal carbone*: 2025/2030
- *Rete Energetica Sarda*: NO
- *Tyrrhenian Link*: valutate le due opzioni con e senza (**ELETTRICO_TYRRHENIAN**)/(ELETTRICO)

Configurazione “**CONTINENTE**”: configurazione di massimo sviluppo infrastrutturale gas

- *Approvvigionamento gas*: gasdotto Sealine; si parte inizialmente con un periodo transitorio a mercato passando successivamente all'utilizzo del gasdotto Sealine (prezzo allineato al PSV)
 - *Sviluppo reti distribuzione gas*: ESTREMO
- *Metanizzazione*: alta, 2 depositi costieri come per la configurazione DEPOSITI più il gasdotto fisico Sealine
 - *Elettrificazione*: in linea con gli obiettivi PNIEC
- *Phase out dal carbone*: 2025/2030
- *Rete Energetica Sarda*: SI
- *Tyrrhenian Link*: valutate le due opzioni con e senza (**CONTINENTE_TYRRHENIAN**)/(CONTINENTE)

5.1.3 Indicazioni del PNIEC per la regione Sardegna

Il PNIEC indica che, al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia, dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV. In tale prospettiva, al fine di assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, sarà valutata la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si doteranno di un sistema di reloading effettuato dal TSO, e di adottare un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV.

Una modalità per dare seguito alle indicazioni contenute nel PNIEC potrebbe quindi prevedere:

- il riconoscimento nell'ambito della Rete Nazionale di un gasdotto virtuale, remunerato nella tariffa di trasporto, previa valutazione positiva dell'Autorità e del MiSE ai sensi dell'articolo 16 del d.lgs. 93/11;
- l'adozione di un meccanismo per garantire dal punto di vista commerciale che il GNL scaricato a OLT/Panigaglia e ricaricato su una bettolina per la Sardegna sia fornito a condizioni economiche allineate al PSV (detto MCP: Meccanismo Correlazione Prezzo)

5.1.4 Configurazioni “virtuali”

Alla luce delle indicazioni contenute nel PNIEC circa la fornitura del gas naturale ai clienti sardi a un prezzo allineato a quello del continente (PSV), anche in assenza di una interconnessione fisica, si introduce la possibile adozione di opportune soluzioni tecnico/regolatorie. In particolare, sarà valutata:

- la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si doteranno di un sistema di reloading effettuato dal TSO (**Virtual Pipeline**, ipotesi tecnica considerata nello studio);
- l'adozione di un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV (ipotesi regolatoria assunta nello studio).

Sulla base di questi due aspetti è stata quindi costruita una configurazione virtuale detta “ISOLA”, inizialmente impostata con le seguenti assunzioni.

Configurazione “ISOLA”: configurazione virtuale con dorsale gas alimentata dai depositi costieri

- *Approvvigionamento gas*: Virtual Pipeline (prezzo gas allineato al PSV)
- *Metanizzazione*: alta, maggiore disponibilità di stoccaggio tramite depositi costieri (n. 4) e 3 rigassificatori
 - *sviluppo reti distribuzione gas*: ESTREMO
 - valutati tutti i livelli di sviluppo intermedi delle reti di distribuzione come sensitivity
- *Elettrificazione*: in linea con gli obiettivi PNIEC
- *Phase out dal carbone*: 2025/2030
- Rete Energetica Sarda: SI
- Tyrrhenian Link: valutate le due opzioni con e senza (ISOLA_TYRRHENIAN)/(ISOLA)

5.1.5 Sintesi delle configurazioni

Le caratteristiche delle diverse configurazioni infrastrutturali identificate da RSE sono sintetizzate in Tabella 5.1.

La prima colonna riporta il nome della configurazione mentre nella seconda colonna si indica la presenza o assenza del collegamento Tyrrhenian Link.

Nella terza colonna il valore prima del simbolo “/” indica il numero di depositi costieri, quello dopo 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.

La quarta colonna è relativa al 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).

Nella quinta colonna si indica lo sviluppo atteso per le reti di distribuzione elettrica; nella sesta colonna si indica la presenza o assenza della “Rete Energetica Sarda” (dorsale gas); mentre nella settima colonna si indica la presenza o assenza del gasdotto “Sealine”. L’ultima colonna è relativa alle valutazioni sulle necessità di nuova capacità termoelettrica a gas per sistema elettrico sardo con e senza Tyrrhenian Link.

Tabella 5.1 – Sintesi delle caratteristiche delle diverse configurazioni infrastrutturali identificate da RSE

CONFIGURAZIONE	HVDC Tyrrhenian Link	Depositi costieri / Rigassificatori	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
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

5.2 Livelli di metanizzazione ed elettrificazione nelle varie configurazioni

Dall'evoluzione dei fabbisogni energetici settoriali in Sardegna al 2025, 2030 e 2040 (analisi riportata nel capitolo 3), è qui calcolata la quota di fabbisogno massimo soddisfacibile dal gas metano o, in alternativa, dall'energia elettrica nelle diverse configurazioni (cosiddetto fabbisogno "contendibile"). In queste ultime si assumono diversi livelli di penetrazione del gas metano e dell'energia elettrica, in sostituzione di combustibili già usati in Sardegna, in base al prezzo e alla disponibilità di nuove infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e distribuzione di tali commodity.

5.2.1 Settore residenziale

Per il calcolo del livello di metanizzazione/elettrificazione dei consumi del settore residenziale nelle diverse configurazioni si analizza il fabbisogno termico contendibile. Escludendo gli usi elettrici obbligati (grandi e piccoli elettrodomestici) ci sono, infatti, fabbisogni quali il riscaldamento, la produzione di acqua calda sanitaria e la cottura degli alimenti che possono essere soddisfatti sia con combustibili fossili (gas naturale, GPL, gasolio, ecc.) sia con l'energia elettrica.

5.2.1.1 Analisi del fabbisogno contendibile nel settore residenziale

Partendo dal riscaldamento, che costituisce la voce principale di fabbisogno come già mostrato in Figura 3.18, sono state stimate le abitazioni da riscaldare in Sardegna sulla base dell'evoluzione prevista del numero di famiglie:

- 660.661: abitazioni esistenti al censimento 2011;
- 693.656: abitazioni complessive al 2020;
- 729.559: abitazioni complessive al 2030;
- 769.313: abitazioni complessive al 2040.

Per le nuove abitazioni costruite dal 2011 fino al 2020 (stimate in 32.995) si ipotizza la stessa ripartizione delle fonti come da risultati del censimento 2011. Per le nuove abitazioni costruite dal 2021 fino al 2040 si assume invece che il fabbisogno di riscaldamento sia soddisfatto solo con l'energia elettrica, in un'ottica di edifici NZEB.

La contendibilità tra gas naturale ed energia elettrica potrà quindi interessare parte delle 660.661 abitazioni esistenti al censimento 2011 più una quota delle 32.995 costruite dal 2011 al 2020. Partendo dalle abitazioni censite al 2011 (Figura 5.2), quelle ritenute potenzialmente metanizzabili/elettrificabili sono quelle che utilizzano GPL, gasolio e altri combustibili fossili (252.761 abitazioni in totale). Si ipotizza, infatti, che le abitazioni esistenti che utilizzano biomassa o energia elettrica per il riscaldamento continueranno a farlo almeno fino al 2030. Successivamente, si fa l'ipotesi che circa il 10% delle abitazioni che utilizzano biomassa possano passare al metano.

Dalla relazione annuale 2019 di ARERA, risulta che in Sardegna 63.970 abitazioni sono già servite da reti di distribuzione: per queste non si considera quindi la contendibilità assumendo che il passaggio al gas naturale avvenga appena questo sarà disponibile. Rimangono quindi 188.791 abitazioni il cui fabbisogno risulta contendibile tra gas naturale ed energia elettrica. Per le nuove costruzioni tra il 2011 e il 2020 la stima del fabbisogno di riscaldamento è la seguente riportata in Figura 5.3.

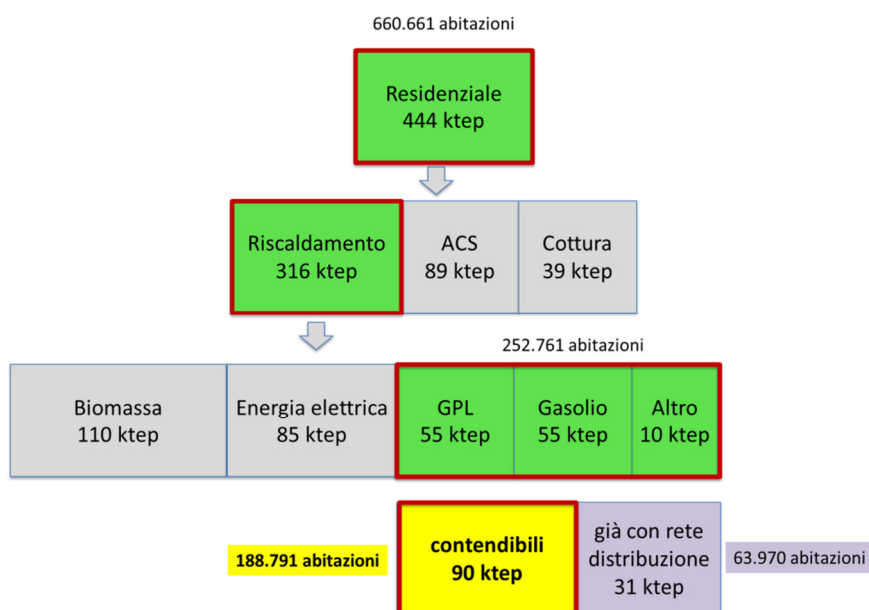


Figura 5.2 - Fabbisogno contendibile per il riscaldamento, abitazioni censimento ISTAT 2011

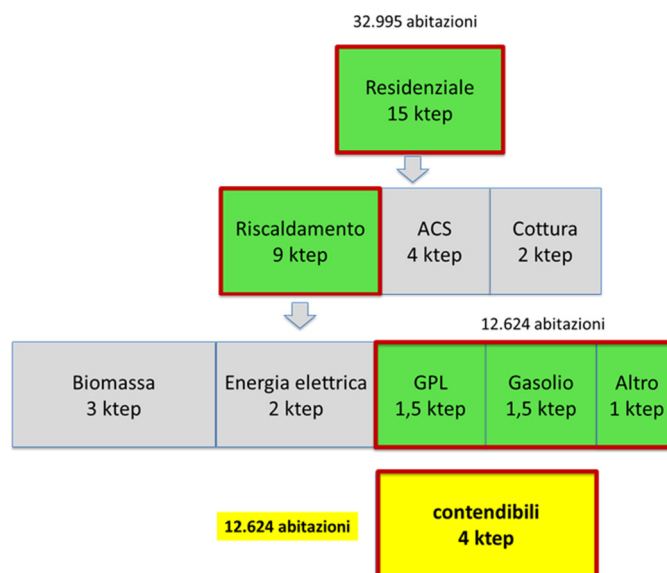


Figura 5.3 - Fabbisogno contendibile per il riscaldamento, abitazioni costruite tra il 2011 e il 2020

Considerando le abitazioni esistenti al 2011 risulterebbe un fabbisogno contendibile (Tabella 5.2) pari a 90 ktep, mentre dal 2011 al 2040 una parte delle abitazioni esistenti sarà tuttavia ristrutturata, andando a ridurre i propri fabbisogni. Al 2020 il fabbisogno contendibile risulta pari a 84 ktep, al 2030 passa a 77 ktep e al 2040 passa a 73 ktep. A queste si aggiungono poi le nuove abitazioni costruite tra il 2011 e il 2020 con un fabbisogno contendibile di 4 ktep. Dal 2035 si ipotizza inoltre di metanizzare anche il 10% delle abitazioni che utilizzano biomassa (la contendibilità è stata limitata al 10% in quanto la biomassa è una fonte a neutralità carbonica oltre ad avere un prezzo più basso rispetto a quello degli altri vettori, vedi successivo paragrafo 7.1.2).

Tabella 5.2 – Fabbisogno contendibile per il riscaldamento del settore residenziale (elaborazione RSE)

Anno	Abitazioni contendibili	Fabbisogno contendibile
2011	188.791	90 ktep
2020	188.791 + 12.624	84 ktep + 4 ktep
2030	188.791 + 12.624	77 ktep + 4 ktep
2040	188.791 + 12.624 + 24.159	73 ktep + 4 ktep + 9 ktep

Per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) l'analisi del fabbisogno contendibile delle abitazioni censite nel 2011 è riportata in Figura 5.4. A partire dai dati ISTAT e dalle indagini statistiche riportate nel PEARS si è stimato che le abitazioni esistenti che utilizzano GPL e gasolio anche per la produzione di ACS siano circa 180.600. Una parte delle abitazioni che si riscaldano a GPL e gasolio utilizza quindi boiler elettrici per la produzione di ACS (stimate in circa 72.000 abitazioni). Anche questo fabbisogno è quindi considerato contendibile dal gas naturale poiché l'utente potrebbe acquistare una caldaia per la produzione combinata di riscaldamento e ACS rinunciando al boiler elettrico. Come per il riscaldamento, non si ritengono invece aggredibili i fabbisogni delle abitazioni che utilizzano biomassa o l'energia elettrica (con pompe di calore). Esiste infine una piccola quota di abitazioni che utilizza il solare termico. Nello studio si fa però l'ipotesi che chi acquisterà una nuova caldaia lo farà accoppiandola a un impianto solare termico: il 50% del fabbisogno di ACS sarà quindi soddisfatto da fonti rinnovabili e non da gas naturale.

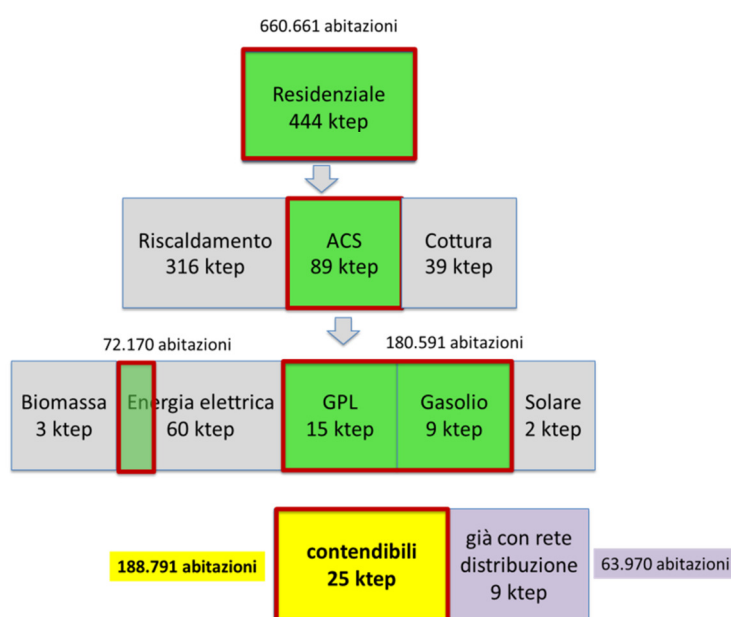


Figura 5.4 - Fabbisogno contendibile per l'ACS, abitazioni censimento ISTAT 2011

Per le nuove costruzioni tra il 2011 e il 2020 la ricostruzione del fabbisogno di ACS è riportata in Figura 5.5.

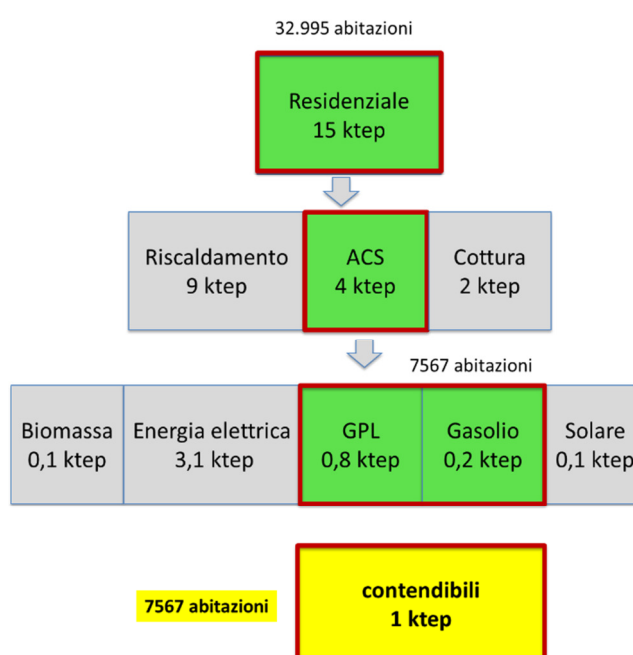


Figura 5.5 - Fabbisogno contendibile per l'ACS, abitazioni costruite dal 2011 al 2020

Considerando le abitazioni esistenti al 2011 risulterebbe un fabbisogno contendibile di energia per ACS pari a 25 ktep. A queste si aggiungono, come per il riscaldamento, le nuove abitazioni costruite tra il 2011 e il 2020, per un ulteriore fabbisogno contendibile di 1 ktep. Nel caso dell'ACS il fabbisogno potenzialmente contendibile è stato poi ridotto del 50% in quanto si ipotizza che le nuove caldaie a metano siano accoppiate a impianti solari termici (Tabella 5.3).

Tabella 5.3 - Fabbisogno contendibile per la produzione di ACS del settore residenziale (elaborazione RSE)

Anno	Abitazioni contendibili	Fabbisogno contendibile*
2011	188.791	12,5 ktep
2020	188.791 + 7567	12,5 ktep + 0,5 ktep
2030	188.791 + 7567	12,5 ktep + 0,5 ktep
2040	188.791 + 7567	12,5 ktep + 0,5 ktep

*ridotto del 50% nell'ipotesi di utilizzare impianti solari termici accoppiati a impianti tradizionali per la produzione di ACS

Per la cottura non sono state trovate informazioni specifiche; quindi, è stato stimato che circa l'80% delle abitazioni utilizzi il GPL in bombole (sulla base della ripartizione nazionale, stimata nei modelli RSE, tra cottura a gas e cottura elettrica). Di queste si ipotizza che il numero di abitazioni che passerà al gas naturale sia lo stesso assunto per il riscaldamento. Il fabbisogno per la cottura alimenti contendibile sarebbe quindi pari a 11 ktep per le abitazioni censite nel 2011 (Figura 5.6) più un ulteriore fabbisogno contendibile di circa 2 ktep per le abitazioni costruite nel periodo 2011-2020 (Figura 5.7).

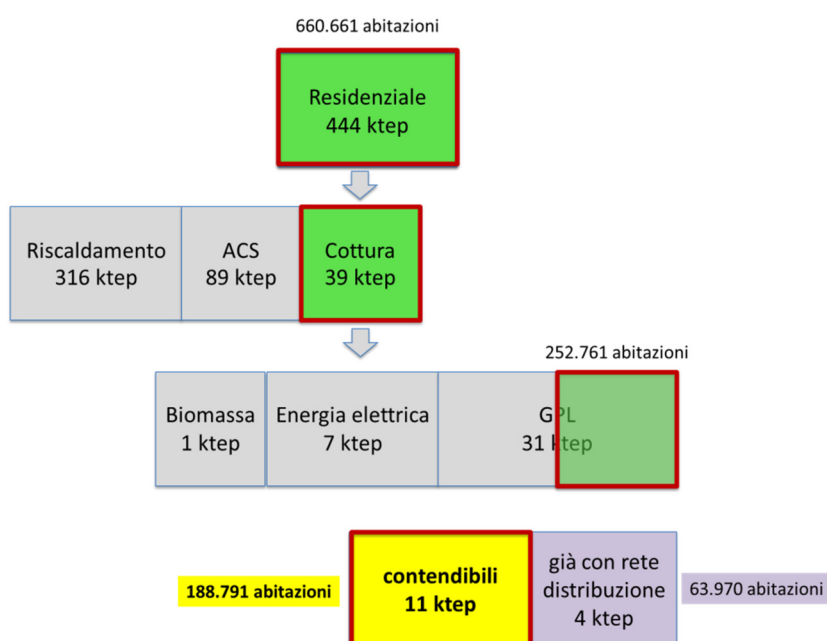


Figura 5.6 - Fabbisogno contendibile per la cottura, abitazioni censimento ISTAT 2011

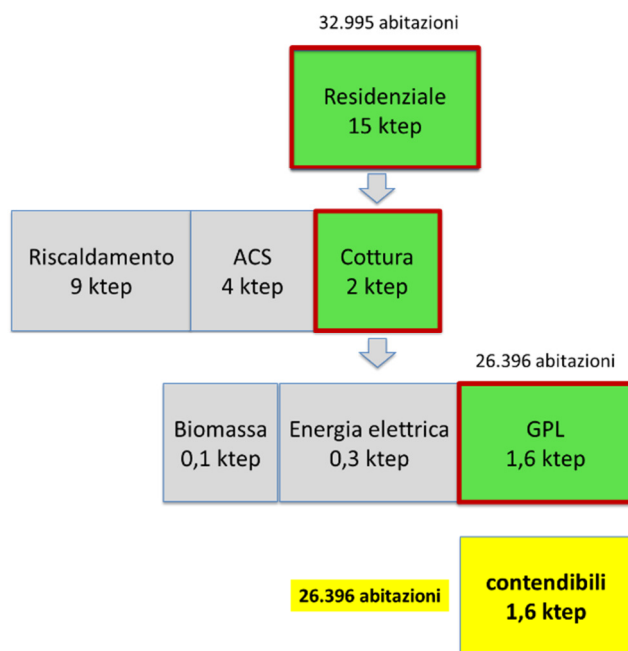


Figura 5.7 - Fabbisogno contendibile per la cottura, abitazioni costruite dal 2011 al 2020

Considerando le abitazioni esistenti al 2011 risulterebbe un fabbisogno contendibile di energia per cottura (Tabella 3.4) pari a 11 ktep. A queste si aggiungono le nuove abitazioni costruite tra il 2011 e il 2020, per un ulteriore fabbisogno contendibile di circa 2 ktep.

Tabella 5.4 - Fabbisogno contendibile per la cottura degli alimenti del settore residenziale (elaborazione RSE)

Anno	Abitazioni contendibili	Fabbisogno contendibile
2011	188.791	11 ktep
2020	188.791 + 26.396	11 ktep + 1,6 ktep
2030	188.791 + 26.396	11 ktep + 1,6 ktep
2040	188.791 + 26.396	11 ktep + 1,6 ktep

5.2.1.2 Livelli di metanizzazione nel settore residenziale

La Tabella 5.5 mostra per ognuno dei 38 bacini in cui è stata suddivisa la regione Sardegna il numero di utenti complessivi stimati come metanizzabili (Delibera RAS n. 54/28 del 22 novembre 2005) e il numero di utenti già connessi alla rete al 31/12/2019. Sulla base di queste informazioni e del programma di investimenti definito dal principale distributore (Italgas, vedi paragrafo 4.1), sono stati definiti quattro diversi livelli di metanizzazione del settore residenziale. Il programma di metanizzazione di Italgas prevede di raggiungere a regime circa 170.000/180.000 utenti. A partire da questi dati sono state costruite diverse ipotesi nelle configurazioni basate sulle infrastrutture considerate.

Tabella 5.5 – Utenti metanizzabili in Sardegna, dettaglio per bacino (Fonte: Delibera RAS n. 54/28 del 22 novembre 2005)

Bacino	Comune riferimento [1]	Utenti servibili complessivi stimati per il bacino [2]	Utenti connessi alla rete al 31.12.2019
1	Arzachena	9706	0
2	Tempio	6539	0
3	Valledoria	8196	190
4	Porto Torres	13009	0
5	Olbia	14691	8044
6	Alghero	12064	0
7	Ittiri	8026	1363
8	Bonorva	7820	406
9	Ozieri	6980	555
10	Orune	6448	587
11	S.Teodoro	6344	0
12	Bosa	13214	319
13	Macomer	13026	275
14	Nuoro	8500	2150
15	Dorgali	8312	0
16	Orgosolo	7561	1.464
17	Orroli	9281	183
18	Cabras	7387	772
19	Terralba	9888	2031
20	Gonnosno	6538	1.42
21	Sassari	32274	13313
22	Lanusei	17287	6503
23	Oristano	8500	2624
24	Villacidro	13807	698
25	S.Gavino	7867	263
26	Suelli	5466	873
27	Serramanna	10257	156
28	S.A Frius	5896	641
29	Villaputzu	5785	197
30	Iglesias	11326	0
31	Siliqua	8283	0
32	Assemini	13344	518
33	Quartu S.E.	43500	0
34	Carbonia	16284	0
35	S.A Arresi	6698	450
36	Capoterra	10406	860
37	Sestu	9434	252
38	Cagliari	45243	17010
Totale Utenti servibili Sardegna		455187	66.086

Legenda	
	Lavori completati
	Lavori completati (Capoluoghi di provincia)
	In corso (lavori già avviati)
	In corso (lavori da avviare)

[1] Comune con maggior numero di utenti all'interno del bacino considerato

[2] Delibera RAS n. 54/28 del 22 novembre 2005. Sviluppo della rete di distribuzione del metano. Direttive, criteri e modalità per il primo bando di intervento.

I livelli di metanizzazione del settore residenziale, a cui si è già fatto cenno in precedenza nel paragrafo 5.1, sono, più nel dettaglio, i seguenti.

BASSO

	Utenti	Anno	Descrizione
basso	43518	2025	Utenti già connessi (lavori già completati)
	49394	2030	Utenti già connessi (lavori già completati) + Tutto Oristano
	67655	2035	Tutto Oristano + 50% Altri bacini con lavori completati
	126810	2040	100% utenti dei bacini con lavori completati

MODERATO

	Utenti	Anno	Descrizione
moderato	81976	2025	Utenti già connessi (lavori già completati) + Tutto Oristano + Tutto Cagliari
	126810	2030	100% utenti dei bacini con lavori completati
	149419	2035	100% utenti dei bacini con lavori completati + 50% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)
	172028	2040	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)

ELEVATO

	Utenti	Anno	Descrizione
elevato	81976	2025	Utenti già connessi (lavori già completati) + Tutto Oristano + Tutto Cagliari
	126810	2030	100% utenti dei bacini con lavori completati
	172028	2035	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)
	214730	2040	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (sia con lavori già avviati sia da avviare)

ESTREMO

	Utenti	Anno	Descrizione
estremo	126810	2025	100% utenti dei bacini con lavori completati
	172028	2030	100% utenti dei bacini con lavori completati + 100% utenti dei bacini con lavori in corso (solo con lavori già avviati)
	265385	2035	POTENZIALE (sostituzione 100% fossili)
	289544	2040	POTENZIALE (sostituzione 100% fossili + 10% biomassa)

I numeri di consumatori stimati si basano sull'ipotesi di un generico orientamento positivo della popolazione al passaggio a metano ove disponibile e conveniente; nello studio si tiene conto della convenienza economica (ossia la riduzione della spesa energetica) mentre non è stata analizzata un'eventuale presenza di orientamenti ostili al cambiamento. Per le configurazioni, si mostrerà in seguito anche un'analisi di sensitivity al variare del numero di utenti che effettivamente si conatteranno alla rete gas.

Entro il **2025** si ritiene plausibile una maggiore metanizzazione del settore residenziale solo nelle configurazioni CONTINENTE e ISOLA con un prezzo del gas allineato al PSV.

- Nella configurazione **BASE**, in cui si considerano solo le infrastrutture di distribuzione già completate, il numero di utenti alimentati da gas naturale al 2025 si ipotizza limitato ai circa 43.000 utenti già connessi a una rete di distribuzione nei 7 bacini con lavori già completati (7, 9, 14, 21, 22, 23 e 38). Questa configurazione è inoltre limitata dalla disponibilità di un solo deposito costiero nell'area di Oristano.
- Nella configurazione **DEPOSITI**, si ipotizza la costruzione di un secondo deposito costiero a Cagliari, con un incremento delle disponibilità di approvvigionamento. È ragionevole ipotizzare una crescita degli utenti metanizzati fino a circa 82.000 (tutti gli utenti dei bacini di Cagliari e Oristano + gli utenti già connessi nei rimanenti 5 bacini con lavori già completati).
- Nella configurazione **CONTINENTE**, si ipotizza la costruzione di quattro depositi costieri e della dorsale. In questo caso si ipotizza che gli utenti raggiunti dal metano al 2025 crescano ulteriormente fino a circa 127.000 (tutti gli utenti dei bacini con rete già completata).
- Nella configurazione **ISOLA**, si considera lo stesso livello di metanizzazione della configurazione CONTINENTE.

Nella configurazione **ELETTRICO** non si prevede metanizzazione nel settore residenziale, tuttavia gli investimenti già completati nelle reti di distribuzione gas sono conteggiati nei costi di sistema.

Al 2030 la situazione evolve nelle diverse configurazioni.

- Nella configurazione **BASE**, il numero di utenti serviti dal gas naturale cresce al 2030 a circa 49.000, ossia tutti gli utenti del bacino di Oristano (in cui è presente il deposito costiero in questa configurazione) e gli altri utenti dei bacini in cui i lavori sulla rete di distribuzione sono già completati.
- Nella configurazione **DEPOSITI**, il numero di utenti serviti dal gas naturale cresce al 2030 a circa 127.000, pari al potenziale relativo a tutti gli utenti nei bacini con lavori già completati.
- Nella configurazione **CONTINENTE**, al 2030, si ipotizza che gli utenti metanizzati crescano fino a un potenziale di circa 172.000 utenti. Oltre agli utenti dei 7 bacini con rete già completata, si ipotizza la connessione di tutti gli utenti presenti negli altri 10 bacini in cui sono in corso i lavori per l'estensione e la costruzione di nuove reti di distribuzione.
- Nella configurazione **ISOLA**, si considera lo stesso livello della configurazione CONTINENTE.

Dal 2030 al 2040 si ipotizza un'ulteriore crescita degli utenti metanizzati nelle varie configurazioni.

- Nella configurazione **BASE**, il numero di utenti serviti dal gas naturale cresce al 2035 a circa 68.000 utenti. Si tratta di tutti gli utenti del bacino di Oristano (in cui è presente il deposito costiero in questa configurazione) più il 50% del potenziale di utenti degli altri bacini in cui i lavori sulla rete di distribuzione sono già completati. Al 2040 si ipotizza il raggiungimento di tutti gli utenti presenti nei bacini con lavori già completati (127.000 utenti).
- Nella configurazione **DEPOSITI**, si ipotizza una crescita del numero di utenti metanizzati fino a circa 172.000 nel 2035. Questo valore corrisponde a tutti gli utenti dei 7 bacini con lavori già completati più gli utenti nei 10 bacini con lavori in corso (già avviati). Al 2040 si ipotizza il raggiungimento di tutti gli utenti presenti nei bacini con lavori già completati e in corso (215.000 utenti).
- Nella configurazione **CONTINENTE**, si ipotizza che gli utenti metanizzati crescano fino a 290.000. Al 2035 si ritengono metanizzati tutti gli utenti contendibili (circa 200.000) più i circa 65.000 già serviti da una rete di distribuzione (analisi del paragrafo 5.2.1.1), mentre nei cinque anni successivi si ipotizza di aggredire anche una quota degli utenti che utilizzano biomassa (circa 25.000, ipotesi del 10%).
- Nella configurazione **ISOLA**, si considera lo stesso livello della configurazione CONTINENTE.

La Tabella 5.6 (livello di metanizzazione), la Tabella 5.7 (numeri utenti metanizzati) e la Tabella 5.8 (volumi di gas naturale attesi) mostrano la sintesi delle ipotesi di metanizzazione del settore residenziale in Sardegna assunte nel presente studio. Alle configurazioni CONTINENTE ed ISOLA è stata assegnata come condizione di partenza il livello ESTREMO di sviluppo delle reti di distribuzione, ma è stata poi effettuata un'analisi di sensitivity per tutti i livelli di sviluppo definiti.

Tabella 5.6 – Livello di metanizzazione del settore residenziale nelle diverse configurazioni (%)

Settore residenziale	2020	2025	2030	2040
Livello di metanizzazione				
BASE	-	4%	5%	14%
DEPOSITI	-	8%	13%	24%
ISOLA	-	13%	18%	32%
CONTINENTE	-	13%	18%	32%
ELETTRICO	-	-	-	-

Tabella 5.7 – Numero di utenti residenziali metanizzati nelle diverse configurazioni

Settore residenziale	2020	2025	2030	2040
Numero di utenti				
BASE	-	43.000	49.000	127.000
DEPOSITI	-	82.000	127.000	214.000
ISOLA	-	127.000	172.000	290.000
CONTINENTE	-	127.000	172.000	290.000
ELETTRICO	-	-	-	-

Tabella 5.8 – Consumo di gas naturale nel settore residenziale nelle diverse configurazioni (milioni di m³)

Settore residenziale	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	30	33	77
DEPOSITI	-	57	84	130
ISOLA	-	88	114	176
CONTINENTE	-	88	114	176
ELETTRICO	-	-	-	-

5.2.1.3 Livelli di elettrificazione nel settore residenziale

Come livello di elettrificazione dei consumi del settore residenziale (Tabella 5.9) è stato preso a riferimento, in tutte le configurazioni, il valore dello scenario nazionale PNIEC e in particolare la sua declinazione per la regione Sardegna. La Sardegna parte già da un livello di elettrificazione più alto rispetto alla media nazionale e si ipotizza che mantenga questo livello nel tempo. Solo nella configurazione “ELETTRICO” si assume il raggiungimento di un livello di elettrificazione più alto andando ad aggredire il 100% del fabbisogno contendibile nel settore residenziale.

Tabella 5.9 – Livello di elettrificazione del settore residenziale nello scenario nazionale PNIEC e declinazione per la regione Sardegna (%)

	2020	2025	2030	2040
ITALIA (PNIEC)	18%	19%	22%	27%
SARDEGNA (PNIEC, stima RSE)	31%	31%	31%	31%
SARDEGNA “ELETTRICO” (stima RSE)	31%	45%	52%	52%

5.2.2 Settore terziario

Per il calcolo del livello di metanizzazione/elettrificazione dei consumi del settore terziario nelle diverse configurazioni si analizza il fabbisogno termico contendibile. Escludendo gli usi elettrici obbligati (illuminazione, raffrescamento, ecc.) ci sono, infatti, fabbisogni quali il riscaldamento, la produzione di acqua calda sanitaria e la cottura degli alimenti che possono essere soddisfatti sia con combustibili fossili (gas naturale, GPL, gasolio, ecc.) sia con l'energia elettrica.

Per il settore terziario l'anno di riferimento utilizzato è, come per il residenziale, l'anno del censimento 2011. Si è effettuata quindi una proiezione dei fabbisogni e dei consumi del settore dal 2011 al 2020 mediante la quale è stato ricostruito il bilancio energetico descritto nel paragrafo 3.2.2.

Dal 2021 fino al 2040, come per il residenziale, si è assunto invece che i nuovi fabbisogni termici siano soddisfatti solo con l'energia elettrica, in un'ottica di edifici NZEB.

La contendibilità tra gas naturale ed energia elettrica potrà quindi interessare i servizi del terziario esistenti al 2011 e alimentati da fonti fossili, più la quota di nuovi servizi attivata tra il 2011 e il 2020.

5.2.2.1 Analisi del fabbisogno contendibile nel settore terziario

Il settore terziario presenta livelli di elettrificazione già molto elevati, soprattutto in Sardegna. Partendo dal riscaldamento, che rappresenta la voce maggiore di fabbisogno contendibile per l'anno di partenza dello studio (2020), è stata utilizzata la suddivisione tra fonti già riportata in Tabella 3.4. Come già per il settore residenziale, si ipotizza che chi utilizza energia elettrica o fonti rinnovabili continui a farlo: la contendibilità si limita quindi alle fonti fossili (GPL, gasolio, altri fossili). Sulla base di queste assunzioni il fabbisogno di riscaldamento contendibile nel terziario al 2020 risulta pari a circa 32 ktep (Figura 5.8).

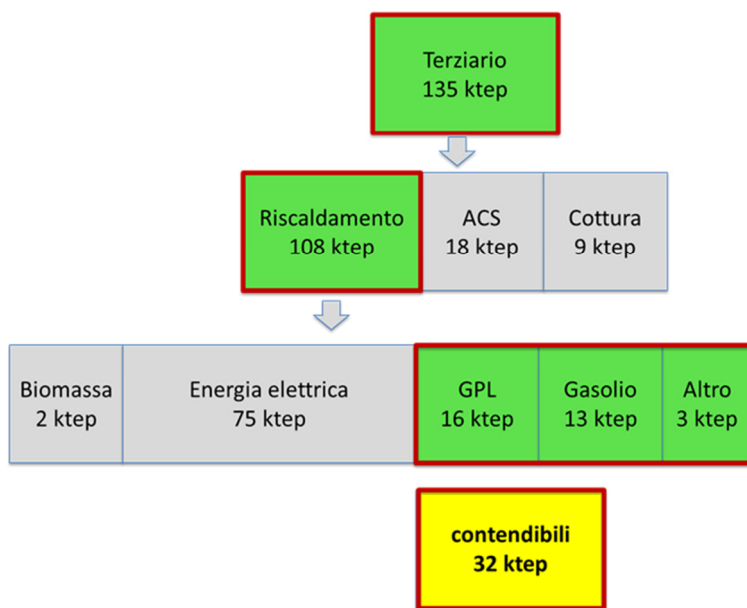


Figura 5.8 - Fabbisogno contendibile per il riscaldamento del settore terziario nel 2020

Per il fabbisogno di energia destinato alla produzione di acqua calda sanitaria la situazione è riportata nella Figura 5.9. Sulla base di queste assunzioni il fabbisogno di energia per ACS contendibile nel terziario al 2020 risulta pari a circa 4 ktep.

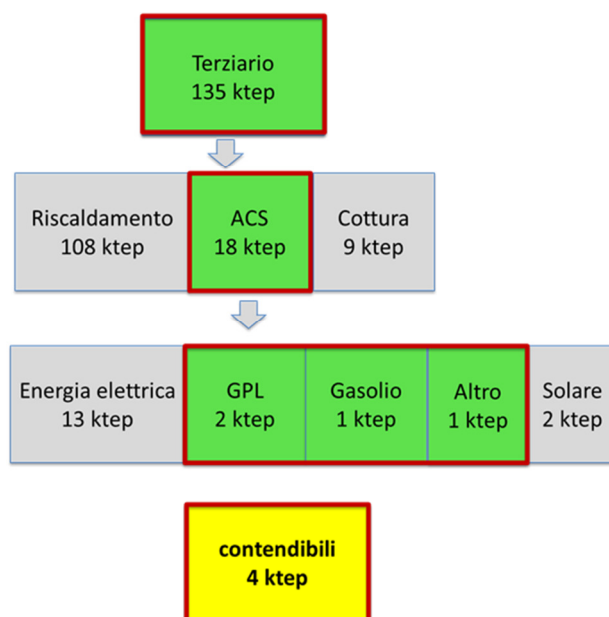


Figura 5.9 - Fabbisogno contendibile per l'ACS del settore terziario nel 2020

Per il fabbisogno di energia destinato alla cottura degli alimenti la situazione è riportata nella Figura 5.10. Per questo servizio non si hanno a disposizione informazioni di dettaglio e si ipotizza quindi un 50% di fabbisogno soddisfatto da energia elettrica e un 50% soddisfatto da fossili (in particolare GPL). Sulla base di queste assunzioni il fabbisogno di energia termica contendibile per la cottura nel terziario risulta pari a circa 4,5 ktep.

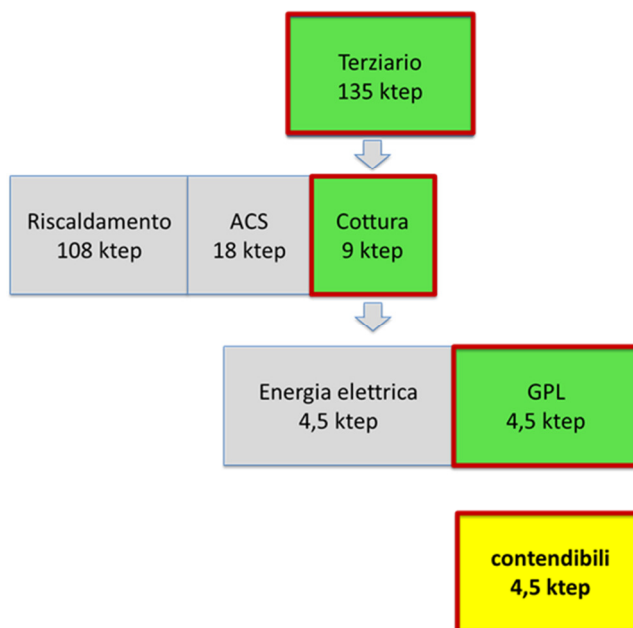


Figura 5.10 - Fabbisogno contendibile per la cottura del settore terziario nel 2020

Complessivamente per il settore terziario si stima quindi un fabbisogno contendibile di circa 37 ktep (settore pubblico e privato). Per i principali comparti del settore terziario è stato poi analizzato con maggiore dettaglio il fabbisogno ritenuto contendibile.

5.2.2.2 Consumi terziario pubblica amministrazione, aziende sanitarie, università e aeroporti

I consumi dei segmenti terziario sono stati stimati a partire dai dati indicati nei PAES⁹ dei Comuni aderenti al Patto dei Sindaci. Dai PAES si è rilevato che il vettore energetico più impiegato dalle Amministrazioni Comunali della Sardegna è quello elettrico, mentre il vettore energetico di origine fossile più impiegato è il gasolio per riscaldamento. Il comparto che impiega di più questo combustibile è quello dell'istruzione, dove la quasi totalità delle scuole utilizza gasolio per il riscaldamento degli ambienti; esso viene usato anche in uffici amministrativi, impianti sportivi e strutture sociali. Oltre alla climatizzazione invernale vi sono impianti destinati alla produzione di acqua calda sanitaria, per riscaldamento di acqua di vasca (piscine) o per uso cucina (mense, strutture anziani). Tra i settori assimilati alla pubblica amministrazione sono stati considerati quelli particolarmente energivori delle aziende sanitarie e aeroporti. La Tabella 5.10 riporta i consumi attuali ritenuti contendibili di questi comparti del settore terziario.

Tabella 5.10 - Consumi contendibili dei principali comparti del settore terziario in Sardegna (Fonte: elaborazione DIEE)

Descrizione	Combustibile attuale	Consumo Stimato ktep
Terziario Pubblica Amministrazione	Gasolio/GPL	8,3
Aziende Sanitarie	Gasolio	6,8
Aeroporti (Cagliari, Olbia, Alghero)	Gasolio/GPL	0,19
Università (Cagliari, Sassari)	Gasolio/AP	0,88
Totale		16,2

5.2.2.3 Settore alberghiero

La stima dei consumi del settore alberghiero è stata effettuata a partire dal calcolo degli indici di consumo unitario (Tabella 5.11) riferiti alla singola presenza per i diversi utilizzi del calore: riscaldamento, ACS, cucine. Per la quantificazione di tali indici si è fatto riferimento ad una tipologia di configurazione impiantistica tipica per tale applicazione costituita da un generatore con caldaia a gasolio ed il recupero di calore dei gruppi frigoriferi in estate. Il calcolo non tiene conto di eventuali impianti solari termici che in estate contribuiscono a ridurre i consumi di combustibile per il riscaldamento dell'ACS e per la cucina, ma tale ipotesi compensa il fatto che non tutte le strutture sono dotate di recupero di calore dei gruppi frigoriferi. Inoltre, una parte del riscaldamento di tali strutture è effettuata tramite pompe di calore, alimentate da energia elettrica.

Tabella 5.11 - Indici di consumo unitario settore alberghiero (Fonte: elaborazione DIEE)

Utilizzo del calore	Consumo unitario [10 ⁻³ tep/presenza]
Riscaldamento	1,185
ACS	0,395
Cucina	0,121
TOTALE	1,701

Le presenze nel settore alberghiero per l'anno 2017 sono state pari a 10.354.849 (fonte ISTAT). La ripartizione mensile è stata calcolata a partire dalle presenze negli esercizi ricettivi sardi (Tabella 5.12).

⁹ il PAES (Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile) costituisce il documento di pianificazione e programmazione delle politiche per la riduzione delle emissioni di gas serra, che le amministrazioni comunali si sono impegnate a predisporre nell'ambito dell'iniziativa della Commissione Europea denominata Covenant of Mayors (Patto dei Sindaci).

Per il calcolo dei consumi totali contendibili del settore alberghiero (Tabella 5.13) è stata fatta l'ipotesi che, mentre l'ACS e la cucina funzionano tutto l'anno, l'impianto di riscaldamento funziona in un periodo compreso da ottobre ad aprile. Da ciò si determina un consumo energetico totale annuo stimato di 6,72 ktep.

Tabella 5.12 - Ripartizione mensile delle presenze negli esercizi ricettivi sardi (Fonte: elaborazione DIEE su dati ISTAT)

Mese	Presenze
Gennaio	61.976
Febbraio	65.195
Marzo	82.986
Aprile	283.995
Maggio	658.856
Giugno	1.678.375
Luglio	2.426.066
Agosto	2.789.218
Settembre	1.638.239
Ottobre	515.492
Novembre	85.066
Dicembre	69.386
TOTALE	10.354.849

Tabella 5.13 - Consumi contendibili del settore alberghiero (Fonte: elaborazione DIEE)

Utilizzo del calore	Consumo unitario [10 ⁻³ tep/presenza]	Presenze/anno	Consumo totale [ktep]
Riscaldamento	1,185	1.164.096	1,38
ACS	0,395	10.354.849	4,09
Cucina	0,121	10.354.849	1,25
TOTALE	1,701	-	6,72

5.2.2.4 Livelli di metanizzazione nel settore terziario

Nel settore terziario la possibile metanizzazione è limitata dalla già alta elettrificazione e dalle ulteriori prospettive di crescita definite nel percorso del PNIEC. Rispetto al fabbisogno massimo contendibile identificato si ipotizza una penetrazione progressiva del gas naturale differenziando tra le configurazioni con prezzo allineato o non allineato al PSV. Come già ipotizzato per il settore residenziale, anche nel terziario non si prevede la metanizzazione nella configurazione ELETTRICO.

Entro il **2025** si ipotizza quindi una bassa metanizzazione del settore terziario, di seguito riportata.

- Nelle configurazioni **BASE e DEPOSITI**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra solo il **10%** del fabbisogno massimo contendibile.
- Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, con un prezzo del gas allineato al PSV, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **20%** del fabbisogno contendibile.

Al 2030 la situazione evolve nelle diverse configurazioni.

- Nelle configurazioni **BASE e DEPOSITI**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **25%** del fabbisogno contendibile.
- Nella configurazione **CONTINENTE e ISOLA**, con un prezzo del gas allineato al PSV, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **50%** del fabbisogno contendibile.

Al 2040 la situazione evolve ulteriormente nelle diverse configurazioni.

- Nelle configurazioni **BASE e DEPOSITI**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **50%** del fabbisogno contendibile.
- Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, si ipotizza di poter coprire il **100%** del fabbisogno massimo contendibile.

La Tabella 5.14 (livello di metanizzazione) e la Tabella 5.15 (volumi di gas naturale attesi) mostrano la sintesi delle ipotesi di metanizzazione del settore terziario in Sardegna assunte nel presente studio.

Tabella 5.14 – Livello di metanizzazione del settore terziario nelle diverse configurazioni (%)

Settore terziario	2020	2025	2030	2040
Livello di metanizzazione				
BASE	-	2%	5%	10%
DEPOSITI	-	2%	5%	10%
ISOLA	-	4%	9%	19%
CONTINENTE	-	4%	9%	19%
ELETTRICO	-	-	-	-

Tabella 5.15 – Consumo di gas naturale nel settore terziario nelle diverse configurazioni (milioni di m³)

Settore terziario	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	5	12	25
DEPOSITI	-	5	12	25
ISOLA	-	10	24	50
CONTINENTE	-	10	24	50
ELETTRICO	-	-	-	-

5.2.2.5 Livelli di elettrificazione nel settore terziario

Come livello di elettrificazione dei consumi del settore terziario (Tabella 5.16) è stato preso a riferimento, in tutte le configurazioni, il valore dello scenario nazionale PNIEC e in particolare la sua declinazione per la regione Sardegna. La Sardegna parte già da un livello di elettrificazione decisamente più alto rispetto alla media nazionale e, come per il residenziale, si ipotizza un mantenimento del livello nel tempo. Nella configurazione “ELETTRICO” si assume invece il raggiungimento di un livello di elettrificazione pressoché pari al 100% nel settore terziario.

Tabella 5.16 - Livello di elettrificazione del settore terziario nello scenario nazionale PNIEC e declinazione per la regione Sardegna (%)

	2020	2025	2030	2040
ITALIA (PNIEC)	51%	54%	59%	60%
SARDEGNA (PNIEC, stima RSE)	79%	79%	79%	79%
SARDEGNA “ELETTRICO” (stima RSE)	79%	95%	98%	98%

5.2.3 Settore trasporti

Per il calcolo del livello di metanizzazione/elettrificazione dei consumi del settore trasporti nelle diverse configurazioni si analizza il fabbisogno contendibile. L’analisi è stata condotta sui trasporti terrestri (sia passeggeri sia merci) e su quelli marittimi analizzando la quota di combustibili fossili contendibili con il gas naturale e con l’energia elettrica. Per il settore trasporti l’anno di riferimento utilizzato nello studio è il 2020 stimato a partire dagli ultimi consuntivi sul parco circolante ACI (anni 2017 e 2018); per i trasporti marittimi ci si è riferiti alle informazioni riportate nei PEARS.

5.2.3.1 Analisi del fabbisogno contendibile nel settore trasporti

Partendo dal trasporto passeggeri privato, che rappresenta la voce maggiore di fabbisogno di mobilità, per l'anno di partenza delle valutazioni (2020) è stata utilizzata la suddivisione tra fonti riportata in Figura 5.11 stimata in seguito all'analisi degli annuari ACI sul parco circolante. Per le auto private sono state assunte le seguenti ipotesi di massima metanizzazione:

- conversione del 100% delle auto a GPL;
- conversione del 10% delle auto a gasolio e benzina;
- 10% delle nuove auto acquistate dal 2020 al 2040.

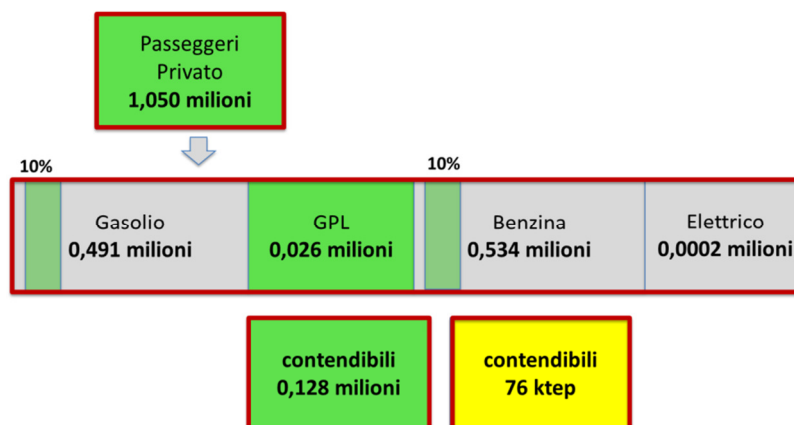


Figura 5.11 - Fabbisogno di mobilità contendibile, trasporto su strada privato nel 2020 (milioni di veicoli)

Ai 76 ktep stimati per i veicoli esistenti convertiti a metano si aggiungono i 4 ktep relativi al potenziale del 10% di nuovi veicoli acquistati dal 2020 al 2040.

Per il fabbisogno di mobilità pubblica la stima è riportata nella Figura 5.12. Per gli autobus si fanno le stesse ipotesi di metanizzazione del parco auto:

- conversione del 10% dei bus a gasolio e benzina;
- 10% dei nuovi bus acquistati dal 2020 al 2040.

Ai 3,5 ktep stimati per i veicoli esistenti convertiti a metano si aggiungono 0,5 ktep relativi al potenziale del 10% di nuovi veicoli acquistati dal 2020 al 2040.

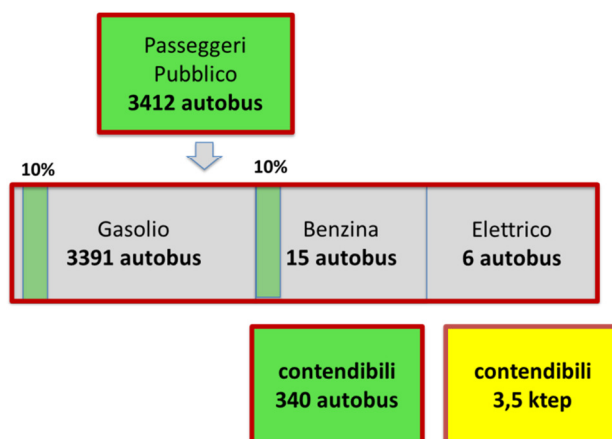


Figura 5.12 - Fabbisogno di mobilità contendibile, trasporto su strada pubblico nel 2020

Per il fabbisogno di trasporto merci su strada la stima è riportata in Figura 5.13 e Figura 5.14 distinguendo tra veicoli leggeri (fino a 3,5 t) e pesanti (superiori a 3,5 t). Per il trasporto merci si fanno ipotesi più cautelative per la metanizzazione assumendo che solo il 2% dei veicoli esistenti sia convertito a metano e che questa percentuale si mantenga anche sulle nuove immatricolazioni. Ai circa 8,5 ktep stimati per i veicoli merci esistenti convertiti a metano si aggiungono circa 2,5 ktep relativi al 2% di nuovi veicoli acquistati dal 2020 al 2040, che si ipotizzano potenzialmente a metano.

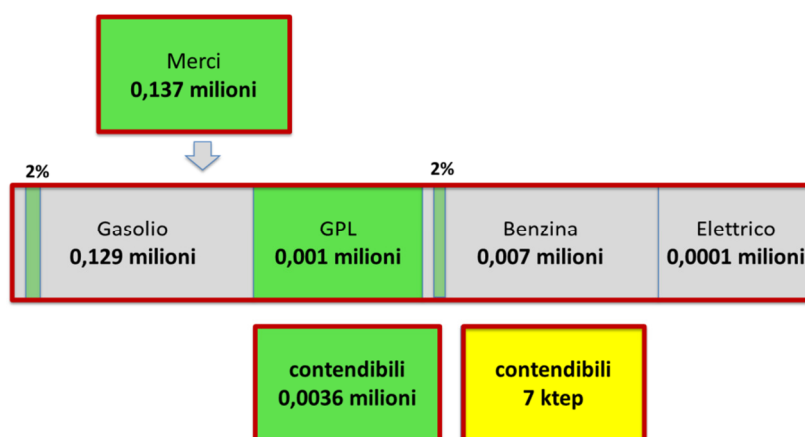


Figura 5.13 - Fabbisogno di mobilità contendibile, trasporto merci su strada nel 2020 (milioni di veicoli leggeri, <3,5 t)

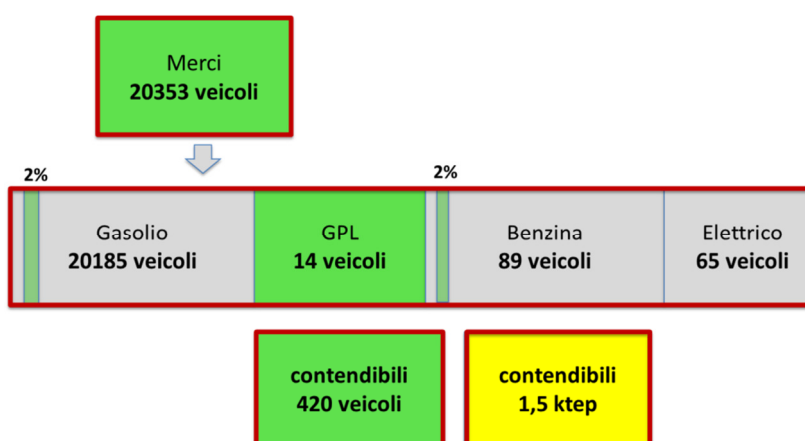


Figura 5.14 - Fabbisogno di mobilità contendibile, trasporto merci su strada nel 2020 (veicoli pesanti, > 3.5 t)

Per il trasporto marittimo (Figura 5.15), il consumo complessivo dei prodotti petroliferi (circa 348 ktep), erogati dal sistema distributivo regionale verso i mezzi che afferiscono ai porti regionali non è da imputarsi nella sua totalità alla regione Sardegna. Come indicato nel PEARS, è stata perciò considerata una quota pari al 50% del consumo complessivo (174 ktep). Tale considerazione rimane valida anche per le proiezioni del fabbisogno e non si formulano ipotesi di crescita dal 2020 al 2040. Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA si assume come fabbisogno contendibile il 100% dei consumi attuali di olio combustibile. Nelle configurazioni con una minor disponibilità di stoccaggio nei depositi costieri (DEPOSITI ed ELETTRICO), si assume di limitare la penetrazione del GNL marittimo al 50%.

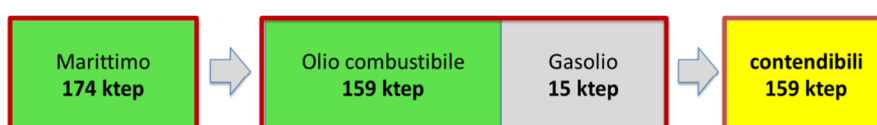


Figura 5.15 - Fabbisogno di trasporto marittimo contendibile, 2020

5.2.3.2 Livelli di metanizzazione nel settore trasporti

Per il settore dei trasporti si assume che il fabbisogno contendibile sia completamente sfruttabile solo nelle configurazioni CONTINENTE e ISOLA. La maggiore metanizzazione di queste configurazioni è legata, come per gli altri settori, al contesto regolatorio e alle diverse condizioni di approvvigionamento del GNL nella regione. Per il trasporto marittimo nelle configurazioni DEPOSITI ed ELETTRICO si assume di aggredire solo il 50% di fabbisogno ritenuto contendibile per la minore disponibilità di stoccaggio dovuta al minor numero di depositi costieri. Nella configurazione BASE non si prevede la metanizzazione del settore trasporti perché l'unico deposito costiero presente nella configurazione si ipotizza dedicato a servire la domanda del civile e dell'industria.

- **Al 2025** nella configurazione **DEPOSITI**, si ipotizza un livello di metanizzazione dei trasporti terrestri che copra il **15%** del fabbisogno contendibile. Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **25%** del fabbisogno contendibile.
- **Al 2030** nella configurazione **DEPOSITI**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **25%** del fabbisogno contendibile. Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **50%** del fabbisogno contendibile.
- **Al 2040** nella configurazione **DEPOSITI**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **50%** del fabbisogno contendibile. Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **100%** del fabbisogno contendibile.

La Tabella 5.17 (livello di metanizzazione), la Tabella 5.18 (volumi di gas naturale attesi nei trasporti terrestri) e Tabella 5.19 (volumi di gas naturale attesi nei trasporti marittimi) mostrano la sintesi delle ipotesi di metanizzazione del settore trasporti in Sardegna assunte nel presente studio.

Tabella 5.17 – Livello di metanizzazione del settore trasporti (terrestri + marittimi) nelle diverse configurazioni (%)

Settore trasporti	2020	2025	2030	2040
Livello di metanizzazione				
BASE	-	-	-	-
DEPOSITI	-	3%	7%	15%
ISOLA	-	7%	13%	29%
CONTINENTE	-	7%	13%	29%
ELETTRICO	-	2%	4%	10%

Tabella 5.18 – Consumo di gas naturale nel settore trasporti terrestri nelle diverse configurazioni (milioni di m³)

Settore trasporti	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	-	-	-
DEPOSITI	-	13	26	50
ISOLA	-	27	52	100
CONTINENTE	-	27	52	100
ELETTRICO	-	-	-	-

Tabella 5.19 – Consumo di gas naturale nel settore trasporti marittimi nelle diverse configurazioni (milioni di m³)

Settore trasporti	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	-	-	-
DEPOSITI	-	24	48	96
ISOLA	-	48	96	193
CONTINENTE	-	48	96	193
ELETTRICO	-	24	48	96

5.2.3.3 Livelli di elettrificazione nel settore trasporti

Come livello di elettrificazione dei consumi del settore trasporti (Tabella 5.20) è stata presa a riferimento, in tutte le configurazioni, la declinazione stimata da RSE del valore dello scenario nazionale PNIEC per la regione Sardegna. Nella configurazione ELETTRICO si assume un livello di elettrificazione superiore.

Tabella 5.20 - Livello di elettrificazione del settore trasporti nello scenario nazionale PNIEC e declinazione per la regione Sardegna (%)

	2020	2025	2030	2040
ITALIA (PNIEC)	3%	4%	6%	21%
SARDEGNA (PNIEC, stima RSE)	1%	2%	2%	7%
SARDEGNA "ELETTRICO" (stima RSE)	1%	2%	4%	10%

5.2.4 Settore industriale e agricolo-serre

Per il calcolo del livello di metanizzazione/elettrificazione dei consumi del settore industria nelle diverse configurazioni si analizza il fabbisogno contendibile. Sono stati valutati i consumi attuali di un insieme di industrie individualmente identificate tra quelle a maggior consumo di energia e i consumi aggregati per combustibile delle rimanenti industrie (paragrafo 5.2.4.1). È stata stimata la quota di consumi «contendibili» dal gas naturale sia al 2025 sia al 2030. Sono stati valutati consumi aggiuntivi futuri, dovuti alla riattivazione delle filiere delle serre e della ceramica (paragrafo 5.2.4.2). Sono stati infine valutati i consumi attuali di impianti CHP industriali, considerati totalmente sostituibili dal gas naturale (paragrafo 5.2.4.3). Come per gli altri settori, sono state fatte ipotesi diverse di penetrazione del gas naturale nelle configurazioni caratterizzate da un diverso prezzo del gas naturale (paragrafo 5.2.4.4). Alla possibile riattivazione della filiera dell'alluminio, che abiliterebbe un'elevata domanda aggiuntiva di gas naturale, è dedicato il paragrafo 5.2.4.5.

5.2.4.1 Analisi del fabbisogno contendibile per la piccola e media industria diffusa nel territorio

All'interno di questo segmento sono state incluse tutte le attività industriali diffuse nel territorio, ad esclusione delle industrie dotate di gruppi di generazione di vapore e/o termoelettrico e cicli combinati. Sono state incluse nel segmento anche le realtà della produzione metallurgica e cementifici. È stata considerata una differenziazione della sostituibilità dei combustibili nelle configurazioni in presenza o meno di un prezzo del gas naturale allineato al PSV (Tabella 5.21 e Tabella 5.22).

Oltre agli aspetti già più volte citati relativi al contesto regolatorio e alle diverse condizioni di approvvigionamento del gas in Sardegna, dall'analisi territoriale riportata nel paragrafo 3.2.4 risulta che circa il 75% della piccola industria diffusa si trova nelle aree di Cagliari, Oristano e Carbonia-Iglesias nelle vicinanze della costa. L'approvvigionamento di gas alle industrie di queste aree non sarebbe quindi ulteriormente agevolato dalla realizzazione di infrastrutture di trasporto.

Tabella 5.21 – Consumi contendibili piccola industria diffusa, configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO (prezzo gas non allineato al PSV, elaborazione DIEE)

Combustibile	Consumi 2020	Consumi contendibili al 2025 e 2030			
	[ktep]	[%] (2025)	[ktep] (2025)	[%] (2030)	[ktep] (2030)
BTZ/ATZ	64,50	20%	12,9	80%	51,6
Olio esausto	8,80	20%	1,76	80%	7,04
Gasolio	10,80	100%	10,8	100%	8,64
GPL	35,00	15%	5,25	50%	17,50
GNL	2,60	0%	0	100%	2,6
Pet Coke (applicazioni metallurgia)	31,90	0%	0,0	0%	0,0
Coke Metallurgico (applicazioni metallurgia)	4,10	0%	0,0	0%	0,0
Antracite (applicazioni metallurgia)	25,20	0%	0,0	0%	0,0
Pet Coke (applicazioni cementifici)	42,60	0%	0,0	40%	17,0
Totale	225,50	13,6%	30,71	47,26%	106,6

Tabella 5.22 - Consumi contendibili piccola industria diffusa, configurazioni CONTINENTE e ISOLA (prezzo gas allineato al PSV, elaborazione DIEE)

Combustibile	Consumi 2020	Consumi contendibili al 2025 e 2030			
	[ktep]	[%] (2025)	[ktep] (2025)	[%] (2030)	[ktep] (2030)
BTZ/ATZ	64,50	80%	51,60	100%	64,50
Olio esausto	8,80	80%	7,10	100%	8,80
Gasolio	10,80	100%	10,80	100%	10,80
GPL	35,00	50%	17,5	80%	28,00
GNL	2,60	0%	0	100%	2,60
Pet Coke (applicazioni metallurgia)	31,90	0%	0,00	20%	6,38
Coke Metallurgico (applicazioni metallurgia)	4,10	0%	0,00	20%	0,82
Antracite (applicazioni metallurgia)	25,20	0%	0,00	20%	5,04
Pet Coke (applicazioni cementifici)	42,60	40%	17,04	100%	42,60
Totale	225,50	46,11%	103,98	75,18%	169,54

I consumi energetici industriali contendibili dal metano sono principalmente quelli dell'olio combustibile BTZ (pari a 64,5 ktep), i quali costituiscono la quota maggiore dei consumi regionali nel comparto. Il metano potrà sostituirsi al BTZ non solo per ragioni economiche, dal momento che i prezzi sono abbastanza confrontabili, ma anche per la necessità di far ricorso a combustibili adatti al conseguimento di obiettivi di sostenibilità ambientale, imposti da normative nazionali e internazionali. In questo senso il metano è un'alternativa valida sia dal punto di vista dei costi, sia dal punto di vista ambientale. I margini di

sostituibilità ipotizzati variano in funzione del prezzo del GNL. Con un prezzo non allineato al PSV la percentuale di contendibilità è stata stimata compresa tra il 20% e l'80%, percentuale che sale fino al 100% nel caso di prezzi più bassi o in caso di interventi di messa al bando dell'olio combustibile da parte del decisore politico. Un discorso analogo può essere fatto per quanto riguarda l'olio esausto: tale tipologia di combustibile a basso costo trova attuale applicazione nei bitumifici. La percentuale di olio esausto contendibile è stimabile in una forbice compresa tra l'80% (corrispondente alla quota del maggior utilizzatore attuale di detto combustibile) ed il 100%, anche per la vetustà degli impianti che ne fanno uso, che renderebbe la mera sostituzione, comunque, economicamente e tecnicamente impraticabile.

Una fetta dei consumi energetici industriali contendibile dal metano è inoltre quella attualmente soddisfatta dal gasolio. Tale combustibile risulta avere un prezzo sostanzialmente superiore rispetto a quello del metano. Per questo motivo si stima che la percentuale di sostituzione del gasolio possa essere pari al 100% in entrambe le condizioni di prezzo.

In ambito industriale la percentuale di contendibilità del GPL è stata stimata pari al 50% dei consumi attuali a partire dal 2025, fino a raggiungere il valore dell'80% al 2030. Giocano a favore della sostituibilità del GPL anche le minori emissioni di CO₂ e NO_x (-30%) del gas naturale. Con un prezzo non allineato al PSV, la sostituzione del GPL con il gas naturale è stata limitata tra il 15% e il 50%.

Per le aziende che utilizzano già GNL fornito mediante autobotti, si ritiene che esse continuino a usarlo.

Riguardo le applicazioni che utilizzano il Pet Coke è necessario fare una distinzione tra quelle per la metallurgia in cui il Pet Coke è un combustibile di processo, e quelle dei cementifici dove invece è un combustibile primario per la produzione di energia termica. Nelle due situazioni considerate si stima un incremento dell'uso del gas naturale fino al 20% dei consumi di Pet Coke per le applicazioni metallurgiche (incremento dovuto alla modifica delle tecnologie di trasformazione industriale in senso più sostenibile per l'ambiente) e fino al 100% per le applicazioni nei cementifici al 2030, con la completa sostituzione della produzione del calore necessario mediante sistemi a gas naturale. Dalle ricerche effettuate, in questo momento, solo il 2% dei cementifici a livello mondiale utilizza il gas naturale come combustibile per produzione di energia termica.

Per quanto riguarda l'utilizzo del Pet Metallurgico e l'antracite, anche qui si ipotizza almeno il 20% dei consumi contendibili per nuove applicazioni nella metallurgia, in sostituzione di quelle attuali, che prevedano l'uso del gas naturale a partire dal 2030.

5.2.4.2 Analisi del fabbisogno contendibile per nuovi settori produttivi

Un settore che potrebbe giovare dell'introduzione del metano in Sardegna è quello serricolo. Infatti, attualmente, il settore sconta l'elevato costo necessario per il riscaldamento delle serre, che ha determinato una riduzione degli impianti attivi negli ultimi anni. Inoltre, l'utilizzo del metano consentirebbe di effettuare la concimazione carbonica attraverso l'utilizzo dei gas di scarico, in particolare per le colture a maggiore valore aggiunto come quelle florivivaistiche, trattamento attualmente non praticabile a causa della presenza nei combustibili ottenuti dal petrolio di alcune sostanze inquinanti che danneggerebbero le colture.

Qualora tutte le serre venissero ripristinate, utilizzate e riscaldate, esse richiederebbero un fabbisogno energetico di circa 48 ktep. Nella realtà si può certamente ritenere che la quota soddisfatta dal metano risulterà essere una percentuale ridotta di tale valore massimo a causa di: stagionalità delle produzioni normalmente realizzate, costi per la conversione degli impianti, etc. Si può invece ragionevolmente ritenere che il metano possa essere utilizzato sicuramente nella produzione florovivaistica (anche per i motivi sopra citati), favorendo oltretutto un incremento di tale settore; esso inoltre potrebbe incoraggiare la realizzazione di insediamenti produttivi basati su tecnologie all'avanguardia come ad esempio le serre idroponiche. L'ipotesi considerata è che solo circa il 20% delle serre possa effettivamente essere riscaldato con metano in quanto molte sono ora fatiscenti, inutilizzate o fungono principalmente da struttura di sostegno per impianti fotovoltaici. Nel determinare questa percentuale si è tenuto conto anche del ricorso

a nuove tecnologie produttive (es. idroponiche) e dello spostamento delle coltivazioni verso tipologie a maggiore valore aggiunto (es. floricoltura).

Il settore della produzione ceramica e materiali per edilizia risulta estremamente energivoro dal punto di vista termico. In Sardegna è presente la realtà produttiva della Ceramica Mediterranea, che ha un fabbisogno termico annuo di oltre 9 ktep. Detto stabilimento sfrutta la disponibilità di materia prima del territorio, mentre il mercato servito, quello mondiale, non determina elementi di svantaggio per un'azienda ubicata in Sardegna rispetto ad analoghi insediamenti produttivi presenti, ad esempio, nella penisola. Attualmente la produzione di energia della Ceramica Mediterranea viene effettuata attraverso gruppi cogenerativi a turbogas alimentati a GPL.

Sulla base di quanto sopra, l'introduzione del metano potrebbe senz'altro determinare condizioni favorevoli per la nascita di nuovi insediamenti industriali in tale settore nel territorio sardo, anche se, di contro, tale insediamento richiede notevoli investimenti per la realizzazione di un nuovo impianto produttivo. Tale valore può essere comunque stimato pari a circa 3 ktep.

Si cita infine in aggiunta un nuovo insediamento industriale energivoro (Alimenta) che è in fase avanzata di realizzazione nel territorio sardo. Lo sviluppo dell'insediamento industriale, destinato alla produzione di 200 tonnellate di latte ovicaprino formulato per l'infanzia, avrebbe anche la funzione di rilanciare un settore importante per l'economia sarda assorbendo quantità rilevanti di siero e scotta dai caseifici, togliendolo dal mercato tradizionale dei formaggi al fine di stabilizzare il mercato. Il valore dell'energia di processo necessario per il nuovo stabilimento è stimato pari a circa 10 ktep.

Complessivamente per questi nuovi settori produttivi si è determinata una contendibilità del gas naturale pari a circa 20-22 ktep.

5.2.4.3 *Analisi del fabbisogno contendibile per la grande industria e i CHP industriali*

Per gli impianti CHP o Only Heat esistenti in Sardegna si fa invece l'ipotesi che in futuro essi possano essere tutti convertiti a metano, non facendo distinzioni tra le configurazioni (Tabella 5.23). In questo caso si tratta di impianti collocati prevalentemente sulla costa con la possibilità di approvvigionarsi di GNL direttamente dai depositi costieri. Complessivamente per i CHP industriali si è determinata una contendibilità del gas naturale pari a circa 78 ktep.

Tabella 5.23 - Consumi contendibili dal gas naturale per gli impianti industriali CHP

CENTRALE	Combustibile attuale	Consumi	Contendibili dal metano/GNL
		ktep	%
Saras Impianti Nord	BTZ	29,4	100%
Saras Impianti Sud	BTZ	30	100%
Versalis	BTZ+GPL	19	100%
TOTALE CHP/HE		78,4	100%

5.2.4.4 *Livelli di metanizzazione nel settore industria*

In questo paragrafo si mostrano i livelli di metanizzazione assunti per il settore industriale nelle diverse configurazioni, esclusi quelli relativi alla riattivazione dello stabilimento Eurallumina che sono trattati nel successivo paragrafo 5.2.4.5. In particolare, si ipotizza la massima metanizzazione del settore industriale nelle configurazioni CONTINENTE e ISOLA, dove oltre a un prezzo allineato al PSV sono ipotizzate maggiori disponibilità di stoccaggio dovute al maggior numero di depositi costieri.

- **Al 2025** nelle configurazioni **BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO** si ipotizza un livello di metanizzazione che copra circa il **10%** del fabbisogno contendibile per la piccola industria diffusa. Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra circa il **50%** del fabbisogno. Per tutte le configurazioni si ipotizza invece un livello di metanizzazione che copra il **100% del fabbisogno contendibile della grande industria e dei CHP industriali.**

- **Al 2030** nelle configurazioni **BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO** si ipotizza un livello di metanizzazione che copra circa il **45%** del fabbisogno. Nelle configurazioni **CONTINENTE e ISOLA**, si ipotizza un livello di metanizzazione che copra il **75%** del fabbisogno industriale. Per tutte le configurazioni si ipotizza ancora un livello di metanizzazione che copra il **100% del fabbisogno contendibile dei CHP industriali**.
- **Al 2040** in tutte le configurazioni si ipotizza un mantenimento del livello di metanizzazione del 2030.

La Tabella 5.24 (livello di metanizzazione) e la Tabella 5.25 (volumi di gas naturale attesi) mostrano la sintesi delle ipotesi di metanizzazione del settore industriale, esclusa la filiera dell'alluminio, assunte nel presente studio.

Tabella 5.24 – Livello di metanizzazione del settore industriale nelle diverse configurazioni (%)

Settore industria	2020	2025	2030	2040
<u>Livello di metanizzazione</u>				
BASE	-	23%	37%	37%
DEPOSITI	-	23%	37%	37%
ISOLA	-	38%	48%	48%
CONTINENTE	-	38%	48%	48%
ELETTRICO	-	23%	37%	37%

Tabella 5.25 – Consumo di gas naturale nel settore industriale nelle diverse configurazioni (milioni di m³)

Settore industria	2020	2025	2030	2040
<u>Consumo di gas naturale (milioni di m³)</u>				
BASE	-	150	240	240
DEPOSITI	-	150	240	240
ISOLA	-	247	315	315
CONTINENTE	-	247	315	315
ELETTRICO	-	150	240	240

5.2.4.5 Possibili opzioni per la riattivazione della filiera dell'alluminio

Per la filiera dell'alluminio si ipotizza una riattivazione parziale al 2025 e la piena riattivazione dal 2030.

La riattivazione di Eurallumina comporterebbe un consumo annuo di gas naturale a regime di circa 360 milioni di m³. I fabbisogni energetici di Eurallumina ammontano infatti a circa 300 ktep secondo lo schema qui indicato:

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

A questi si aggiungerebbero i fabbisogni di Sider Alloys (exAlcoa), che sono in questo caso relativi al consumo di 2 TWh di energia elettrica a regime.

Per l'alimentazione della filiera dell'alluminio sono state valutate tre diverse opzioni:

1. **OPZIONE 1:** vapordotto da centrale Enel (200 ktep termici);
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).

Opzione 1: vaporedotto da centrale a carbone ENEL

Nella prima opzione (Tabella 5.26), nelle configurazioni il phase out dal carbone è ritardato al 2030 in Sardegna rispetto all'obiettivo nazionale del 2025, prevedendo una riattivazione di Eurallumina in seguito alla realizzazione del vaporedotto che colleghi la centrale ENEL con l'impianto. Dal 2030 in poi si ipotizza invece che l'impianto si doti di una propria centrale CHP per la produzione di energia (in prevalenza vapore di processo) alimentata a gas naturale con la conversione a metano anche dei forni. Nelle configurazioni CONTINENTE e ISOLA si ipotizza la conversione dei forni al gas naturale già al 2025 e l'alimentazione a gas sarebbe garantita dalla dorsale mentre nelle altre (BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO) sarebbe necessaria la realizzazione di un deposito GNL dedicato. In questa prima opzione Sider Alloys acquisterebbe l'energia elettrica direttamente sul mercato o attraverso altre forme contrattuali.

Tabella 5.26 – Consumo di gas naturale per Eurallumina nell'opzione 1 (milioni di m³)

Eurallumina – OPZIONE 1	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	-	363	363
DEPOSITI	-	-	363	363
ISOLA	-	61	363	363
CONTINENTE	-	61	363	363
ELETTRICO	-	-	363	363

Opzione 2: nuova centrale a gas CHP esterna all'impianto

Nella seconda opzione (Tabella 5.27), in tutte le configurazioni si prevede la riattivazione del polo dell'alluminio dal 2025 in seguito alla realizzazione di una centrale CCGT CHP da circa 250 MW elettrici, esterna allo stabilimento, e dedicata alla filiera dell'alluminio (consumi termici Eurallumina + consumi elettrici Sider Alloys). Nelle configurazioni con un prezzo non allineato al PSV (BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO) si ipotizza che l'impianto Eurallumina continuerà ad alimentare i propri forni con olio BTZ. Nelle configurazioni con prezzo allineato al PSV si ipotizza invece anche la conversione dei forni al gas naturale. In questa opzione il consumo di gas della nuova centrale CCGT CHP (stimato a regime in circa 500 Mm³/anno) è contabilizzato nel settore termoelettrico e non in quello industriale.

Tabella 5.27 – Consumo di gas naturale per Eurallumina nell'opzione 2 (milioni di m³)

Eurallumina – OPZIONE 2	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	-	-	-
DEPOSITI	-	-	-	-
ISOLA	-	61	121	121
CONTINENTE	-	61	121	121
ELETTRICO	-	-	-	-

Opzione 3: nuova centrale a gas CHP interna all'impianto

Nella terza opzione (Tabella 5.28), in tutte le configurazioni si prevede la conversione dei forni e la realizzazione di una centrale interna all'impianto (TG + GVR), con cui produrre 30-40 MW di energia elettrica + vapore di processo (parte prevalente) e che sia alimentata a GNL tramite un deposito locale o a gas naturale tramite la dorsale. Anche in questa terza opzione Sider Alloys acquisterebbe l'energia elettrica direttamente sul mercato o attraverso altre forme contrattuali.

Tabella 5.28 – Consumo di gas naturale per Eurallumina nell'opzione 3 (milioni di m³)

Eurallumina – OPZIONE 3	2020	2025	2030	2040
Consumo di gas naturale (milioni di m³)				
BASE	-	182	363	363
DEPOSITI	-	182	363	363
ISOLA	-	182	363	363
CONTINENTE	-	182	363	363
ELETTRICO	-	182	363	363

Opzione 4: non riattivazione della filiera dell'alluminio

Infine, è stato analizzato un quarto caso in cui non vi sono consumi di gas associati alla filiera dell'alluminio.

5.2.4.6 Livelli di elettrificazione nel settore industria

Come livello di elettrificazione dei consumi del settore industriale è stata presa come riferimento, in tutte le configurazioni, la declinazione dello scenario nazionale PNIEC per la regione Sardegna (Tabella 5.29). Nel settore industriale il livello di elettrificazione della regione è in linea con la media nazionale. Per il settore industriale non sono stati ipotizzati nello studio interventi specifici per aumentare il livello di elettrificazione dei consumi. L'andamento oscillante del livello di elettrificazione del settore industriale in Sardegna (Tabella 5.29), per le quattro opzioni relative alla riattivazione della filiera dell'alluminio, si spiega come di seguito.

- Nell'opzione 1, al 2025, la ripartenza seppur parziale di Sider Alloys fa crescere i consumi elettrici crescono portando il livello di elettrificazione complessivo al 44% perché una quota dei consumi termici di Eurallumina è contabilizzata nel settore termoelettrico (vaporkdotto dalla centrale a carbone). Dal 2030 con la completa contabilizzazione dei consumi termici di Eurallumina nel settore industriale il livello di elettrificazione si riduce; questo avviene anche in concomitanza a un aumento dell'efficienza per gli usi elettrici.
- Nell'opzione 2 una quota dei consumi termici di Eurallumina è invece sempre contabilizzata nel settore termoelettrico (calore cogenerato da centrale CHP a gas); nonostante un aumento dell'efficienza per gli usi elettrici il livello di elettrificazione cresce nel tempo per la riattivazione di Sider Alloys.
- Nell'opzione 3 tutti i consumi termici di Eurallumina sono contabilizzati nel settore industriale già dal 2025. Come per l'opzione 1, la crescita dei consumi termici e aumento dell'efficienza per gli usi elettrici fa scendere leggermente il livello di elettrificazione nel tempo.
- Nell'opzione 4, senza la ripartenza della filiera dell'alluminio, si registra infine una leggera decrescita dell'elettrificazione per l'aumento dell'efficienza per gli usi elettrici.

Tabella 5.29 - Livello di elettrificazione del settore industria nello scenario nazionale PNIEC e declinazione per la regione Sardegna (%)

	2020	2025	2030	2040
ITA	37%	37%	38%	38%
SAR (PNIEC, stima RSE), opzione 1	39%	44%	37%	37%
SAR (PNIEC, stima RSE), opzione 2	39%	44%	47%	47%
SAR (PNIEC, stima RSE), opzione 3	39%	38%	37%	37%
SAR (PNIEC, stima RSE), opzione 4	39%	38%	37%	37%

5.2.5 Settore termoelettrico

La configurazione del sistema elettrico sardo, analizzata da RSE per l'anno 2030, prevede un parco termoelettrico con circa 500 MW di nuovi OCGT alimentati a gas naturale. Dalle simulazioni effettuate, il consumo annuo di gas naturale attribuibile a questi nuovi OCGT risulta pari a circa 130 milioni di m³/anno.

Nell'opzione 2 di ripartenza della filiera dell'alluminio, si prevede inoltre la realizzazione di una nuova centrale CHP da circa 250 MW dedicata alla filiera che a regime consumerebbe circa 500 milioni di m³ anno di gas naturale per la produzione dell'energia elettrica destinata a Sider Alloys e il calore destinato a Eurallumina.

Lato infrastrutture, oltre agli esistenti collegamenti già esistenti o approvati (SAPEI e SA.CO.I. 3), è previsto nel piano di sviluppo di Terna un nuovo cavo HVDC che connetta la parte sud della rete elettrica della Sardegna con la parte ovest della rete elettrica della Sicilia e da qui con 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. Dunque, non sono stati inclusi né i costi dell'infrastruttura né i possibili benefici derivanti da una maggiore magliatura della rete di trasmissione come la riduzione dei costi relativi al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e la riduzione delle overgeneration. La ripartizione a livello regionale di tali benefici sarebbe peraltro affetta da una pesante convenzionalità.

La presenza o assenza del Tyrrhenian Link ha però 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 tutte le configurazioni infrastrutturali studiate, la doppia possibilità, con presenza o assenza del Tyrrhenian Link.

Le simulazioni sul sistema elettrico, condotte da RSE, per l'anno 2030, considerano attuata l'estensione alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) di nuove risorse¹⁰. Le simulazioni tengono quindi conto di un quadro regolatorio per il quale anche FRNP, sistemi di accumulo elettrochimico, generazione distribuita, ecc... partecipino in misura significativa alla fornitura di servizi di dispacciamento. Il coinvolgimento di nuove risorse per la fornitura dei servizi di riserva, tradizionalmente forniti dai gruppi termoelettrici dispacciabili, è da tempo previsto o auspicato [26] [27] [28] e ha cominciato a vedere le prime implementazioni [29] (questo approccio è in linea con quanto indicato nel PNIEC).

Si considera anche che gran parte delle necessità di ricorso agli impianti essenziali nell'isola, per la regolazione della tensione, possa essere risolta anche grazie all'installazione di compensatori sincroni, alcuni già installati da Terna e previsti nel PdS 2020¹¹.

In base alle analisi effettuate, le differenze in termini di volumi necessari per il termoelettrico sull'isola nelle due condizioni risultano ridotte (circa 100 Mm³/anno), delineando, dunque, per il Tyrrhenian Link funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che allo scambio di rilevanti quantità di energia.

¹⁰ Questa ipotesi introduce delle differenze rispetto alle analisi effettuate da Terna e riportate nel PdS 2018 e determina un dispacciamento che ha minor bisogno di impianti termoelettrici in funzione.

¹¹ Questa ipotesi introduce delle differenze rispetto alle analisi effettuate da Terna e riportate nel PdS 2018 e determina un dispacciamento che ha minor bisogno di impianti termoelettrici in funzione soprattutto negli scenari senza TL.

6 IMPATTO SUL SISTEMA ENERGETICO

L'impatto sul sistema energetico della Sardegna delle diverse configurazioni infrastrutturali è valutato andando ad osservare la variazione dei consumi energetici nei diversi settori di uso finale (paragrafo 6.1) e in particolare la metanizzazione della regione (paragrafo 6.2). Infine, come confronto, si riportano gli scenari di metanizzazione previsti nel PEARS 2015-2030 della Sardegna (paragrafo 6.3).

6.1 Consumi energetici finali

Per valutare gli impatti sul sistema energetico della Sardegna è necessario quantificare il mix dei consumi finali di energia, includendo tutti i settori di uso finale. Nei seguenti paragrafi si riportano i consumi energetici finali stimati per i diversi settori per gli anni 2020, 2030 e 2040.

6.1.1 Consumi energetici finali: settore residenziale

La Figura 6.1, la Figura 6.2, la Figura 6.3 e la Figura 6.4 mostrano i consumi energetici finali stimati per il settore residenziale nelle diverse configurazioni studiate. Dai grafici si nota la progressiva riduzione nel tempo dei combustibili fossili tradizionalmente utilizzati in Sardegna quali gasolio e GPL e la loro sostituzione da parte sia del gas naturale sia dell'energia elettrica.

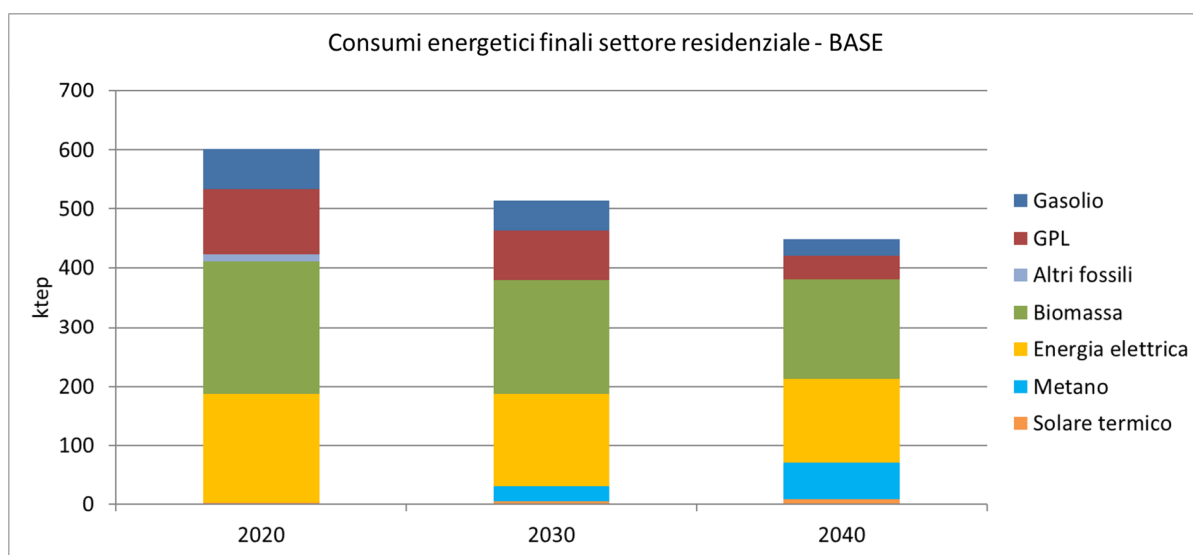


Figura 6.1 – Consumi energetici finali settore residenziale (BASE)

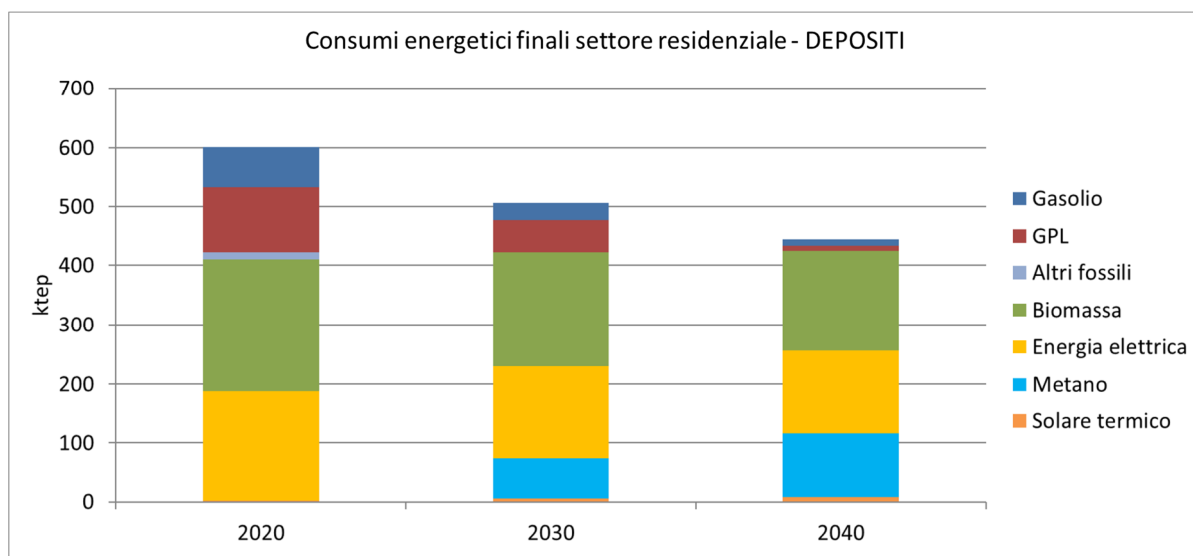


Figura 6.2 – Consumi energetici finali settore residenziale (DEPOSITI)

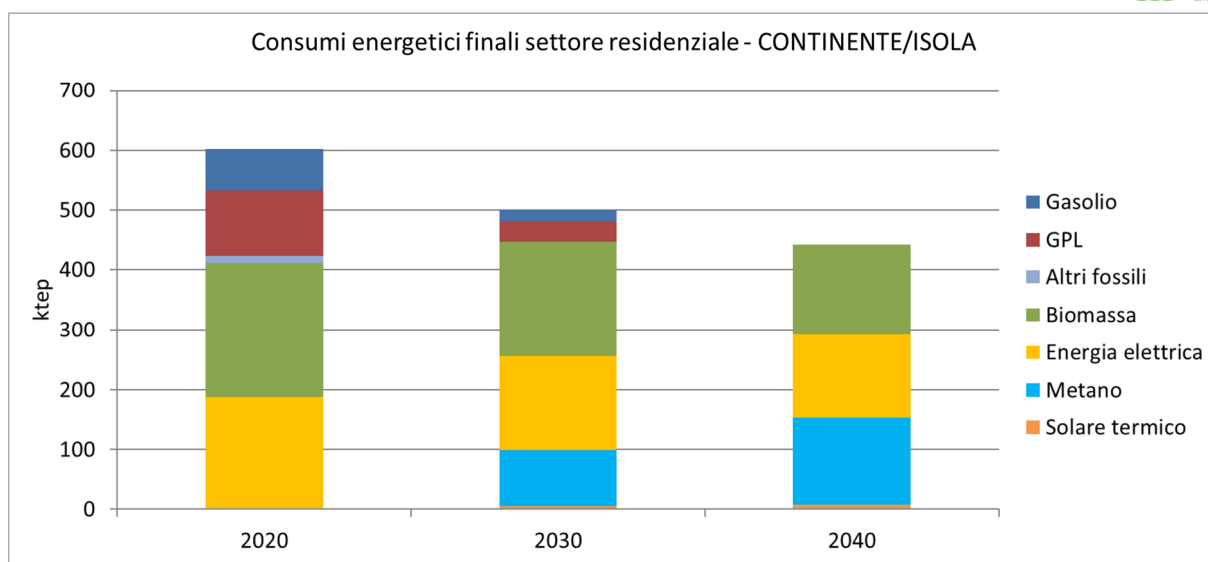


Figura 6.3 – Consumi energetici finali settore residenziale (CONTINENTE/ISOLA)

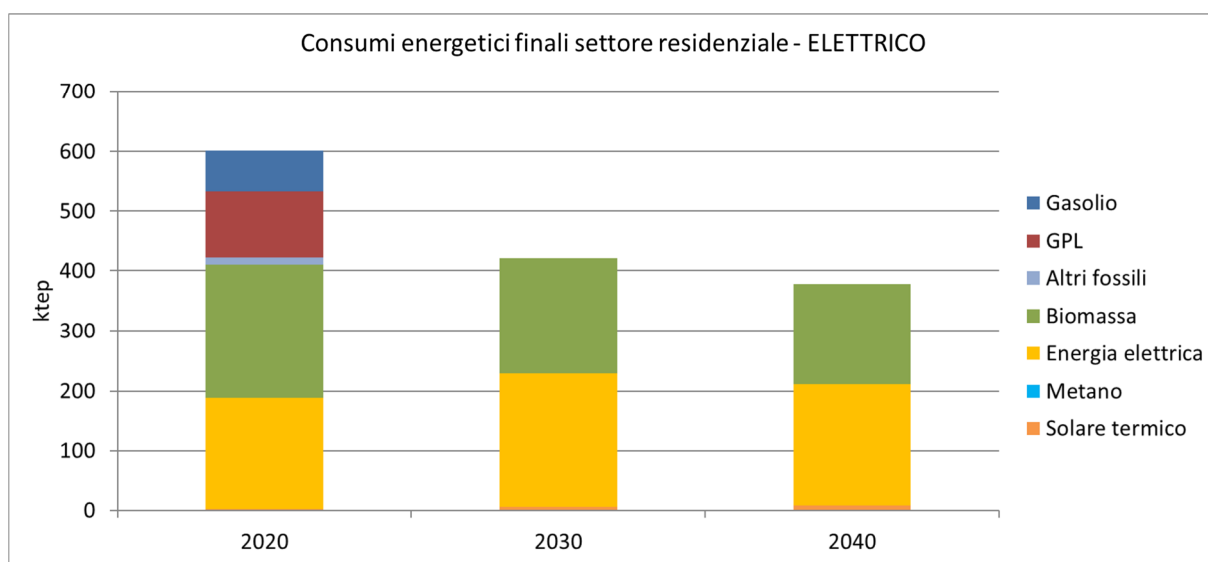


Figura 6.4 – Consumi energetici finali settore residenziale (ELETTRICO)

6.1.2 Consumi energetici finali: settore terziario

La Figura 6.5, la Figura 6.6, la Figura 6.7 e la Figura 6.8 mostrano i consumi energetici finali stimati per il settore terziario nelle diverse configurazioni studiate. Dai grafici si nota la progressiva riduzione nel tempo dei combustibili fossili tradizionalmente utilizzati in Sardegna quali gasolio e GPL e la loro sostituzione da parte sia del gas naturale sia dell'energia elettrica. Come già descritto in precedenza, il settore terziario è già fortemente elettrificato in Sardegna e le prospettive di penetrazione del metano sono quindi limitate rispetto al settore residenziale. Al 2040 i consumi crescono leggermente, rispetto al 2030, per le ipotesi di crescita del valore aggiunto settoriale assunte in linea con lo scenario PNIEC.

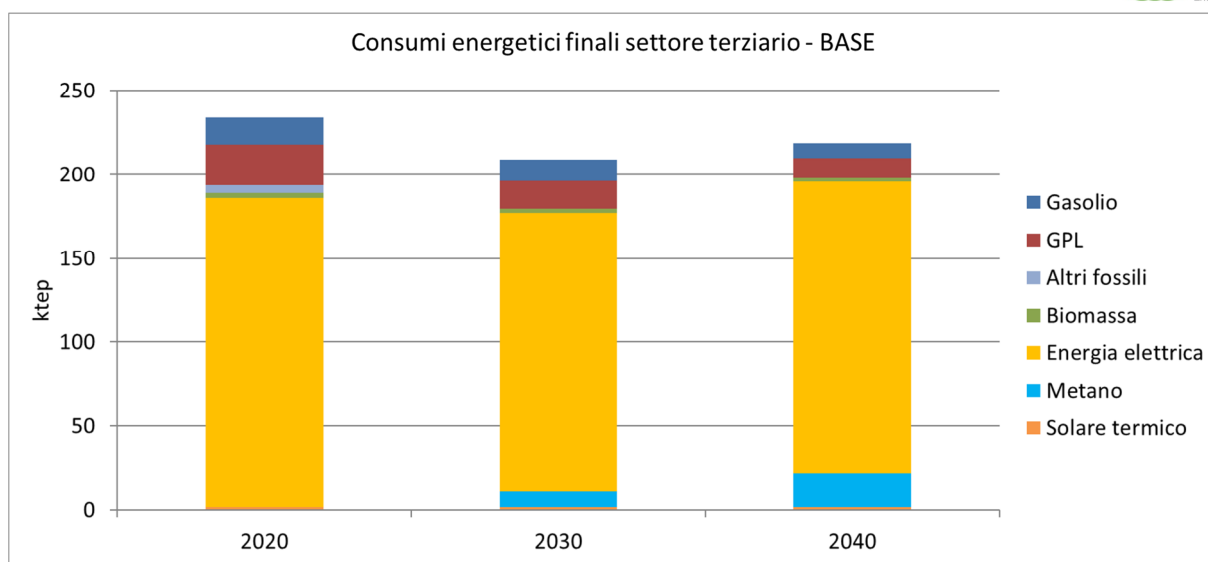


Figura 6.5 – Consumi energetici finali settore terziario (BASE)

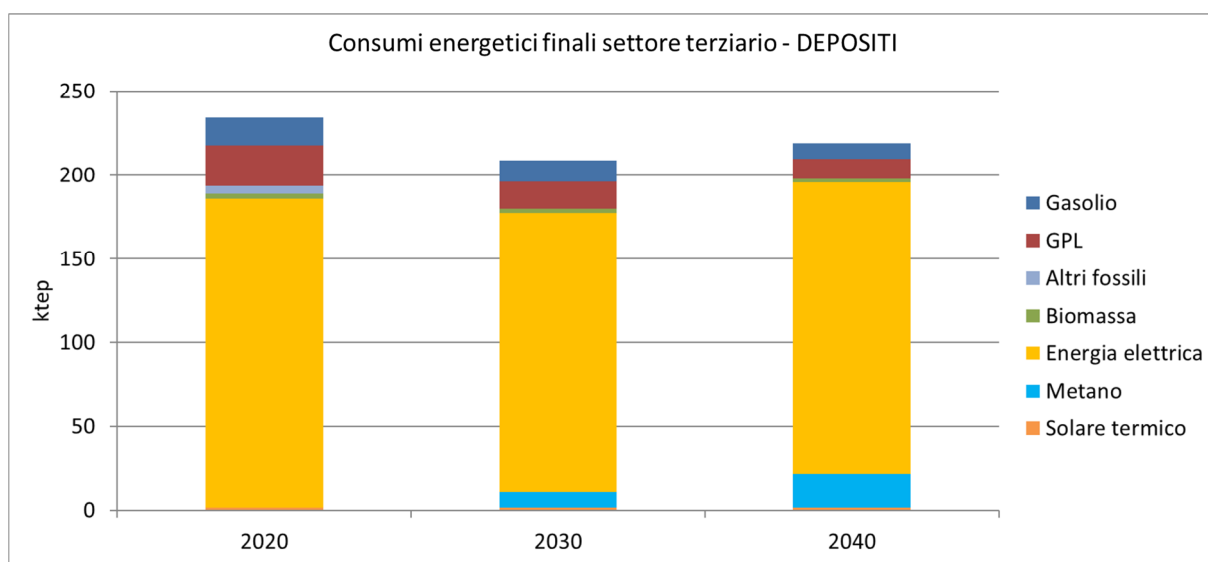


Figura 6.6 – Consumi energetici finali settore terziario (DEPOSITI)

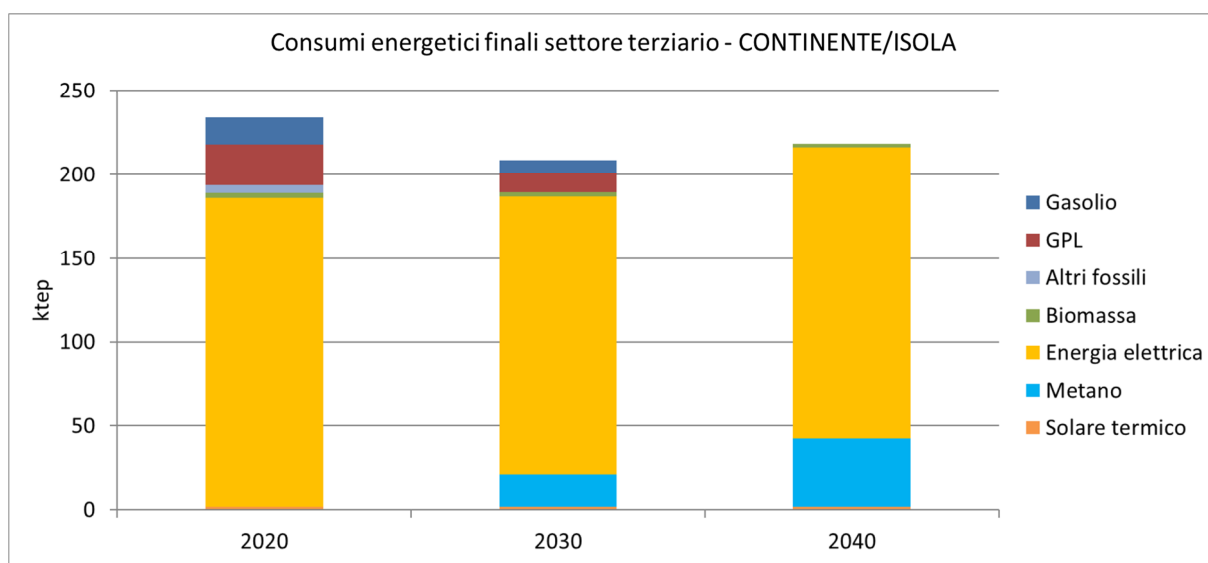


Figura 6.7 – Consumi energetici finali settore terziario (CONTINENTE/ISOLA)

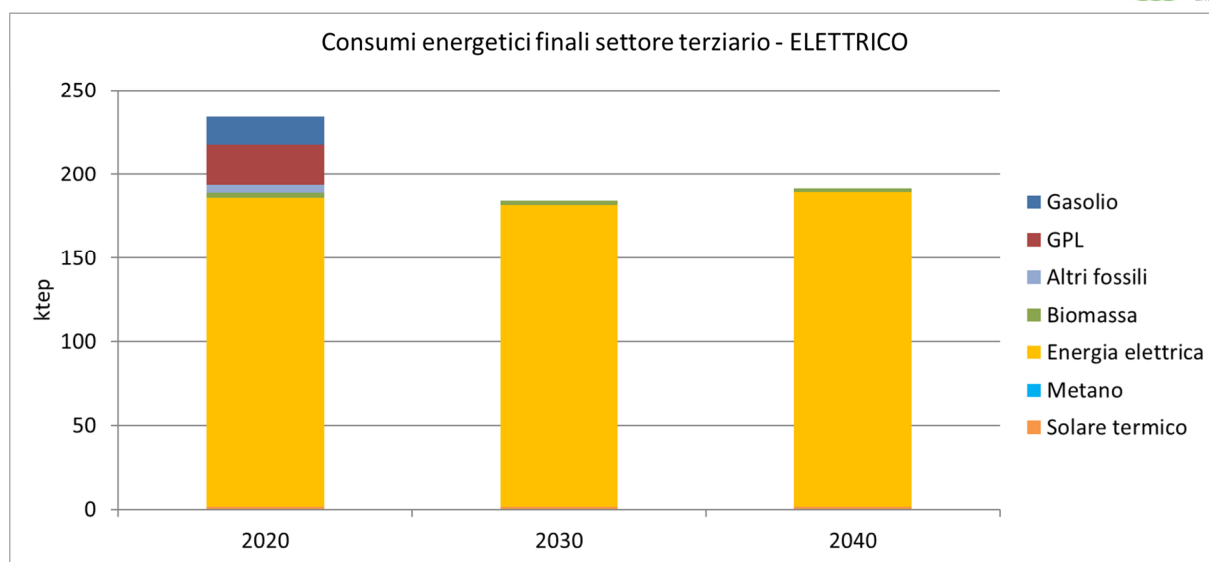


Figura 6.8 – Consumi energetici finali settore terziario (ELETTRICO)

6.1.3 Consumi energetici finali: settore trasporti

La Figura 6.9, la Figura 6.10, la Figura 6.11 e la Figura 6.12 mostrano i consumi energetici finali stimati per il settore trasporti nelle diverse configurazioni studiate. Dai grafici si nota la progressiva riduzione nel tempo dei combustibili fossili tradizionalmente utilizzati quali benzina, gasolio e GPL e la loro sostituzione da parte sia del gas naturale sia dell'energia elettrica. Si nota inoltre una riduzione del consumo di olio combustibile nel settore marittimo con diverse prospettive nelle configurazioni.

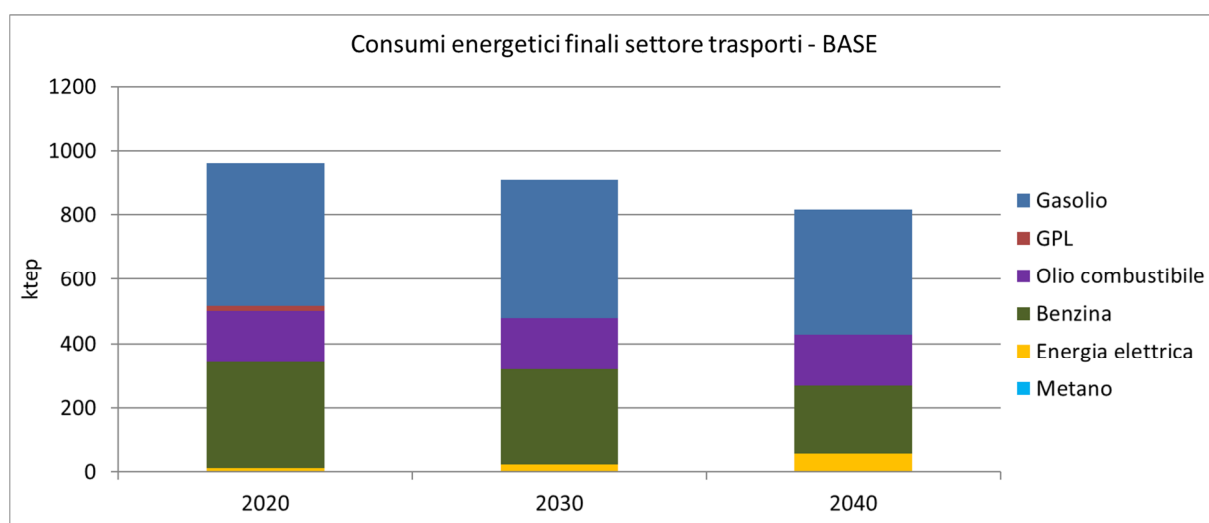


Figura 6.9 – Consumi energetici finali settore trasporti (BASE)

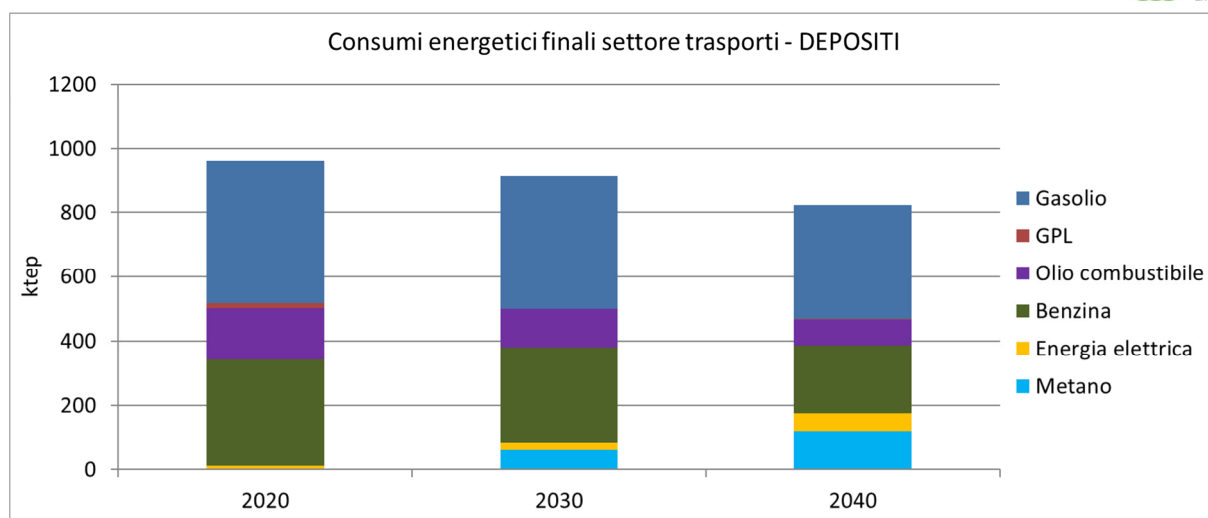


Figura 6.10 – Consumi energetici finali settore trasporti (DEPOSITI)

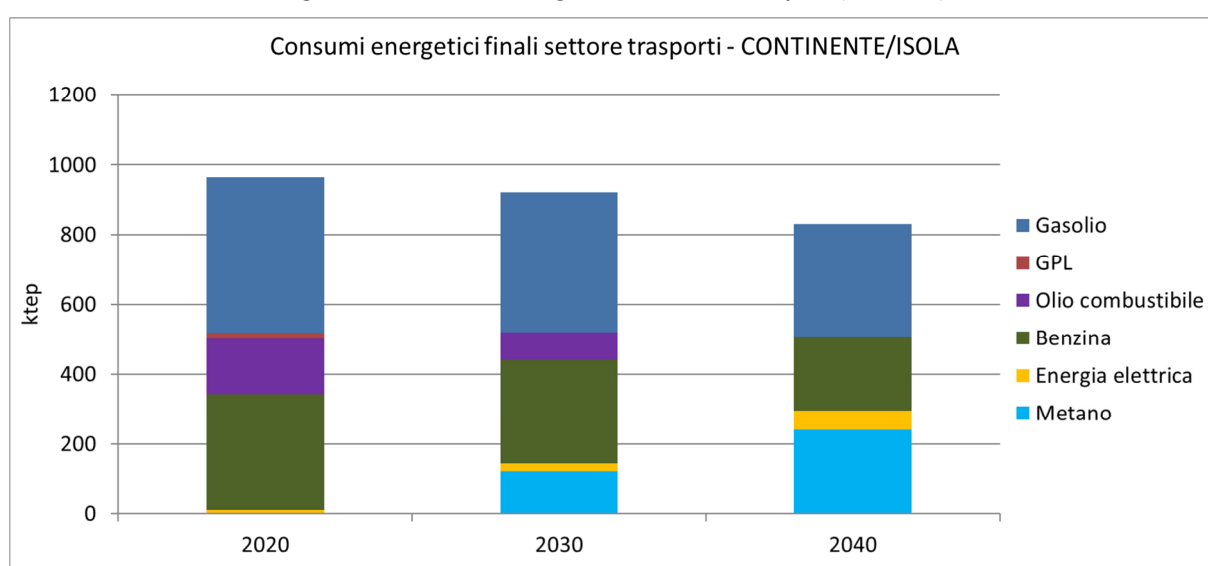


Figura 6.11 – Consumi energetici finali settore trasporti (CONTINENTE/ISOLA)

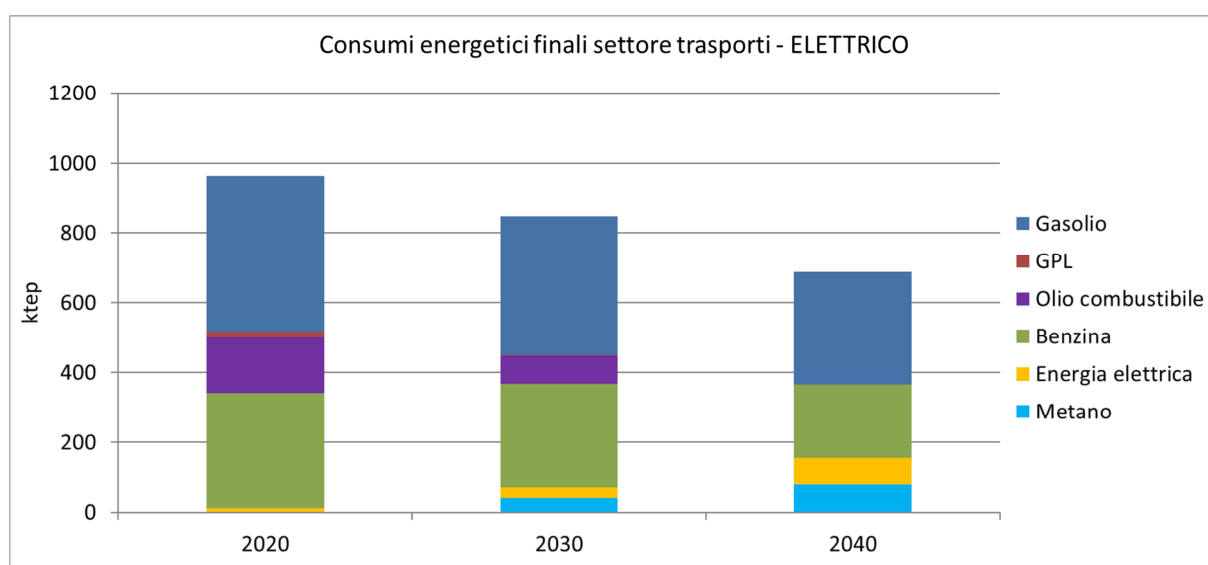


Figura 6.12 – Consumi energetici finali settore trasporti (ELETTRICO)

6.1.4 Consumi energetici finali: settore Industria

Per il settore industriale si presentano le quattro opzioni analizzate relative alla ripartenza della filiera dell'alluminio. Queste hanno un impatto sia a livello dei consumi del settore industriale sia a livello dei consumi del settore termoelettrico.

6.1.4.1 Opzione 1

Nell'opzione 1 si ipotizza uno spostamento del phase out dal carbone in Sardegna al 2030 rispetto all'obiettivo nazionale del 2025 definito dal PNIEC. In questa opzione, la ripartenza di Eurallumina avverrebbe importando la quota di calore necessaria allo stabilimento attraverso un vaporedotto che lo collega alla centrale ENEL a carbone. Nelle configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO si ipotizza che i forni di Eurallumina continuino ad essere alimentati con olio BTZ fino al 2030 mentre nelle configurazioni ISOLA e CONTINENTE questi sarebbero convertiti a gas. Dal 2030, in seguito al phase out dal carbone l'impianto continuerebbe a funzionare, in tutte le configurazioni, passando al gas naturale grazie all'installazione di una centrale CHP interna allo stabilimento. La Figura 6.13, la Figura 6.14, la Figura 6.15 e la Figura 6.16 mostrano i consumi energetici finali del settore industriale al 2020, 2030 e 2040 in questa prima opzione di ripartenza della filiera dell'alluminio.

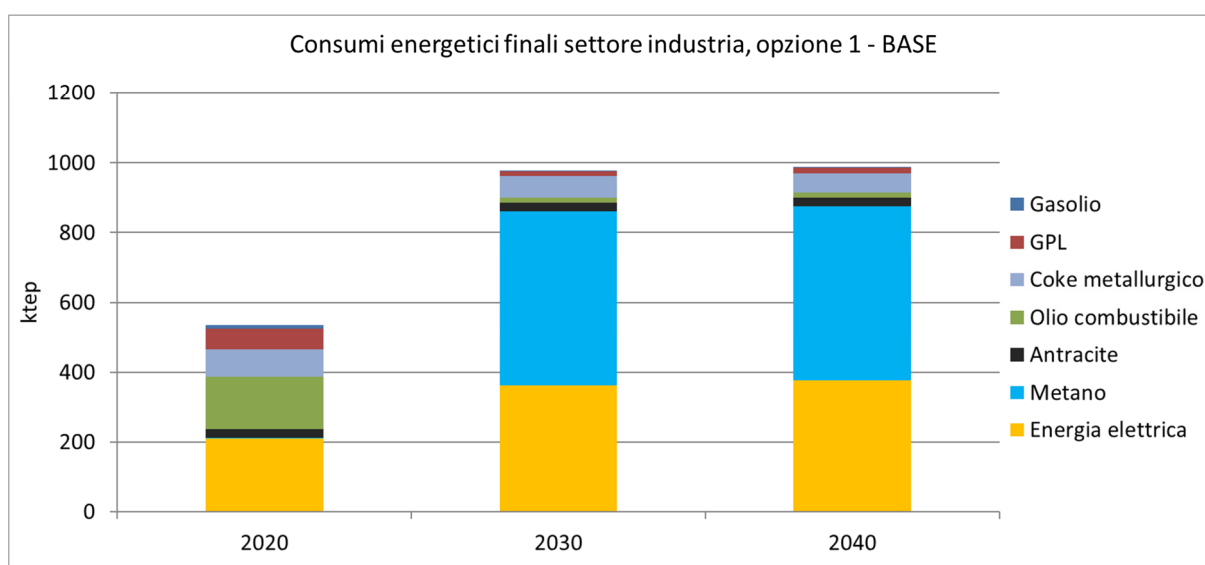


Figura 6.13 – Consumi energetici finali industria, opzione 1 (BASE)

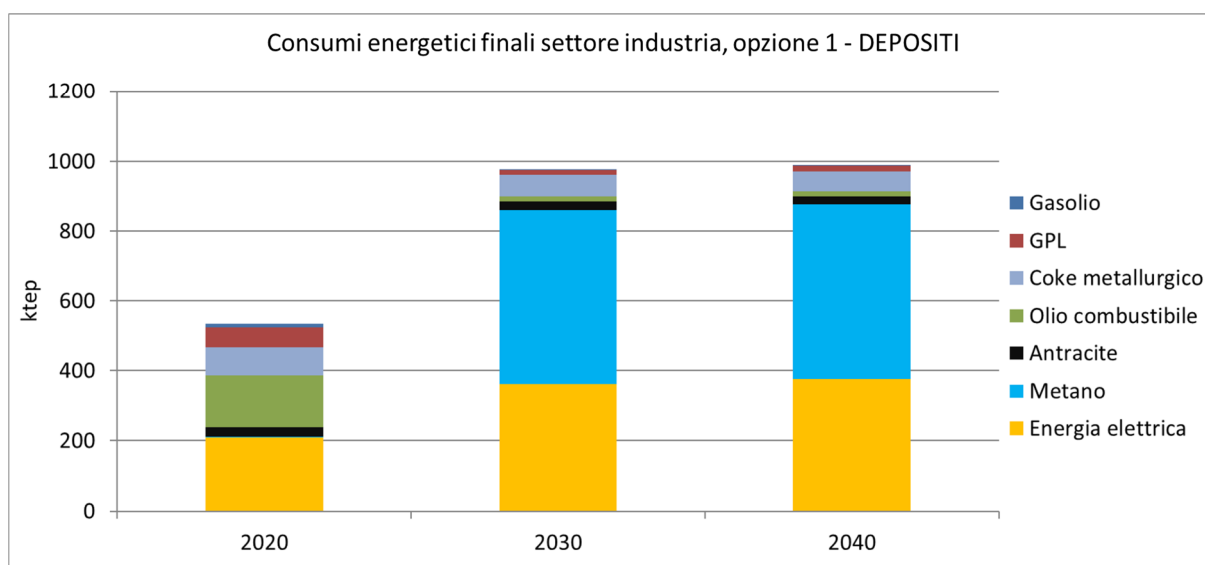


Figura 6.14 – Consumi energetici finali industria, opzione 1 (DEPOSITI)

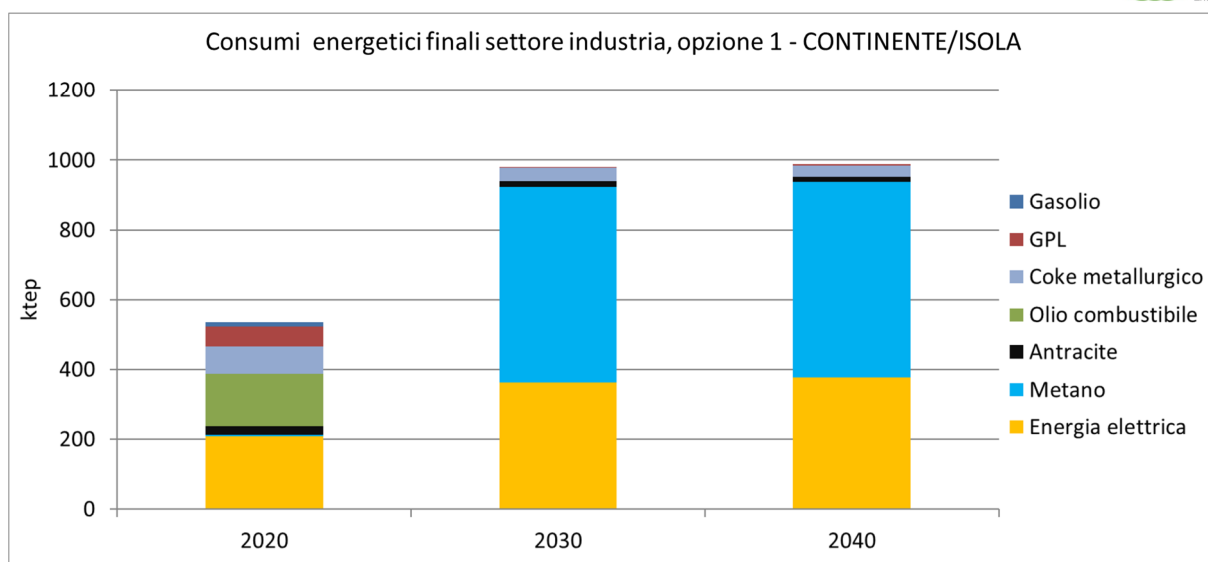


Figura 6.15 – Consumi energetici finali industria, opzione 1 (CONTINENTE/ISOLA)

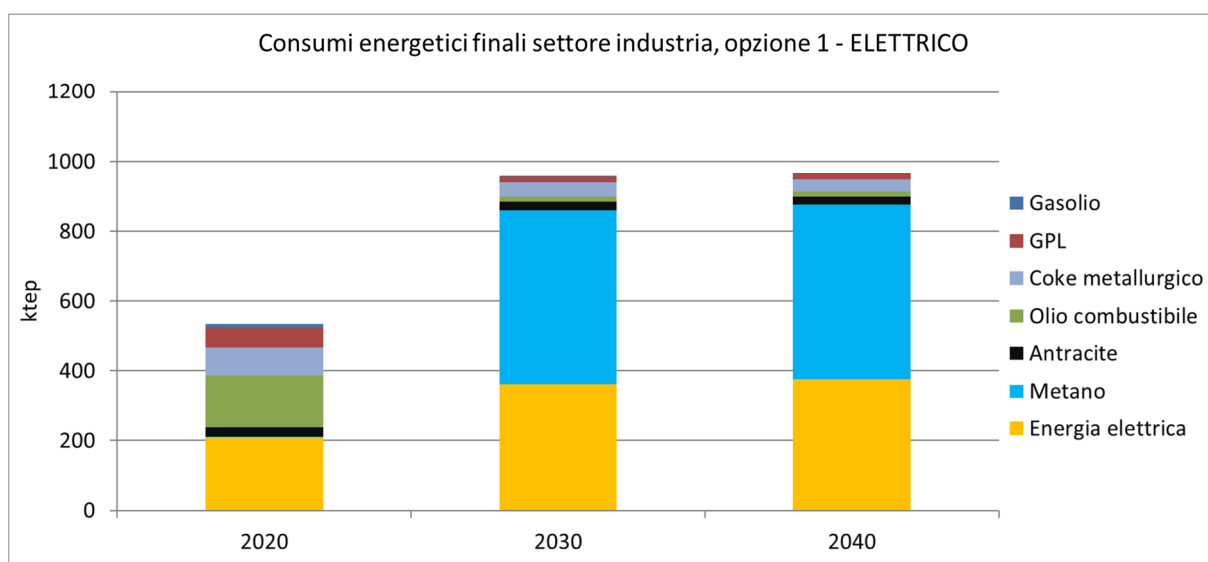


Figura 6.16 – Consumi energetici finali industria, opzione 1 (ELETTRICO)

6.1.4.2 Opzione 2

In questa ipotesi si prevede la costruzione di una centrale termoelettrica cogenerativa CCGT da 250 MW elettrici dedicata alla filiera dell'alluminio. La produzione di energia elettrica sarebbe prevalentemente dedicata allo stabilimento Sider Alloys (exALCOA) mentre il calore cogenerato sarebbe inviato allo stabilimento Eurallumina. In questa opzione, nelle configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO, si ipotizza che i forni di Eurallumina continuino ad essere alimentati con olio BTZ mentre nelle configurazioni ISOLA e CONTINENTE è prevista la conversione di questi al gas naturale. I volumi di gas consumati dalla centrale CHP non compaiono in questi grafici in quanto contabilizzati nel settore termoelettrico. La Figura 6.17, la Figura 6.18, la Figura 6.19 e la Figura 6.20 mostrano i consumi energetici finali del settore industriale al 2020, 2030 e 2040 in questa seconda opzione di ripartenza della filiera dell'alluminio.

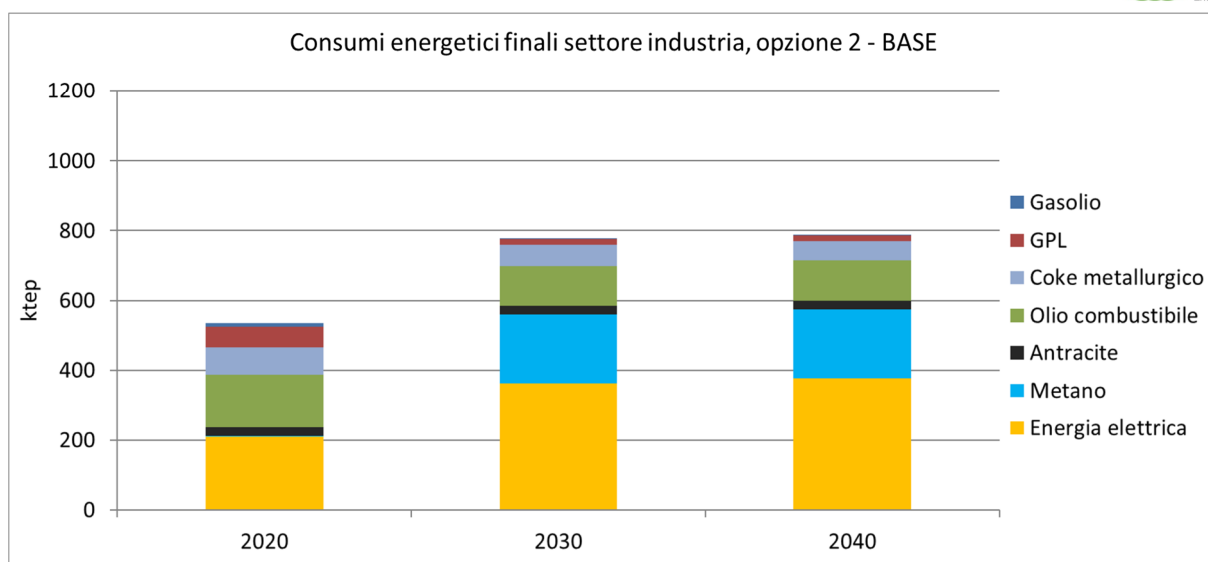


Figura 6.17 – Consumi energetici finali industria, opzione 2 (BASE)

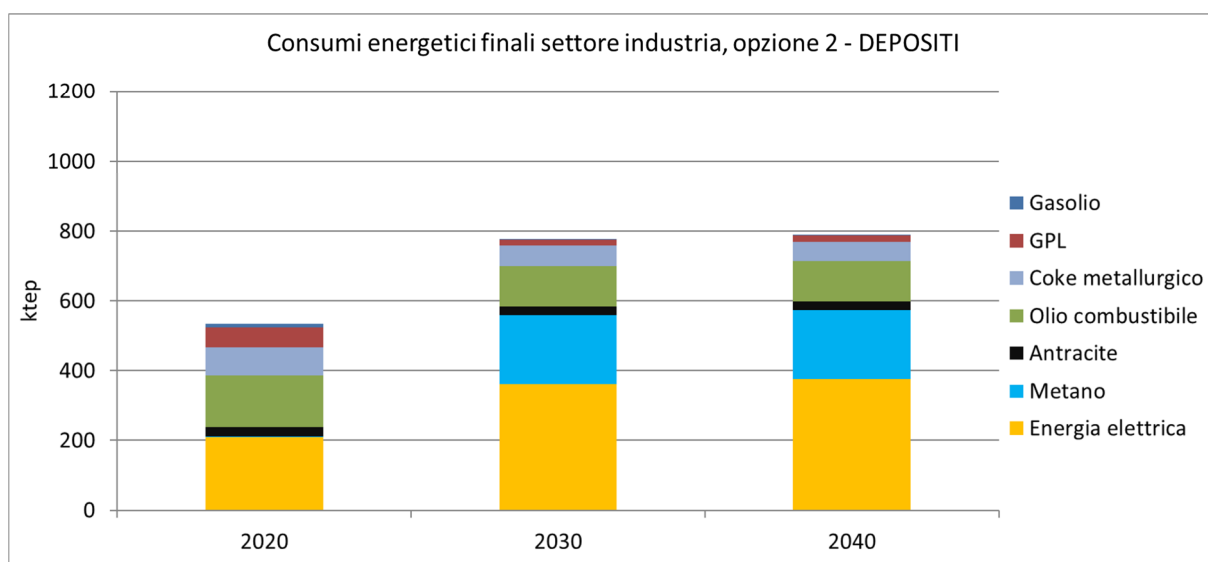


Figura 6.18 – Consumi energetici finali industria, opzione 2 (DEPOSITI)

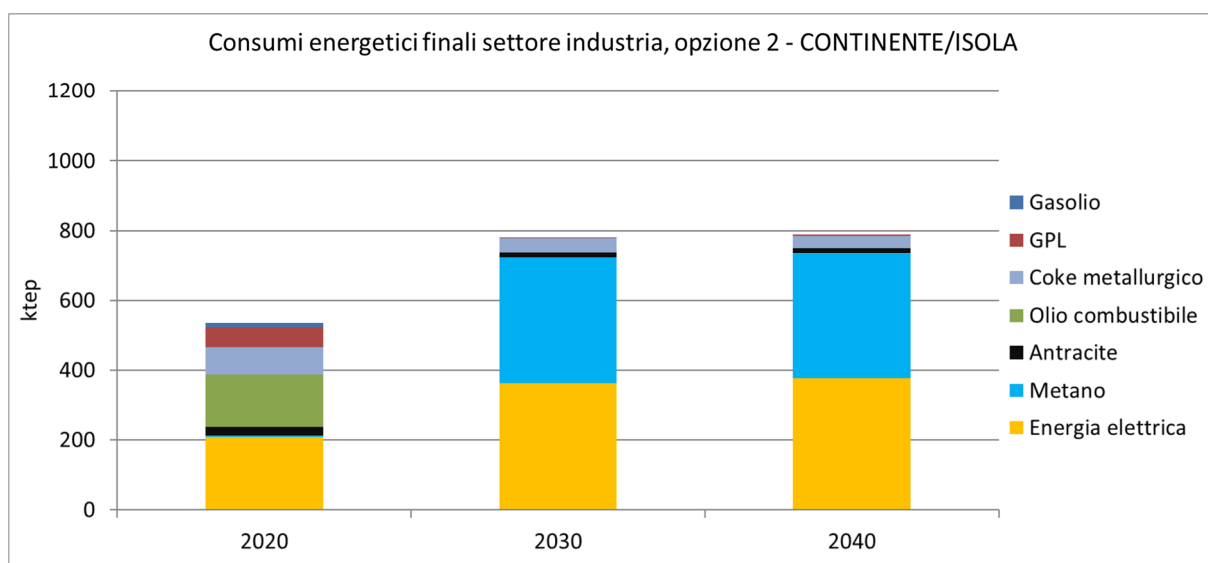


Figura 6.19 – Consumi finali energetici industria, opzione 2 (CONTINENTE/ISOLA)

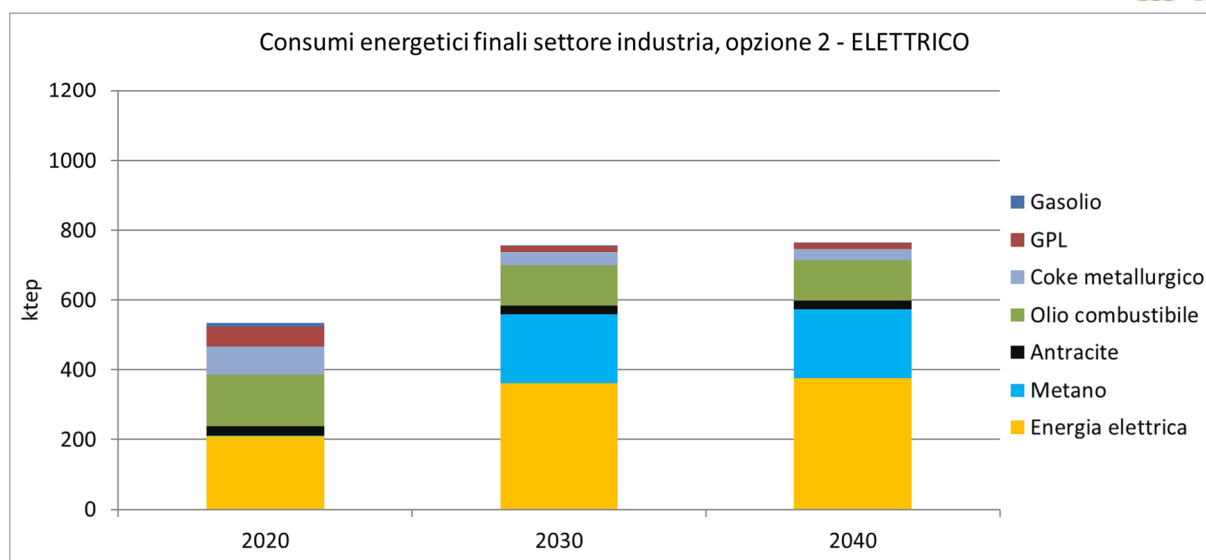


Figura 6.20 – Consumi energetici finali industria, opzione 2 (ELETTRICO)

6.1.4.3 Opzione 3

In questa terza opzione si prevede che Eurallumina costruisca all'interno del proprio stabilimento una propria centrale termoelettrica CHP a gas dedicata alla generazione di energia per i propri fabbisogni. In questa soluzione si prevede, per tutte le configurazioni, che Eurallumina riparta da subito utilizzando gas naturale (sia per la generazione del calore sia per l'utilizzo diretto nei forni) indipendentemente dalle condizioni di prezzo previste nelle diverse configurazioni analizzate. La Figura 6.21, la Figura 6.22, la Figura 6.23 e la Figura 6.24 mostrano i consumi energetici finali del settore industriale al 2020, 2030 e 2040 in questa terza opzione di ripartenza della filiera dell'alluminio.

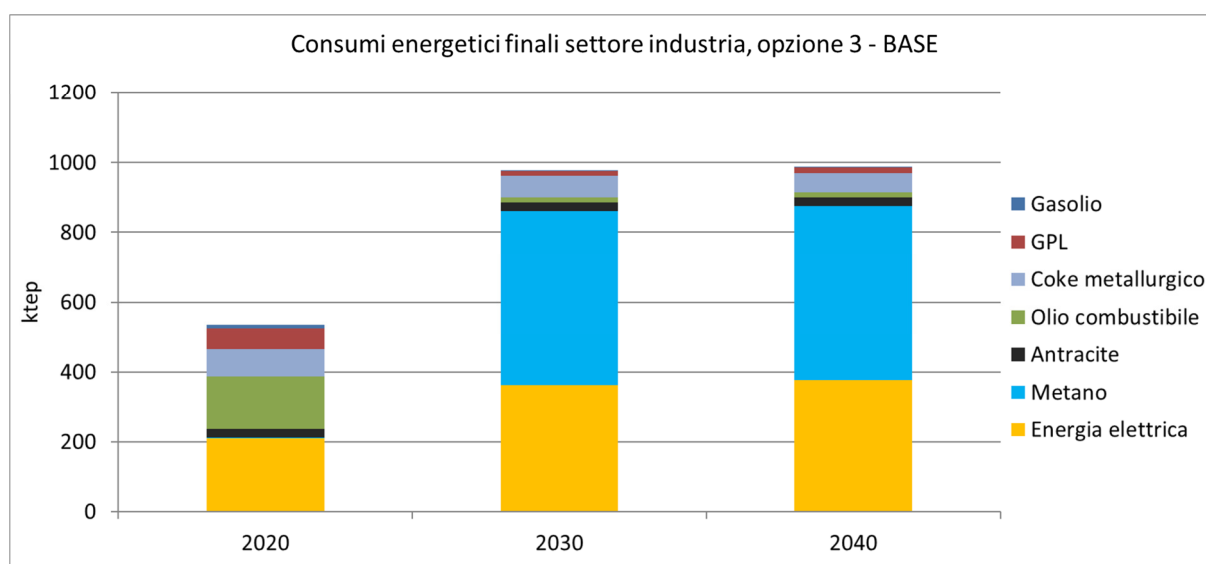


Figura 6.21 – Consumi energetici finali industria, opzione 3 (BASE)

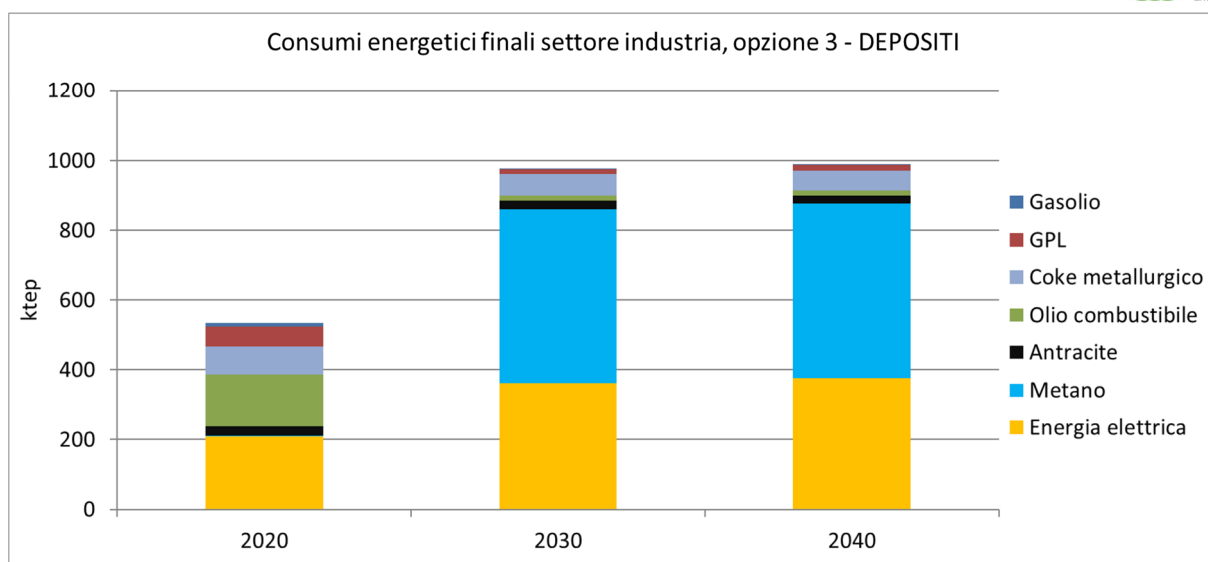


Figura 6.22 – Consumi energetici finali industria, opzione 3 (DEPOSITI)

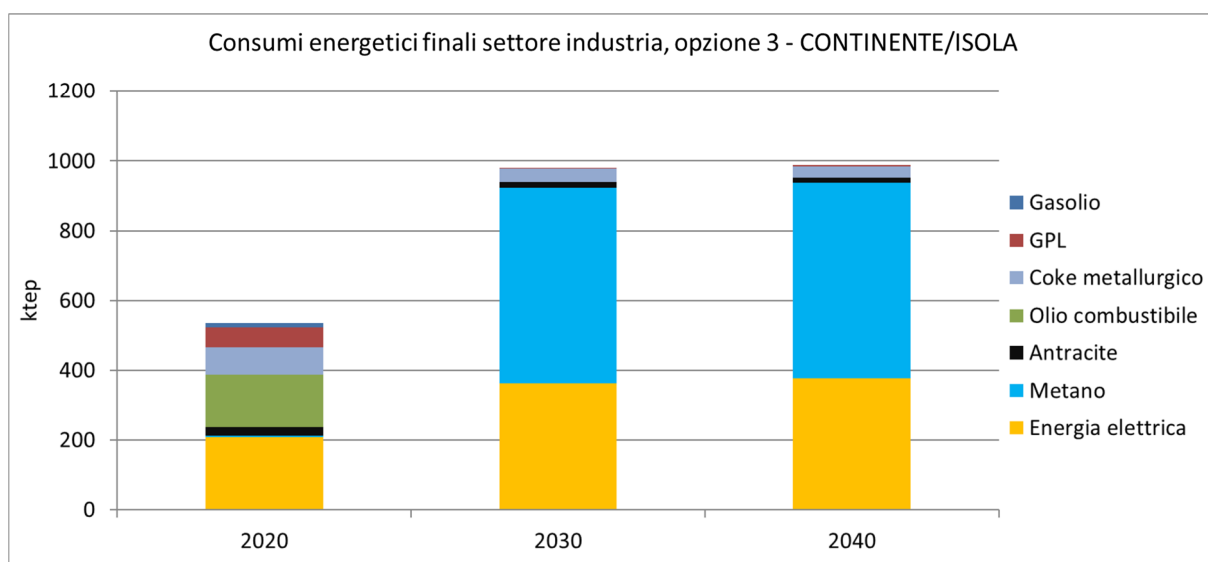


Figura 6.23 – Consumi energetici finali industria, opzione 3 (CONTINENTE/ISOLA)

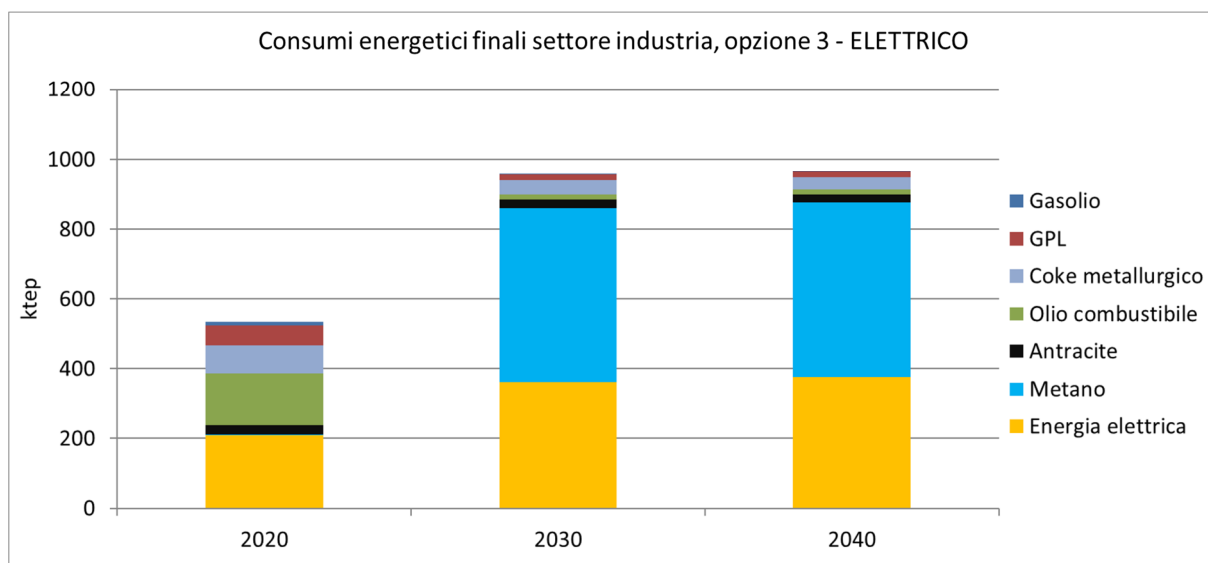


Figura 6.24 – Consumi energetici finali industria, opzione 3 (ELETTRICO)

6.1.4.4 Opzione 4

In questa quarta opzione non si prevede la ripartenza né di Eurallumina né di Sider Alloys. I consumi energetici finali riportati nella Figura 6.25, Figura 6.26, Figura 6.27 e Figura 6.28 non includono quindi, a differenza delle altre opzioni, quelli relativi alla filiera dell'alluminio.

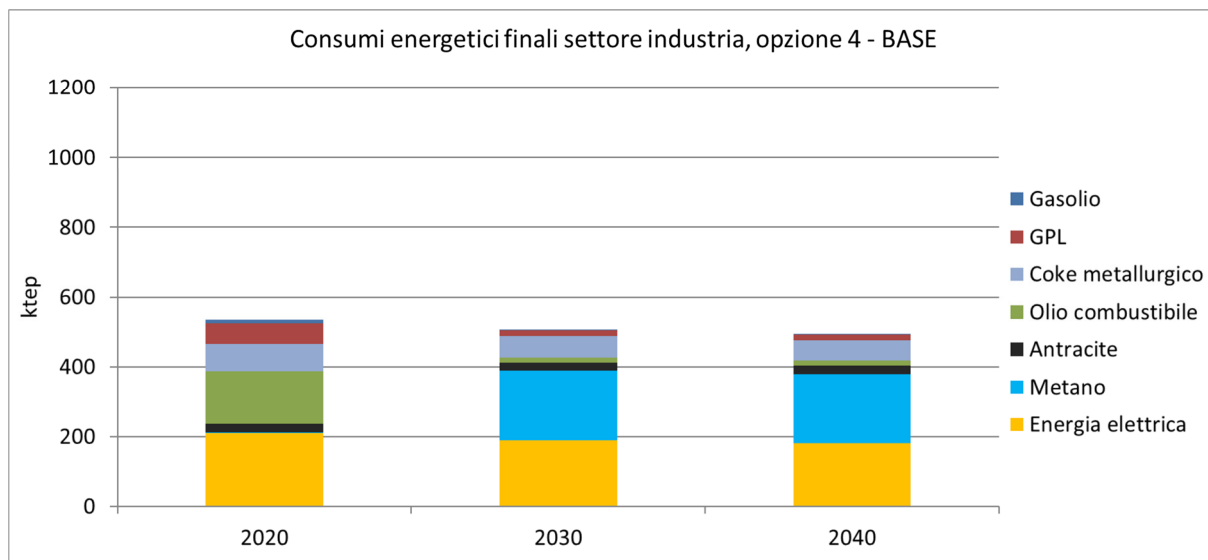


Figura 6.25 – Consumi energetici finali industria, opzione 4 (BASE)

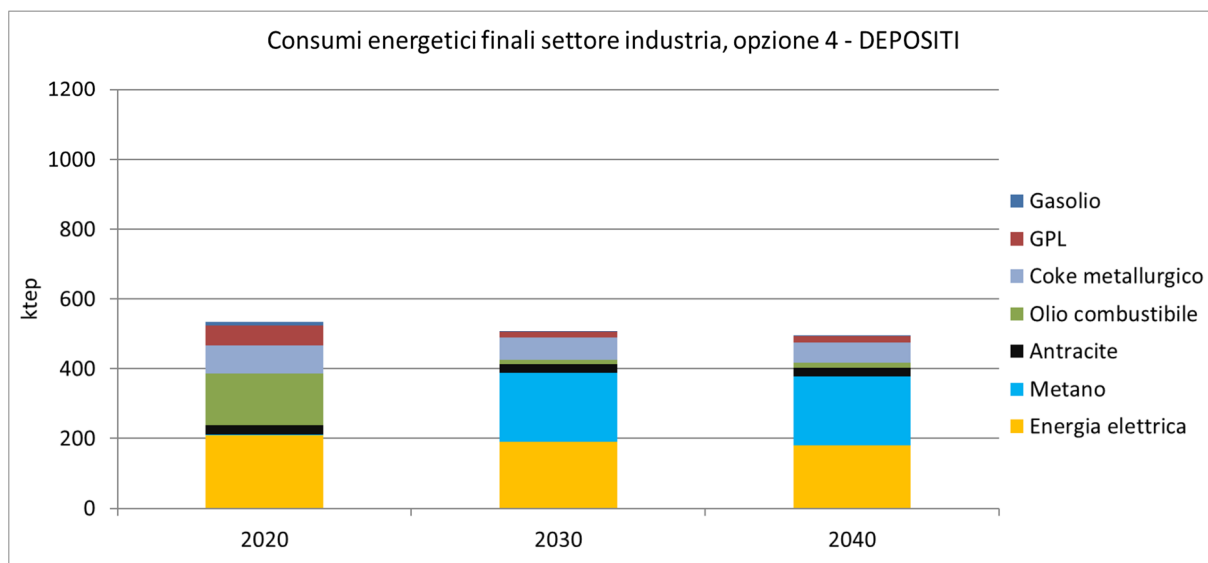


Figura 6.26 – Consumi energetici finali industria, opzione 4 (DEPOSITI)

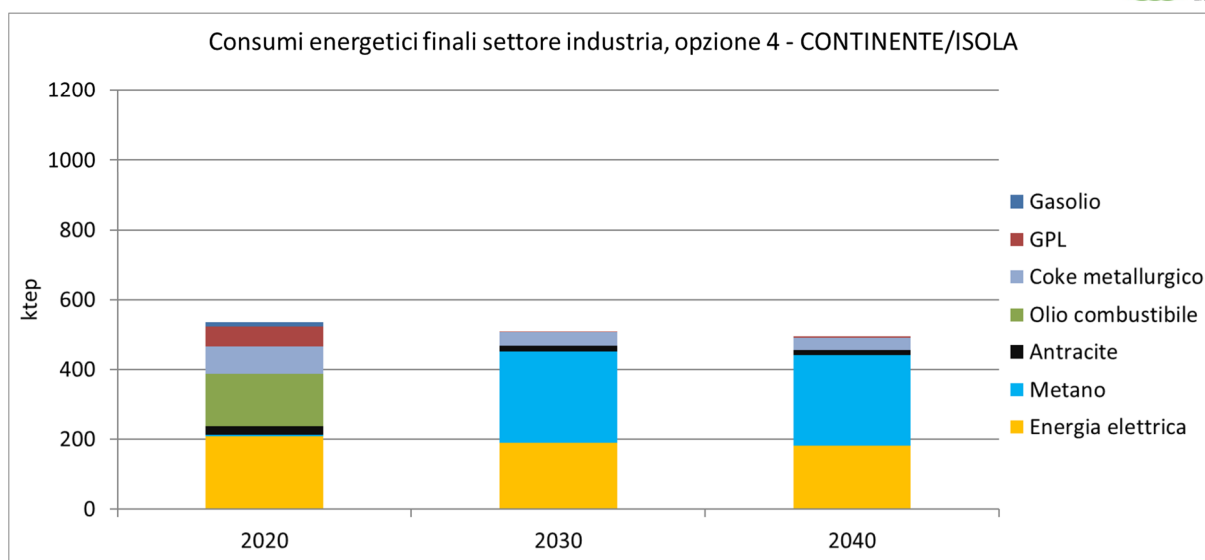


Figura 6.27 – Consumi energetici finali industria, opzione 4 (CONTINENTE/ISOLA)

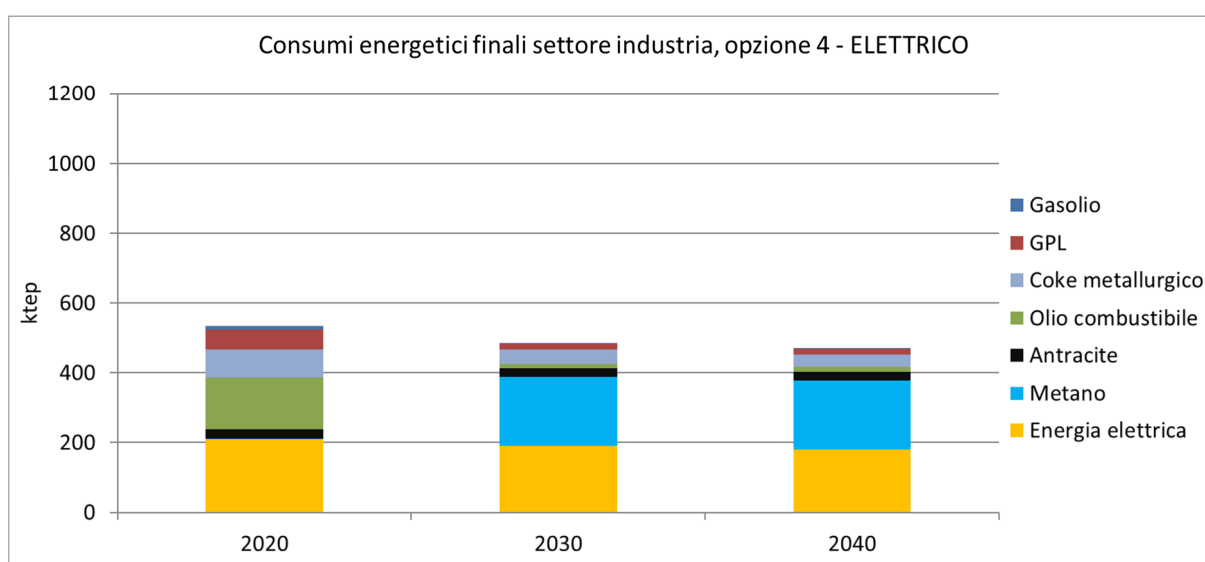


Figura 6.28 – Consumi energetici finali industria, opzione 4 (ELETTRICO)

6.1.5 Consumi energetici finali: totali

La Figura 6.29, la Figura 6.30, la Figura 6.31 e la Figura 6.32 mostrano infine l'evoluzione dei consumi energetici finali totali¹² nelle diverse configurazioni. I consumi del settore industriale riportati in queste figure sono al netto di quelli della filiera dell'alluminio per la quale si ipotizza una ripresa e quindi una crescita dei consumi. Complessivamente nelle configurazioni BASE, DEPOSITI e CONTINENTE/ISOLA i consumi energetici finali si riducono di circa l'8% al 2030 e del 15% al 2040 rispetto al valore stimato per il 2020. Nella configurazione ELETTRICO i consumi si riducono ulteriormente per la crescita dell'elettrificazione con una riduzione del 14% al 2030 e del 21% al 2040 rispetto ai valori stimati per il 2020. Nello scenario nazionale PNIEC i consumi energetici finali si riducono dell'11% al 2030 e del 19% al 2040 rispetto ai valori stimati per il 2020.

Gli interventi analizzati negli scenari di questo studio sono in linea con quelli promossi dal Piano Energia e Clima. Si segnala, tuttavia, che un confronto puntuale tra gli obiettivi nazionali del Piano, inclusi i livelli

¹² Nella stima dei consumi totali qui riportata sono esclusi i consumi dell'agricoltura, della pesca e quelli dell'aviazione nel settore dei trasporti.

settoriali di consumo e decarbonizzazione, con i dati risultanti dagli scenari a livello regionale non sarebbe propriamente corretto: gli obiettivi del Piano sono declinati a livello nazionale e non è stato effettuato alcun tipo di burden sharing regionale. Inoltre, il quadro energetico della Sardegna e le prospettive di sviluppo sono significativamente diversi dal resto del Paese.

Le peculiarità più significative della Sardegna interessano molteplici aree:

1. Diverso peso dei settori di uso finale sui consumi energetici finali rispetto alla media nazionale. Considerando che le prospettive di efficientamento dei singoli settori sono differenti già nel PNIEC non si potrà raggiungere una riduzione dei consumi finali strettamente identica al livello nazionale;
2. La presenza di una generazione termoelettrica con elevato fattore emissivo (carbone e petrolieri) che sarà sostituita principalmente dalle FRNP determina una riduzione emissiva ben superiore rispetto alla media nazionale prevista dal PNIEC;
3. Il settore trasporti in Sardegna ha una quota rilevante di consumi (circa 15%) e emissioni da trasporto marittimo maggiori rispetto alla quota nazionale di circa 2% (per il settore marittimo il PNIEC prevede dinamiche di decarbonizzazione e efficientamento più moderate rispetto al resto del settore).
4. Nel settore civile le emissioni pro-capite sono già fortemente inferiori alla media nazionale per l'effetto combinato di un minor fabbisogno di riscaldamento (gradi giorno), un maggiore ricorso alla biomassa per il riscaldamento (emissioni nulle) e una elevata elettrificazione del riscaldamento.
5. Per l'industria, invece, le diverse ipotesi di ripresa delle principali produzioni energivore dell'isola considerate portano ad un raddoppio circa dei consumi del settore regionale e stravolgono completamente i risultati in termini di emissioni.

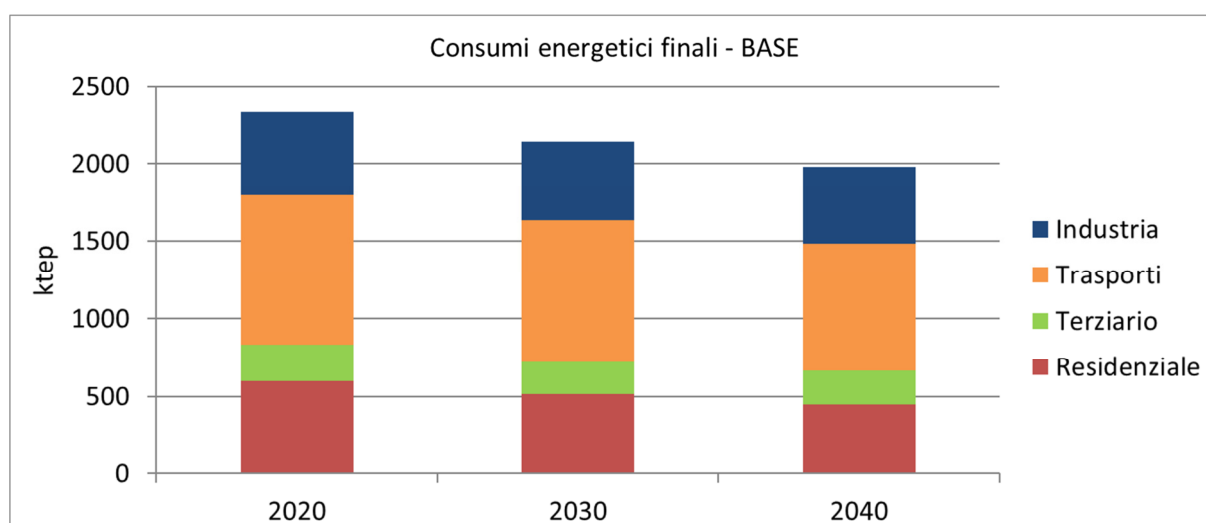


Figura 6.29 - Consumi energetici finali totali (BASE)

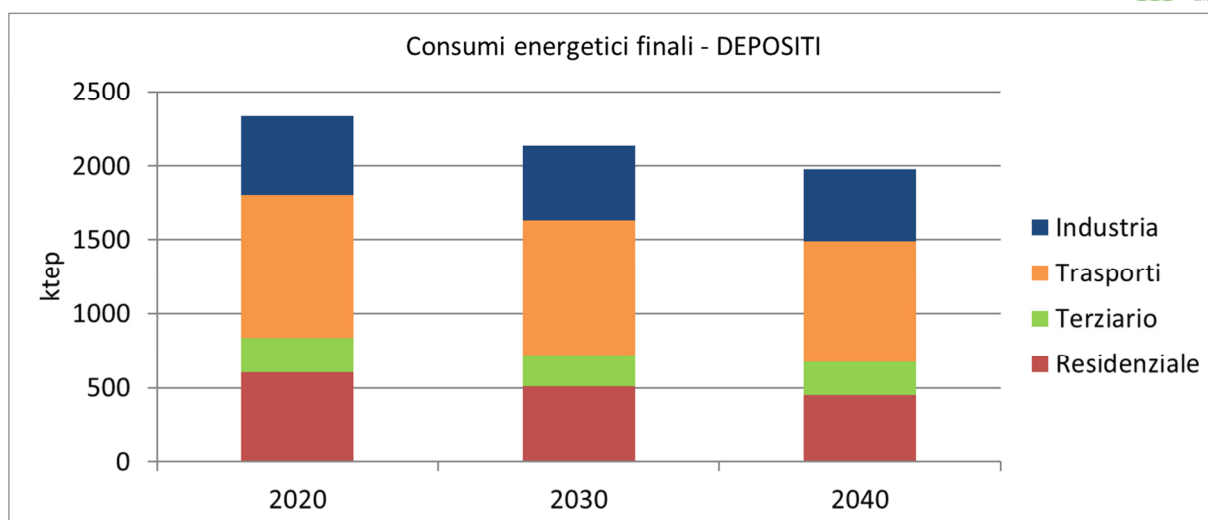


Figura 6.30 - Consumi energetici finali (DEPOSITI)

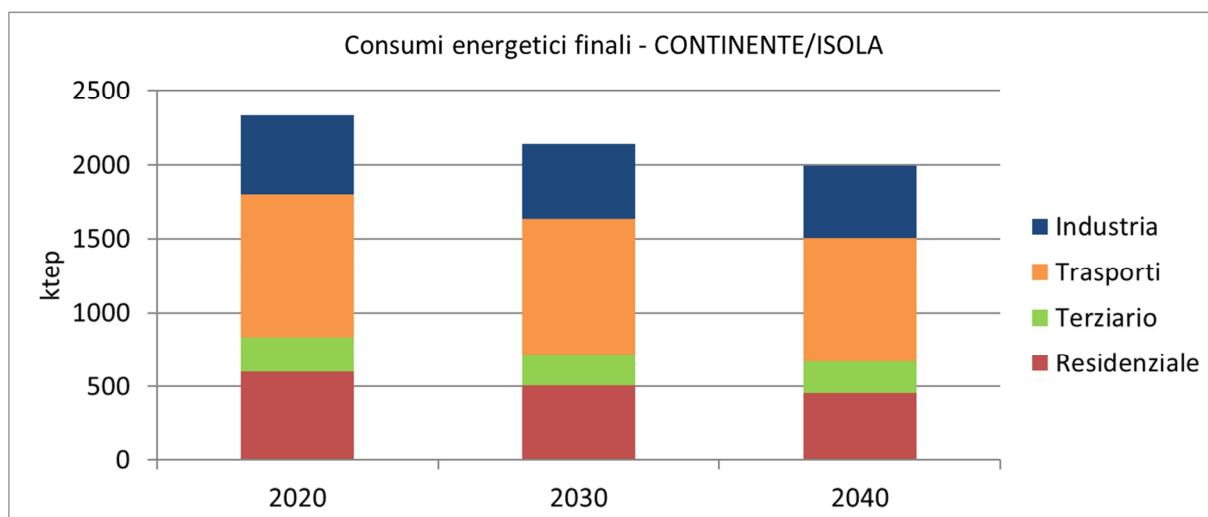


Figura 6.31 - Consumi energetici finali (CONTINENTE/ISOLA)

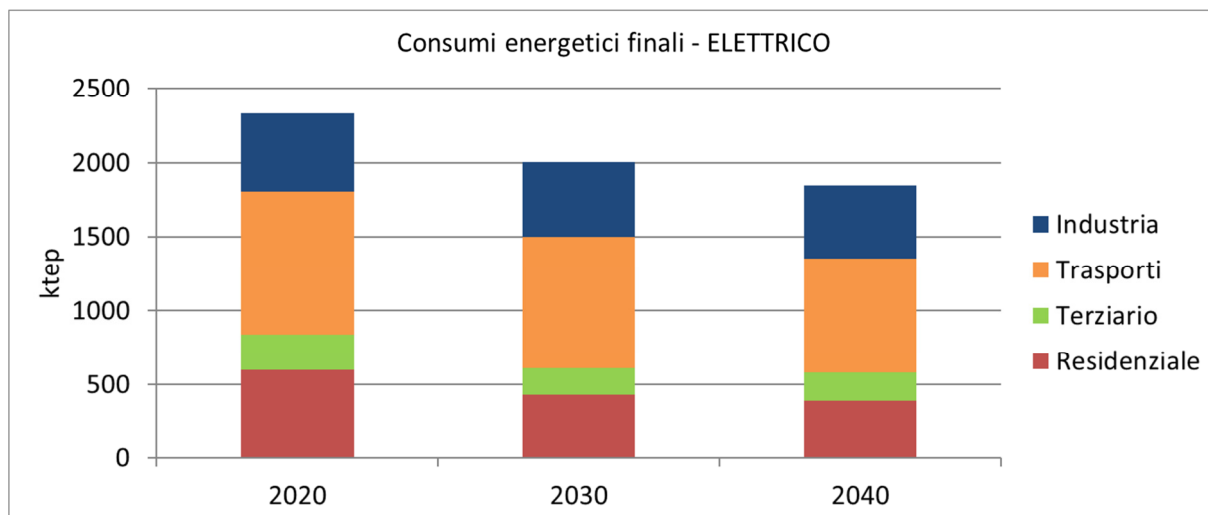


Figura 6.32 - Consumi energetici finali (ELETTRICO)

6.2 Metanizzazione della Sardegna nelle configurazioni studiate

La Figura 6.33 mostra la metanizzazione prevista in Sardegna nelle diverse configurazioni identificate escludendo inizialmente dai volumi l'eventuale ripartenza del polo dell'alluminio, i trasporti marittimi (la cui metanizzazione dipenderebbe solo dalla disponibilità di depositi costieri e non dalle infrastrutture interne alla regione) e i consumi del termoelettrico. I volumi di gas previsti oscillano tra i 240 e i 504 milioni di m³ al 2030 e tra 240 e 639 milioni di m³ al 2040 nelle diverse configurazioni. Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA i volumi riportati in figura sono relativi allo sviluppo estremo delle reti di distribuzione.

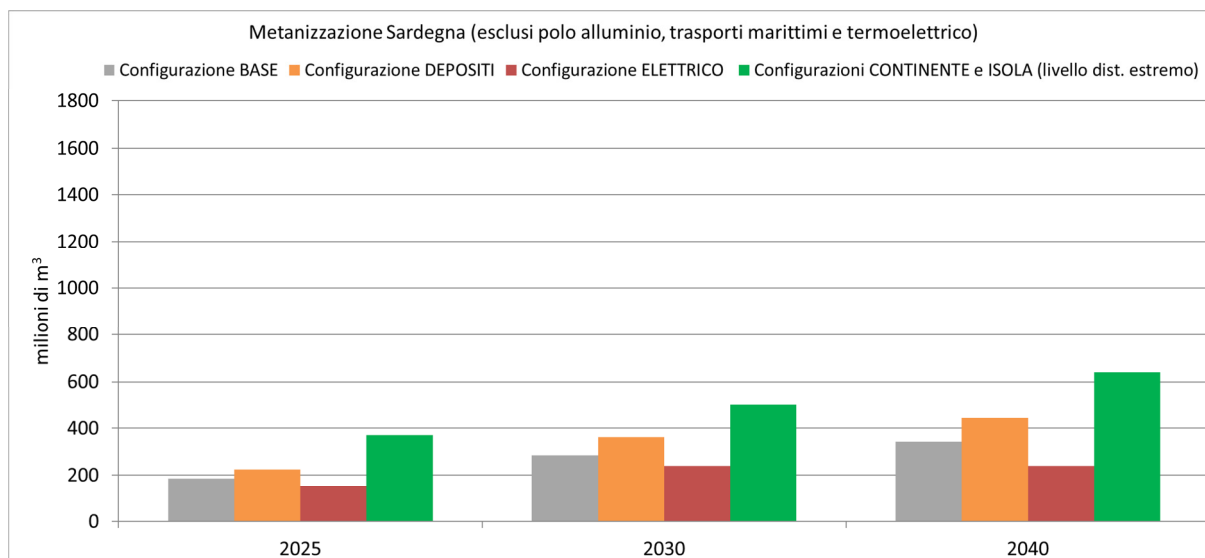


Figura 6.33 - Metanizzazione della Sardegna esclusi polo alluminio, trasporti marittimi e termoelettrico

La Figura 6.34 mostra la metanizzazione complessiva prevista in Sardegna nelle diverse configurazioni identificate nell'ipotesi 1 di ripartenza del polo dell'alluminio. Si includono anche i trasporti marittimi e i consumi del termoelettrico. Con l'inclusione del termoelettrico si mostrano nel grafico le differenze tra i casi con e senza il collegamento Tyrrhenian Link. In questa prima ipotesi i volumi di gas previsti oscillano tra 781 e 1152 milioni di m³ al 2030 e tra 838 e 1384 milioni di m³ al 2040 nelle diverse configurazioni.

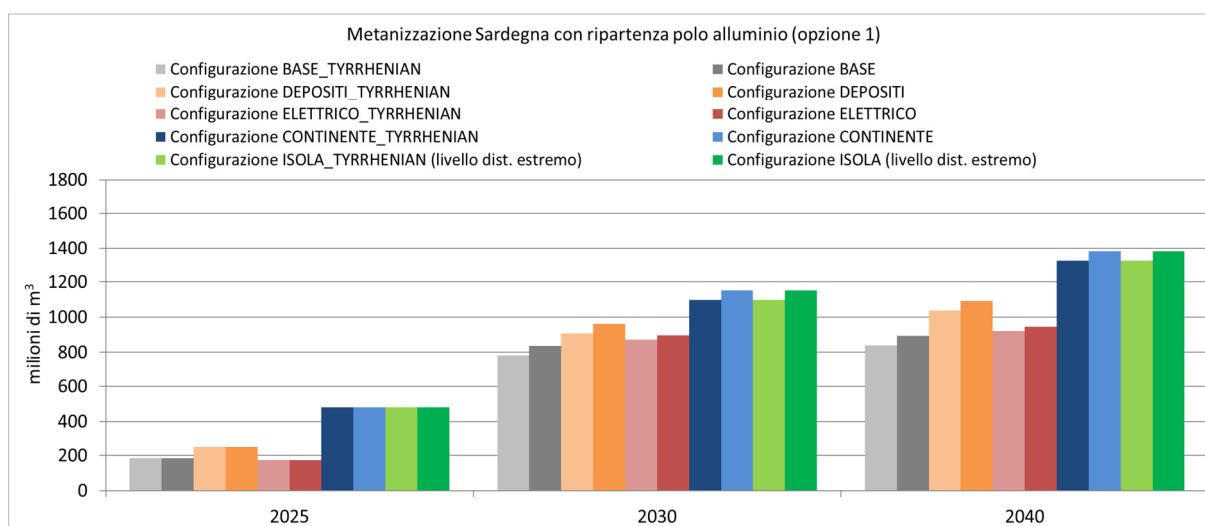


Figura 6.34 - Consumi complessivi di gas naturale, opzione 1

La Figura 6.35 mostra la metanizzazione complessiva prevista in Sardegna nelle diverse configurazioni identificate nell'ipotesi 2 di ripartenza del polo dell'alluminio. Si includono anche i trasporti marittimi e i consumi del termoelettrico. In questa seconda ipotesi i volumi di gas previsti oscillano tra i 948 e i 1402 milioni di m³ al 2030 e tra 1005 e 1634 milioni di m³ al 2040 nelle diverse configurazioni.

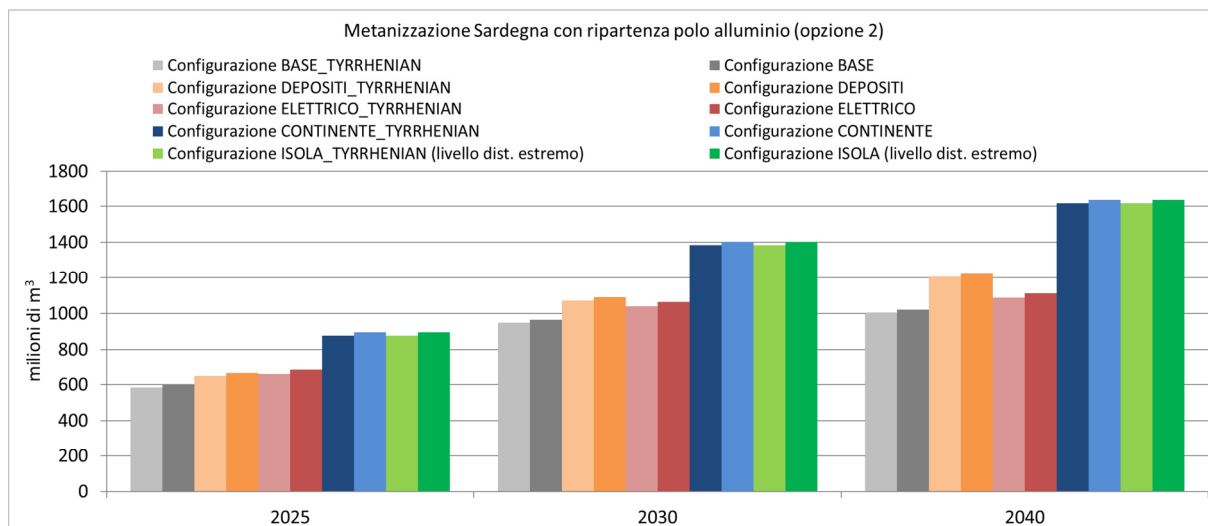


Figura 6.35 - Consumi complessivi di gas naturale, opzione 2

La Figura 6.36 mostra la metanizzazione complessiva prevista in Sardegna nelle diverse configurazioni identificate nell'ipotesi 3 di ripartenza del polo dell'alluminio. Si includono anche i trasporti marittimi e i consumi del termoelettrico. In questa terza ipotesi i volumi di gas previsti oscillano tra i 781 e i 1152 milioni di m^3 al 2030 e tra 838 e 1384 milioni di m^3 al 2040 nelle diverse configurazioni. Questi volumi si differenziano dalla prima opzione solo al 2025 quando nell'opzione 1 il riavvio del polo dell'alluminio avviene con il vaporedotto collegato alla centrale ENEL a carbone.

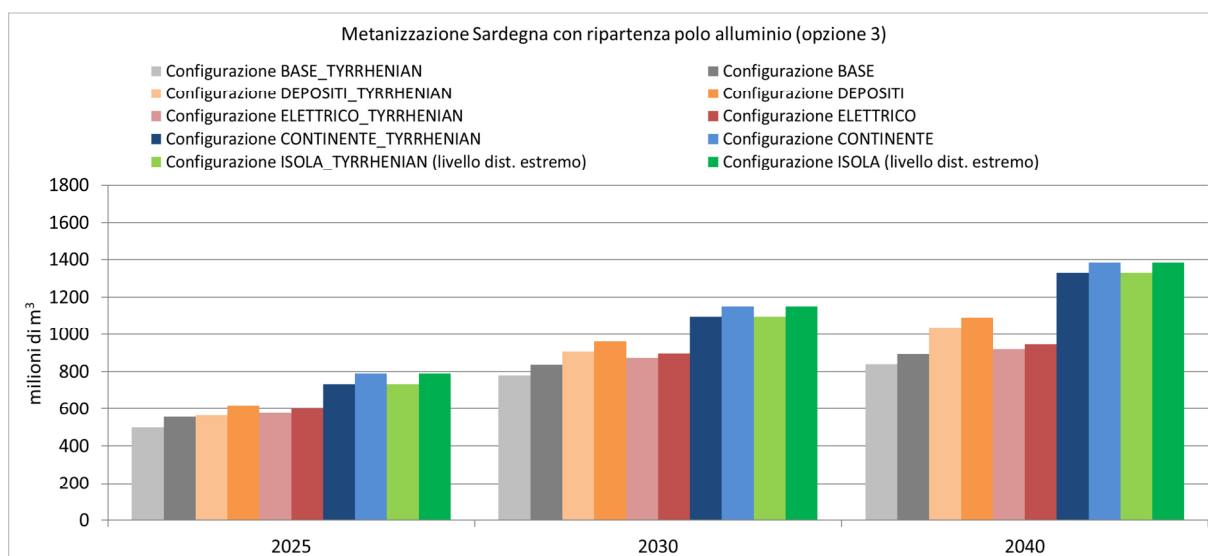


Figura 6.36 - Consumi complessivi di gas naturale, opzione 3

La Figura 6.37 mostra infine la metanizzazione complessiva prevista in Sardegna nelle diverse configurazioni identificate nell'ipotesi 4 (senza riattivazione del polo dell'alluminio). Si includono anche i trasporti marittimi e i consumi del termoelettrico. In questa ultima ipotesi i volumi di gas previsti oscillano tra i 391 e i 750 milioni di m^3 al 2030 e tra 448 e 983 milioni di m^3 al 2040 nelle diverse configurazioni.

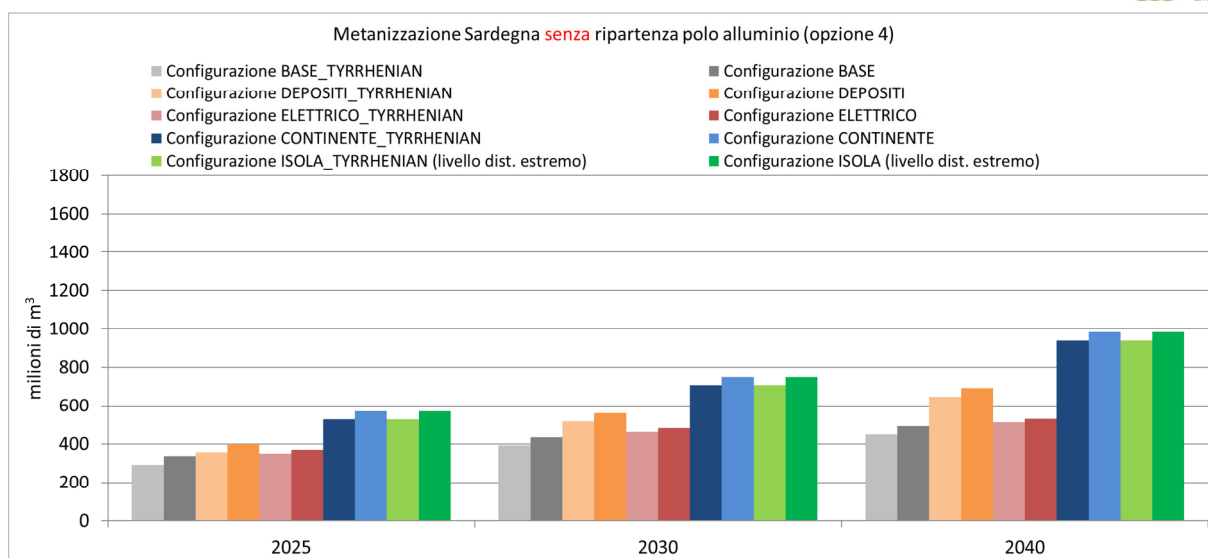


Figura 6.37 - Consumi complessivi di gas naturale, opzione 4

6.3 Scenari di penetrazione del gas metano in Sardegna sviluppati nel PEARS 2015-2030

Nel precedente paragrafo sono mostrati i volumi di gas naturale stimati da RSE per le diverse configurazioni. In questo paragrafo si mostrano come confronto gli scenari di metanizzazioni sviluppati dalla Regione Sardegna. Nel PEARS 2015-2030 [2] la Regione Sardegna ha sviluppato tre diversi scenari di domanda del gas naturale chiamati scenario BASE, scenario di SVILUPPO e scenario di INTENSO SVILUPPO. Il consumo di gas al 2030 varierebbe tra i 535 milioni di m³/anno dello scenario BASE e i 960 milioni di m³/anno dello scenario INTENSO SVILUPPO con lo scenario di SVILUPPO intermedio tra i due con il valore di 794 milioni di m³ anno (Figura 6.38 e Figura 6.39). Nello scenario INTENSO SVILUPPO del 2015 si prevedeva la riattivazione della filiera dell'alluminio con la fornitura di calore tramite una nuova centrale a carbone; questo giustifica i minori volumi di gas nel settore industriale rispetto alle stime RSE di questo studio dove invece la riattivazione della filiera avviene consumando gas naturale.

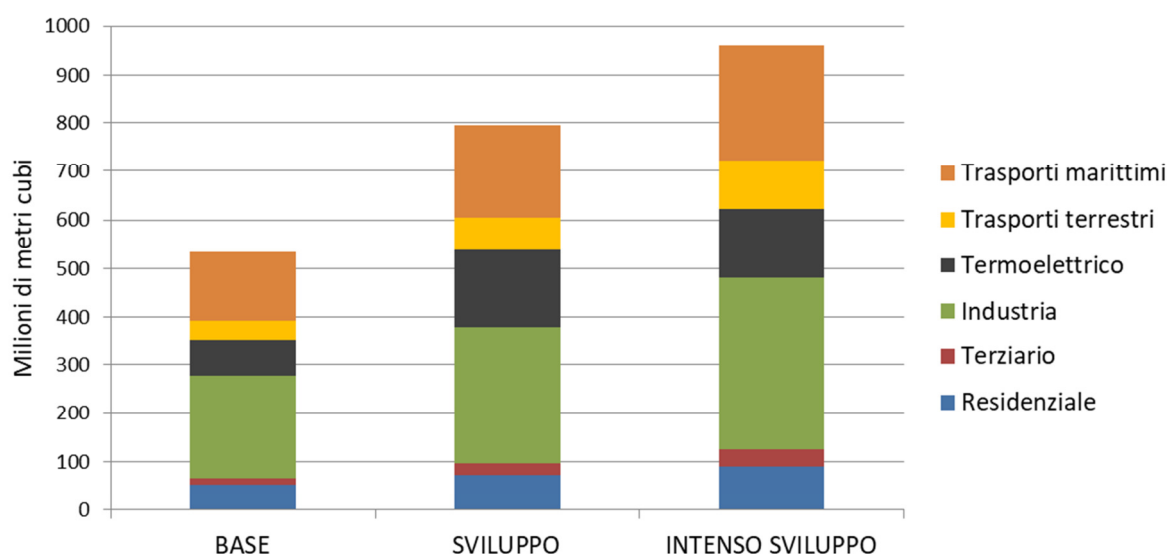


Figura 6.38 – Scenari di domanda del gas metano nel PEARS al 2030, dettaglio per settore di uso finale (milioni di m³)

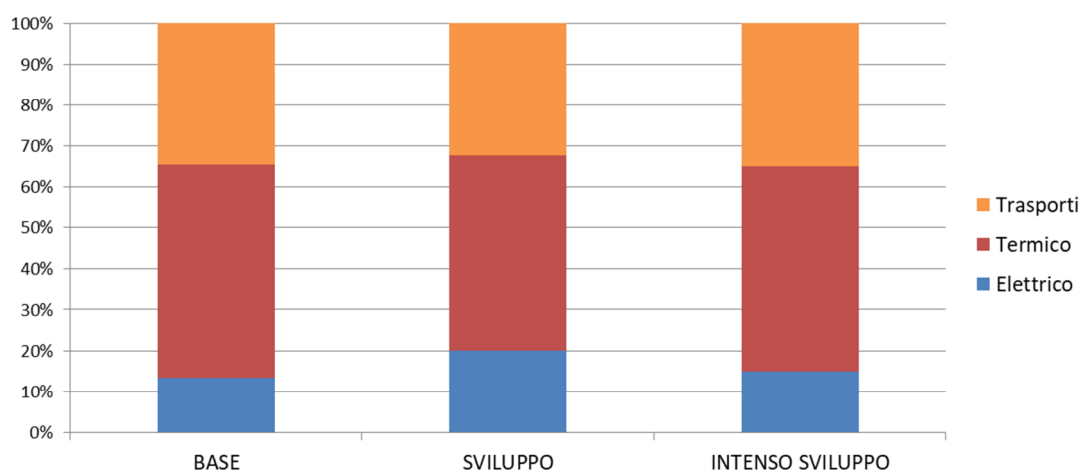


Figura 6.39 - Scenari di domanda del gas metano nel PEARS al 2030, ripartizione per macro-settore (valori %)

7 COSTI DI SISTEMA

Per la valutazione dei costi di sistema si utilizzano i prezzi all'ingrosso per l'approvvigionamento dei diversi vettori energetici richiesti dalla Sardegna, i costi d'investimento ed esercizio delle diverse infrastrutture energetiche e tecnologie. Oltre ai costi di CAPEX e OPEX si valuteranno anche le esternalità monetizzabili (emissioni inquinanti e climalteranti). Le voci di costo quantificate sono di seguito elencate.

- Costi per l'acquisto delle commodity (paragrafo 7.1).
- Costi di investimento e costi operativi per il trasporto del GNL/gas naturale in Sardegna (gasdotto, virtual pipeline, bettoline a mercato) (paragrafo 7.2).
- Costi di investimento e costi operativi delle infrastrutture in Sardegna (paragrafo 7.3):
 - stoccaggio e rigassificazione (depositi costieri);
 - trasporto gas (dorsale, cisterne criogeniche);
 - distribuzione gas;
 - distribuzione energia elettrica;
 - infrastrutture del settore trasporti (stazioni di servizio, colonnine di ricarica).
- Costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali (paragrafo 7.4):
 - nuovi impianti di generazione e distribuzione del calore (caldaie a gas e pompe di calore);
 - nuovi veicoli (metano/elettrici);
 - adeguamento tecnologie industriali.
- Costi per la copertura dei margini del venditore (paragrafo 7.5)
- Esternalità ambientali (paragrafo 7.6)
 - CO₂;
 - altre emissioni (NO_x, SO₂, NMVOC, PM_{2.5} e PM₁₀).

Si procederà quindi al calcolo dei costi di sistema totali per ogni configurazione:

$$\bullet \quad \text{Costo della configurazione}_i = \text{CAPEX}_i + \text{OPEX}_i + \text{esternalità monetizzabili}$$

Al costo delle configurazioni è poi stata aggiunta una stima dei margini dei venditori.

Nel paragrafo 7.7 si identifica la configurazione più vantaggiosa tra quelle fisiche. Nel paragrafo 7.8 i risultati sono presentati in termini di differenza dei costi cumulati in 20 anni (dal 2020 al 2040) nelle diverse configurazioni fisiche rispetto ai costi della configurazione BASE. La variazione dei costi è presentata prima escludendo e poi includendo le esternalità ambientali monetizzabili. Nel paragrafo 7.9 si inserisce nel confronto anche la configurazione virtuale ISOLA.

7.1 Costi di acquisto dei vettori energetici

Per il calcolo dei costi di sistema legati all'acquisto delle commodity energetiche è stata condotta dal DIEE un'indagine sui prezzi applicati nel mercato sardo per i diversi settori di uso finale (paragrafi 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3). Per il gas naturale è stato invece definito un prezzo di acquisto legato all'andamento del mercato del GNL negli ultimi anni. Data la grande incertezza che caratterizza l'andamento dei prezzi è stata introdotta l'ipotesi di mantenere costante il prezzo delle commodity nel periodo 2020-2040; questa assunzione è valida per tutti i prezzi delle commodity. Con il prezzo di acquisto del GNL/gas naturale si intende la sola materia prima; a tal prezzo poi si aggiungono nella valutazione tutte le voci di costo considerate:

- trasporto verso la Sardegna;
- stoccaggio;
- trasporto all'interno della Sardegna;
- distribuzione;
- margine venditori.

Per gli altri vettori energetici invece il prezzo utilizzato per i calcoli è quello all'utente finale al netto delle accise (per rendere omogeneo il confronto rispetto al gas).

7.1.1 Prezzi vettori energetici del settore industriale

I prezzi dei combustibili nel settore industriale (Tabella 7.1) praticati nel mercato sardo sono stati ricavati attraverso ricerche effettuate sia presso i distributori operanti nel territorio sia presso i principali consumatori industriali.

Quando possibile, il prezzo unitario è stato indicato come somma delle diverse voci componenti:

- materia prima;
- oneri vari;
- accise.

Tabella 7.1 - Prezzi vettori energetici del settore industriale

Vettore energetico - distribuzione	Voci di costo				
	Materia prima	Oneri vari	Accise	Totale	U.M.
Olio combustibile BTZ - trasporto autobotti	0,446	0,000	0,0314	0,478	€/kg
Gasolio - trasporto autobotti				1,018	€/kg
GPL - trasporto autobotti	0,485		0,0190	0,504	€/kg
Olio esausto	0,400			0,4	€/kg
Pet Coke	0,100			0,1	€/kg

I prezzi unitari di ciascun combustibile sono stati determinati attraverso il rapporto tra il prezzo unitario ed il corrispondente potere calorifico (Tabella 7.2). Dall'analisi della seguente tabella si nota che nel settore industriale il GPL risulta avere il prezzo unitario minore, mentre il prezzo unitario maggiore è quello registrato dal gasolio.

Tabella 7.2 - Prezzi unitari vettori energetici del settore industriale

Vettore energetico - distribuzione	Prezzo unitario	
	Valore	U.M.
Olio combustibile BTZ - trasporto autobotti	40,7	€/MWh
Gasolio - trasporto autobotti	86,0	€/MWh
GPL - trasporto autobotti	39,4	€/MWh

7.1.2 Prezzi vettori energetici del settore residenziale

I prezzi dei combustibili praticati nel settore residenziale (Tabella 7.3) nel mercato sardo sono stati ricavati tramite le fatture di acquisto.

Quando possibile, il prezzo unitario è stato indicato come somma delle diverse voci componenti:

- materia prima;
- oneri vari;
- accise.

Tabella 7.3 - Prezzi vettori energetici settore residenziale

Vettore energetico - distribuzione	Voci di costo				
	Materia prima	Oneri vari	Accise	Totale	U.M.
Aria propanata - reti canalizzate	0,852	0,827	-0,151	1,528	€/Smc
Gasolio riscaldamento	1,380			1,380	€/kg
GPL - condominiale	3,500		-0,151	3,349	€/Smc
GPL - reti canalizzate	1,855	0,827	-0,302	2,380	€/Smc
GPL - bombole	2,270			2,270	€/Smc
Biomassa - pellet	0,330			0,330	€/kg
Biomassa - legna	0,200			0,200	€/kg

I prezzi unitari di ciascun vettore sono stati determinati attraverso il rapporto tra il prezzo unitario riferito alla quantità ed il corrispondente potere calorifico (Tabella 7.4). Dall'analisi della seguente tabella si nota che nel settore civile la biomassa risulta avere il prezzo unitario minore. Tra le diverse modalità di approvvigionamento, il GPL risulta essere più conveniente se distribuito in bombole.

Tabella 7.4 - Prezzi unitari vettori energetici settore residenziale

Vettore energetico - distribuzione	Prezzo unitario	
	Valore	U.M
Aria propanata - reti canalizzate	111,8	€/MWh
Gasolio riscaldamento	116,5	€/MWh
GPL - condominiale	141,8	€/MWh
GPL - reti canalizzate	100,8	€/MWh
GPL - bombole	96,1	€/MWh
Biomassa - pellet	86,1	€/MWh
Biomassa - legna	42,9	€/MWh

7.1.3 Prezzi vettori energetici del settore terziario

I prezzi dei combustibili nel settore terziario (Tabella 7.5) praticati nel mercato sardo sono stati ricavati tramite le fatture di acquisto.

Tabella 7.5 - Prezzi vettori energetici settore terziario

Vettore energetico - distribuzione	Voci di costo				
	Materia prima	Oneri vari	Accise	Totale	U.M.
Gasolio - trasporto autobotti	-	-	-	1,018	€/kg

I prezzi unitari di ciascun combustibile (Tabella 7.6) sono stati determinati attraverso il rapporto tra il prezzo unitario riferito alla quantità e il corrispondente potere calorifico. Per i prezzi del GPL sono stati usati i valori del settore residenziale.

Tabella 7.6 - Prezzi unitari vettori energetici settore terziario

Vettore energetico - distribuzione	Prezzo unitario	
	Valore	U.M
Gasolio - trasporto autobotti	86,0	€/MWh

7.1.4 Prezzo di acquisto del GNL

Nello studio RSE, per il GNL, è stato ipotizzato un prezzo di acquisto pari a 20 €/MWh per il calcolo dei costi di sistema nel periodo 2020-2040 stimato sulla base dell'andamento degli ultimi anni (Figura 7.1). Come già anticipato precedentemente è stata introdotta l'ipotesi di mantenere costante il prezzo nel periodo 2020-2040. Poiché questa assunzione è molto impattante, nel paragrafo 8.6 si presenta una sensitivity sulla variazione dei costi di sistema e dei relativi risparmi cumulati in funzione di una variazione al rialzo o al ribasso del prezzo del GNL/gas naturale (in particolare sono stati indagati i valori pari a 10 €/MWh, 30 €/MWh e 40 €/MWh).

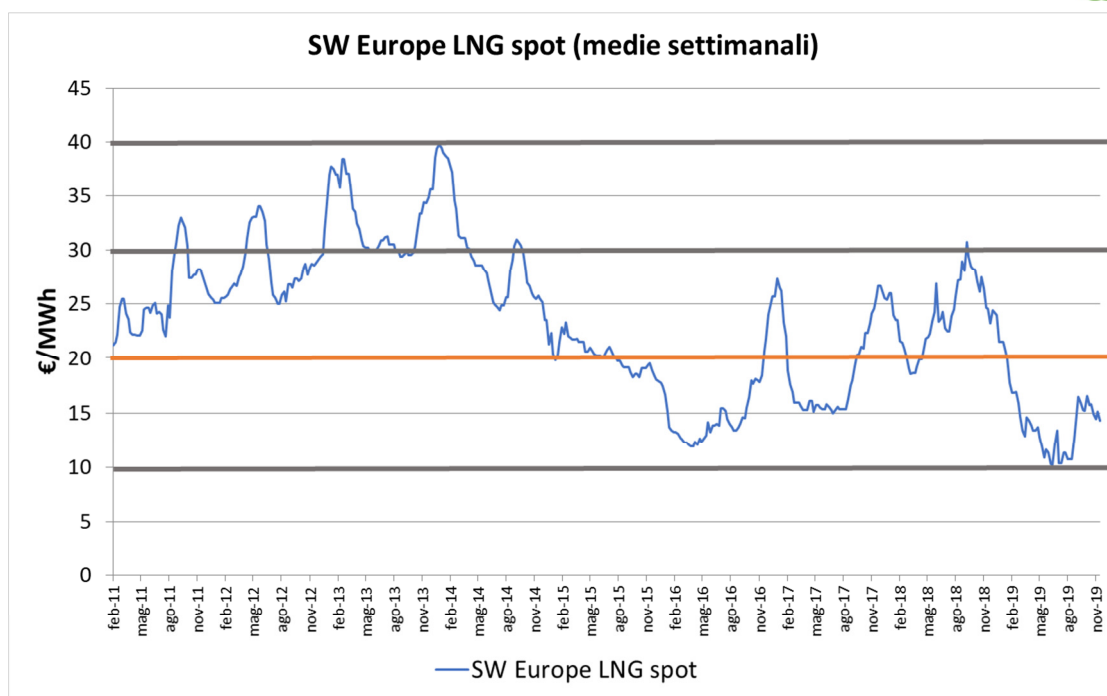


Figura 7.1 – Andamento del prezzo del GNL nell'Europa sud-occidentale (Fonte: WGI)

7.1.5 Costi di acquisto dei vettori energetici nelle diverse configurazioni

La Figura 7.2 mostra il costo cumulato per l'acquisto dei vettori energetici nelle cinque configurazioni analizzate nello studio. Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA i costi di acquisto sono equivalenti in quanto tra le due configurazioni variano solo le condizioni di trasporto del gas in Sardegna (con gasdotto nella configurazione CONTINENTE e con virtual pipeline nella configurazione ISOLA). Dal confronto tra i costi si evidenzia un risparmio di circa 1 miliardo di euro nella configurazione DEPOSITI rispetto alla BASE. Questo risparmio cresce a circa 3 miliardi per le configurazioni CONTINENTE/ISOLA ed ELETTRICO.

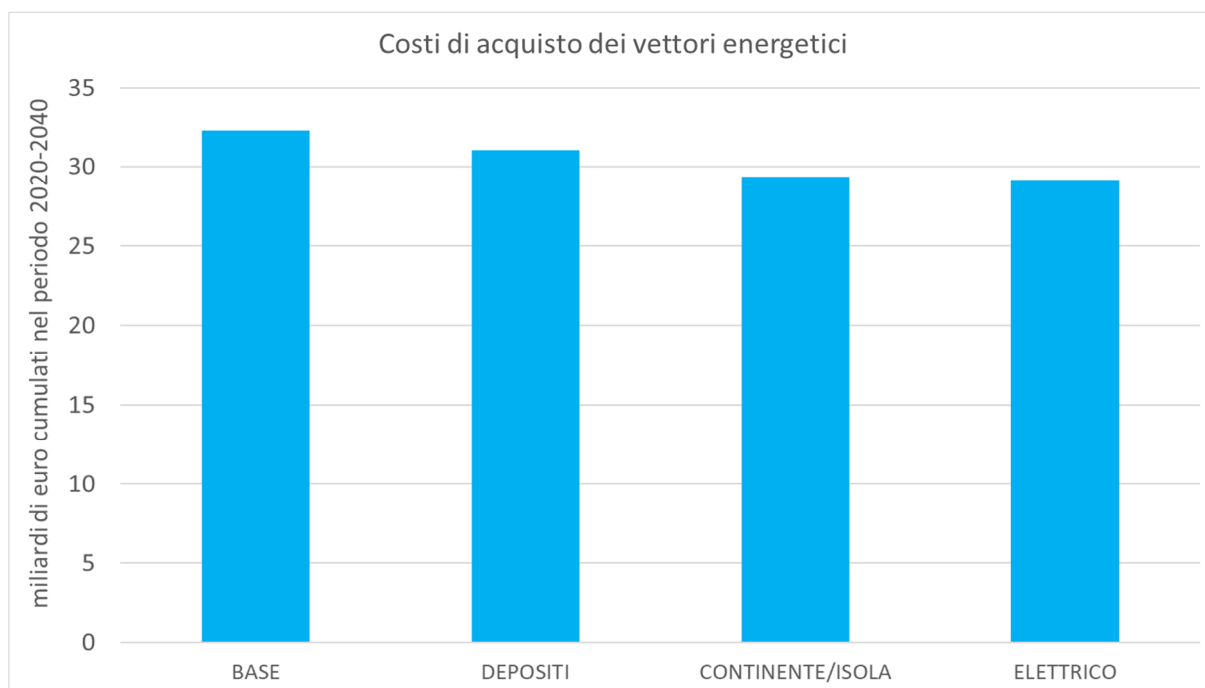


Figura 7.2 - Costi di acquisto dei vettori energetici nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.2 Costi di investimento e costi operativi per il trasporto del gas naturale verso la Sardegna

Come già indicato nel capitolo 5 per quanto riguarda il gas naturale, le condizioni di approvvigionamento del GNL in Sardegna sono basate sul contesto regolatorio che genera tre diverse ipotesi di seguito elencate:

1. **Approvvigionamento mediante GNL a mercato.** Nelle configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO si prevede l'alimentazione del mercato sardo mediante GNL prelevato presso un terminale GNL europeo e trasportato in Sardegna a mezzo bettolina a mercato. In tale configurazione la Sardegna sarebbe una rete isolata e non vi sarebbe alcuna necessità di regolazione infrastrutturale, né di meccanismo di allineamento dei costi della materia prima rispetto al PSV. Pertanto, il prezzo all'utente finale, sia industriale sia residenziale, risulterebbe maggiore rispetto al caso di alimentazione mediante interconnessione virtuale. In particolare, nell'analisi ACB per la rete energetica sarda presentata da ENURA (SNAM-SGI) a dicembre 2019¹³, in condizioni di mercato si stima un costo di approvvigionamento del GNL di circa 7-8 €/MWh superiore rispetto al prezzo al PSV e dato dalla somma delle seguenti tre componenti:
 - Reloading: 1,2 €/MWh
 - Shipping: 4 €/MWh
 - Margine di commercializzazione del trader: 2,6 €/MWh
2. **Interconnessione fisica (Gasdotto).** Nella configurazione CONTINENTE, i consumatori sardi potranno accedere a un prezzo all'ingrosso del gas naturale allineato a quello dei consumatori sul continente (i.e. PSV), favorendo la competizione tra i diversi soggetti importatori/venditori.
3. **Interconnessione virtuale (Virtual Pipeline).** Nella configurazione ISOLA, i consumatori sardi potranno accedere a un prezzo all'ingrosso del gas naturale allineato a quello dei consumatori sul continente (i.e. PSV), favorendo la competizione tra i diversi soggetti importatori/venditori. Tale configurazione "virtuale" prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite bettoline la cui entrata in esercizio seguirà la crescita della domanda. Il gas sarà quindi ricaricato sulle navi da un impianto italiano (Panigaglia e/o Livorno) e trasportato fino ai rigassificatori in Sardegna. Tale configurazione richiede l'adozione di un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV (meccanismo MCP, ipotesi regolatoria assunta nello studio).

Nella prima ipotesi si ha quindi un prezzo del GNL/gas non allineato al PSV.

Nella seconda e terza ipotesi invece il prezzo del GNL/gas che arriva in Sardegna sarebbe allineato al PSV.

Per quanto riguarda i costi di investimento e operativi delle infrastrutture gas si fa riferimento a quanto già riportato nel capitolo 4 e a informazioni di maggiore dettaglio avute da SNAM.

¹³ ENURA: METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA - Documento relativo agli scenari energetici di riferimento, alle ipotesi considerate per il calcolo dei benefici e dei costi e risultati dell'analisi dei costi e dei benefici con riferimento all'art. 6 della delibera 335/2019/R/Gas, dicembre 2019.

7.2.1 Costi di trasporto del GNL/gas naturale verso la Sardegna nelle diverse configurazioni

La Figura 7.3 mostra il costo cumulato per il trasporto del GNL/gas naturale verso la Sardegna nelle cinque configurazioni analizzate nello studio. Per le configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO i costi di trasporto del GNL verso la Sardegna, cumulati nel periodo 2020-2040, risultano pari a circa 1 miliardo di euro (variabile in funzione dei volumi trasportati). Nella configurazione CONTINENTE i costi relativi al gasdotto Sealine sarebbero invece pari a circa 0,8 miliardi di euro. Infine, si nota dal grafico la maggiore convenienza della configurazione ISOLA con costi stimati per la realizzazione della Virtual pipeline pari a circa 0,5 miliardi di euro. Questa stima si riferisce alla necessità di entrata in servizio progressiva, al crescere della domanda di gas naturale, di 4-5 bettoline con taglia di circa 8000 m³ di GNL. La stima comprende tutti i costi di investimento e operativi relativi alla virtual pipeline. Oltre ai costi operativi delle bettoline è stata inclusa una stima dei costi operativi di reloading dai terminali GNL.

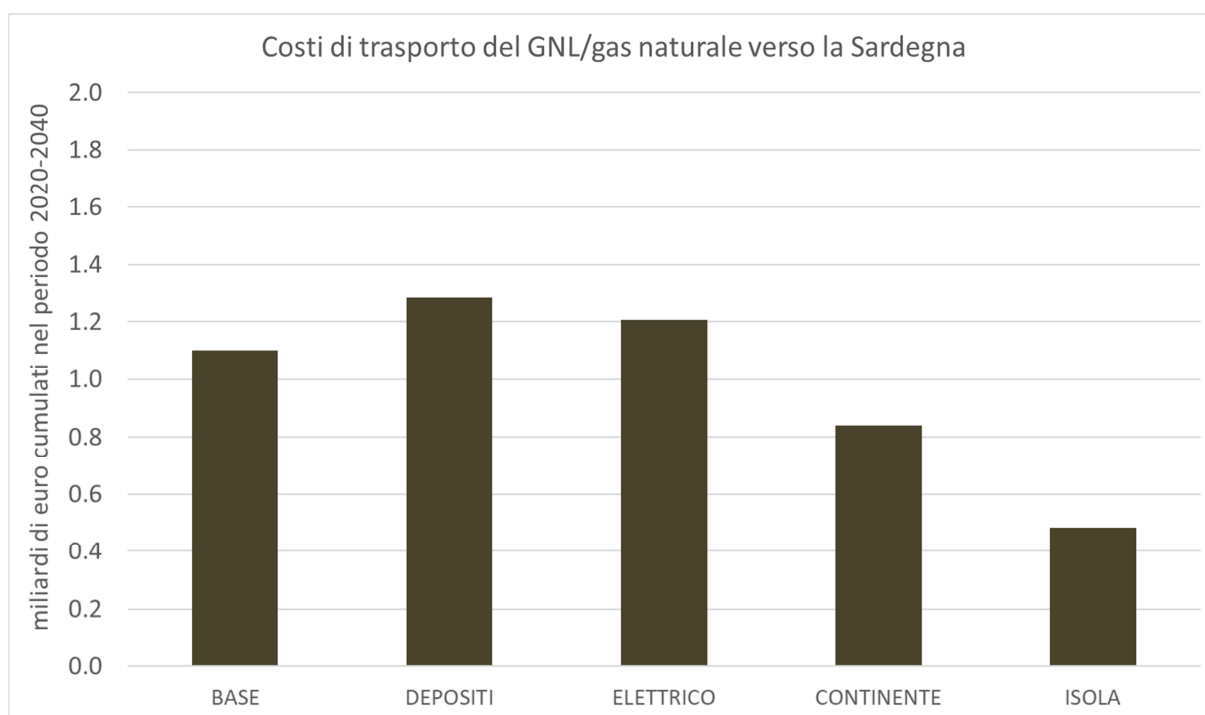


Figura 7.3 - Costi di trasporto del GNL/gas naturale verso la Sardegna nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.3 Costi di investimento e costi operativi delle infrastrutture energetiche in Sardegna

In questo paragrafo si analizzano e quantificano i costi di investimento e costi operativi delle infrastrutture energetiche in Sardegna, in particolare si riportano valutazioni per le seguenti voci:

- stoccaggio e rigassificazione;
- trasporto gas all'interno della Sardegna;
- infrastrutture di trasmissione e impianti di generazione elettrica;
- distribuzione gas;
- distribuzione energia elettrica;
- infrastrutture del settore trasporti.

7.3.1 Stoccaggio e rigassificazione

La Figura 7.4 mostra i costi stimati per i depositi costieri e i rigassificatori nelle diverse configurazioni. La stima è stata condotta sulla base delle seguenti ipotesi di costo derivanti da interlocuzioni con potenziali investitori:

- costo investimento depositi costieri: circa 70-80 milioni di euro;
- capacità: 10.000 m³ di GNL;
- capacità annua: circa 350 milioni di m³ di gas naturale;
- costo rigassificatori: circa 10 milioni di euro per un rigassificatore da 1 milione di m³/giorno.

Il costo di investimento sale a circa 100 milioni di euro considerando un raddoppio della capacità di stoccaggio (20.000 m³). Per questa voce di costo, la configurazione ISOLA risulta quella con i maggiori investimenti richiesti sulla base dei volumi di gas naturale stimati e l'approvvigionamento del GNL tramite bettoline (risultano necessari almeno 3 depositi da 10.000 m³ più 1 da 20.000 m³ oltre a tre rigassificatori). Nelle configurazioni con trasporto del GNL su strada sono stati stimati i costi operativi relativi all'operazione di truck loading.

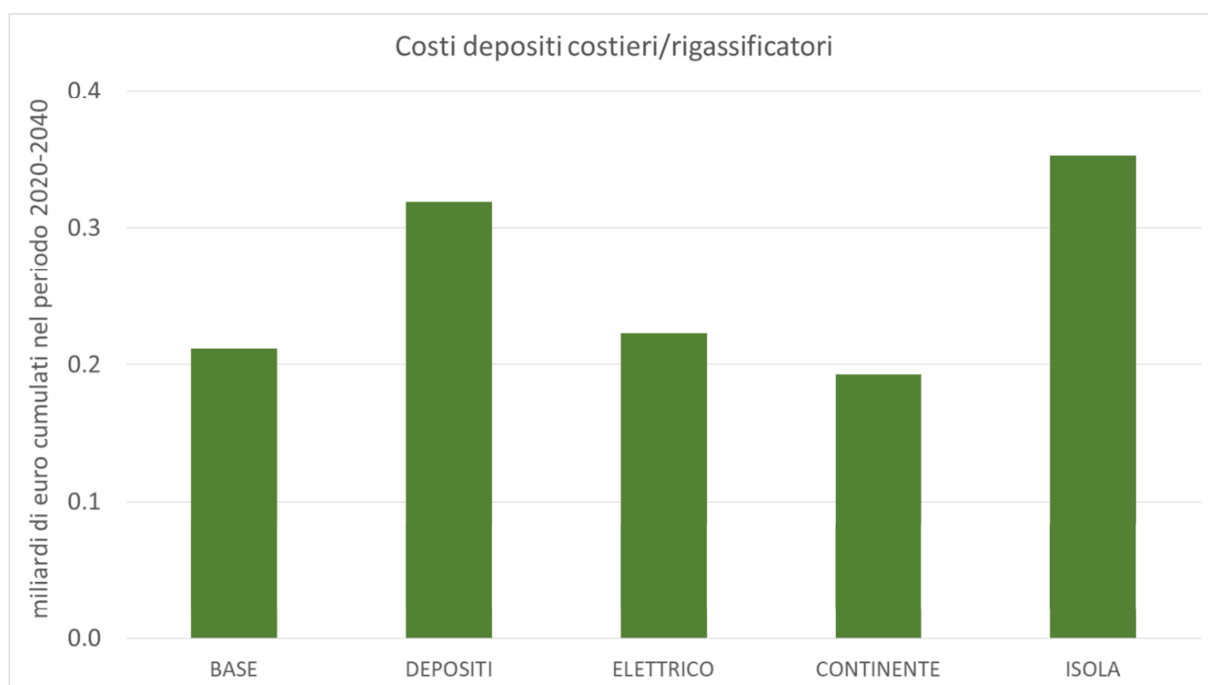


Figura 7.4 - Costi per depositi costieri/rigassificatori nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.3.2 Trasporto GNL/gas naturale all'interno della Sardegna

Per i costi di trasporto del gas naturale in Sardegna ci si riferisce a due diverse soluzioni, il trasporto tramite la dorsale o il trasporto su strada tramite autobotti criogeniche. Per i costi relativi alla rete energetica sarda (dorsale gas) si faccia riferimento a quanto indicato nel capitolo 4. Per i costi del trasporto del GNL su strada si veda invece il seguente paragrafo.

7.3.2.1 Costi di trasporto del GNL su autobotti criogeniche

Il trasporto stradale del GNL viene effettuato tramite mezzi gommati che trasferiscono il combustibile refrigerato (a -162°C) in appositi contenitori in pressione.

Il costo di trasporto dipende da diversi fattori, tra cui quello che ha maggiore influenza è senz'altro la distanza percorsa. In Tabella 7.7 sono riportati i costi di trasporto per le singole tratte, opportunamente differenziati per lunghezza di percorrenza, ed i relativi costi unitari; per la valutazione che segue sono stati considerati preventivi di ditte di autotrasporto.

Tabella 7.7 - Costi di trasporto in funzione della percorrenza (elaborazione DIEE)

Lunghezza [km]		Costo [€]	Costo unitario [€/km]
Tratta	A/R		
50	100	400	4,00
100	200	700	3,50
200	400	900	2,25

In ogni tragitto sarà trasportata una certa massa di GNL, a cui corrisponde un determinato carico energetico (Tabella 7.8).

Tabella 7.8 - Caratteristiche singolo trasporto (elaborazione DIEE)

Grandezza	Valore	U.M.
Massa	17	t
Volume	22.135	Nm ³
PCS	15,232	kWh/kg
	10,526	kWh/Nm ³
Energia	233	MWh

In funzione di quanto sopra si può ricavare il costo di trasporto per ogni percorrenza. Il valore unitario viene ricavato (Tabella 7.9) come media pesata in funzione delle percentuali di percorrenza delle singole lunghezze di tratta rispetto al totale. Il costo di trasporto unitario è stimato in 2,318 €/MWh (0,02440 €/Nm³).

Tabella 7.9 - Costo di trasporto unitario (elaborazione DIEE)

Lunghezza [km]		Costo [€]	Massa [t]	Volume [Nm ³]	Energia [MWh]	Costo unitario		Perc. tratta [%]	Costo unitario (media pesata)	
Tratta	A/R					[€/MWh]	[€/Nm ³]		[€/MWh]	[€/Nm ³]
50	100	400	17	22.135	233	1,72	0,0181	60%	2,318	0,0244
100	200	700				3,00	0,0316	30%		
200	400	900				3,86	0,0407	10%		

La Figura 7.5 mostra i costi stimati per il trasporto del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna nelle diverse configurazioni. Per il trasporto su strada si assume che i volumi relativi ai bunkeraggi marittimi, alla filiera dell'alluminio e al termoelettrico siano esclusi in quanto potenzialmente soddisfatti da depositi locali. Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA i costi riportati nel grafico sono relativi alla costruzione e gestione della dorsale gas nel periodo 2020-2040.

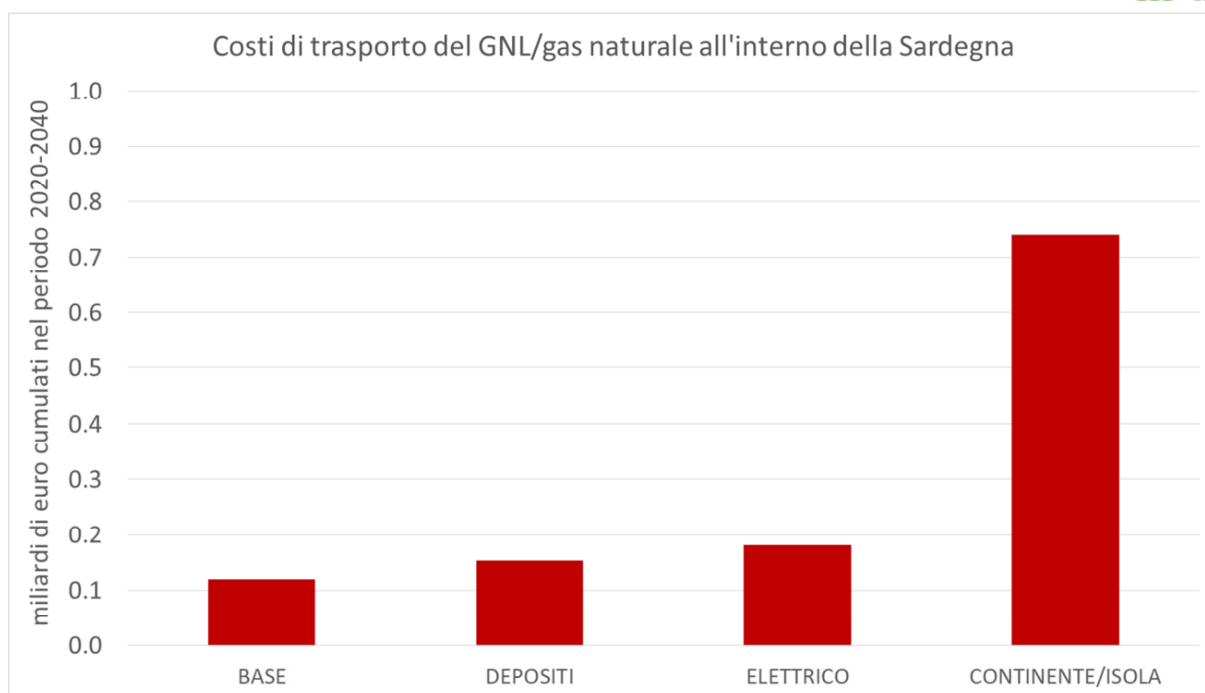


Figura 7.5 - Costi di trasporto del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.3.3 Infrastrutture di trasmissione elettrica e impianti di generazione elettrica

Per quanto riguarda il sistema elettrico sardo, tutte le configurazioni si basano sullo scenario nazionale PNIEC declinato per la regione Sardegna. I risultati in termini di domanda e generazione elettrica per la Sardegna sono riportati nel paragrafo 3.4.5.

Per le FER e i nuovi impianti di accumulo non sono state assunte differenze tra le diverse configurazioni perché in tutte rimane comunque il vincolo di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dal PNIEC.

In tutte le configurazioni al 2030 il parco termoelettrico sardo è ipotizzato in partenza composto da 4 nuovi OCGT a gas per una capacità complessiva di 500 MW. Nella configurazione ELETTRICO, caratterizzata da una maggiore elettrificazione degli usi finali, si è ritenuta necessaria l'installazione di circa 200 MW di ulteriore capacità termoelettrica a gas sulla base dell'esito di simulazioni.

Per la nuova capacità termoelettrica, eventualmente necessaria in assenza del nuovo collegamento HVDC Tyrrhenian Link, è stata condotta un'analisi specifica. L'esito delle simulazioni con e senza Tyrrhenian Link ha evidenziato l'esigenza di installare ulteriori 600 MW di nuovi OCGT nelle configurazioni senza Tyrrhenian Link per ottenere le stesse prestazioni in merito alla fornitura di servizi di riserva.

Come già indicato precedentemente, 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.

7.3.4 Distribuzione del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna

Per quanto riguarda i costi di adeguamento e sviluppo delle reti di distribuzione, sono stati assunti quattro diversi livelli di costo specifico di connessione come mostrato in Figura 7.6. Per gli utenti dei bacini dei capoluoghi di provincia in cui esistono già reti di distribuzione è stato stimato un costo di connessione sulla base degli investimenti previsti dal principale DSO (Italgas) e destinati a questi interventi. I restanti investimenti sono stati ripartiti tra gli utenti degli altri bacini con lavori completati o già avviati fino ad arrivare al potenziale di circa 170.000/180.000 utenti che si stima di poter metanizzare con il piano di

Italgas. Per gli ulteriori utenti ritenuti metanizzabili sono stati invece stimati da RSE valori crescenti del costo specifico di connessione. Fino a 214.000 utenti è stato utilizzato il valore di 5000 €/PdR, comunque inferiore al limite massimo di 5250 Euro/PdR definito dalla delibera 704/2016/R/gas¹⁴. Per raggiungere il potenziale massimo degli utenti è stato invece stimato un costo specifico pari a 6000 €/PdR, superiore al valore soglia¹⁵.

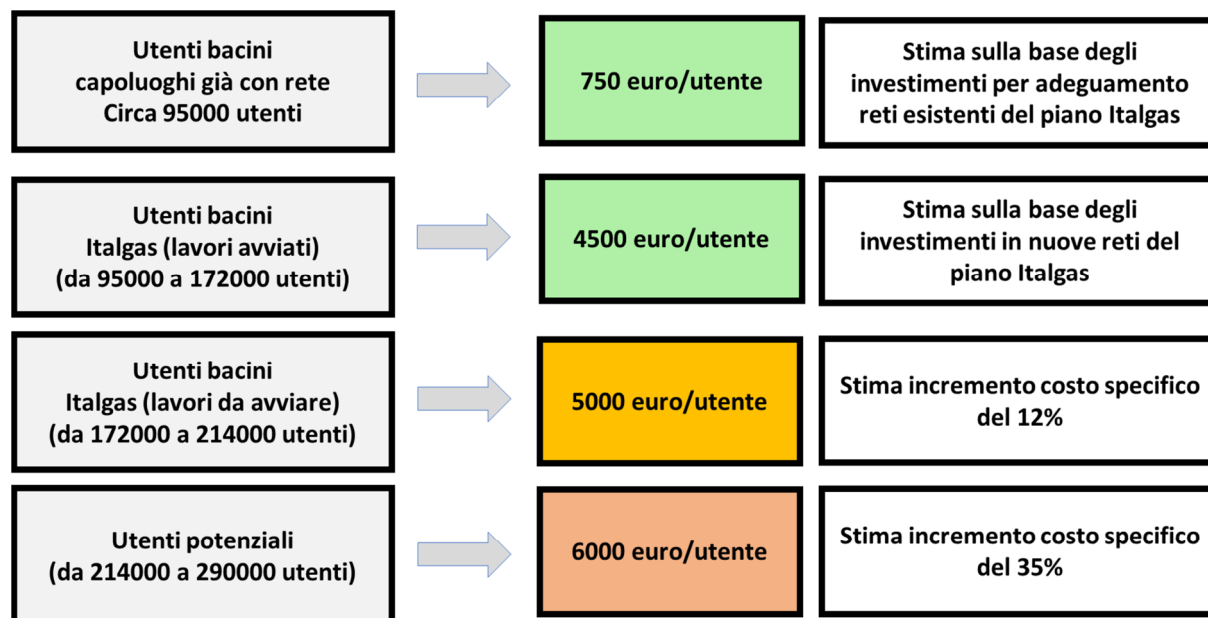


Figura 7.6 – Costi specifici di connessione degli utenti alle reti di distribuzione gas (valori stimati da RSE)

La Figura 7.7 mostra i costi stimati cumulati (CAPEX e OPEX) per la distribuzione del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna nelle diverse configurazioni. I costi operativi sono stimati pari al 2% dei costi di investimento. Per la configurazione ELETTRICO, nonostante l'ipotesi di massima elettrificazione del settore residenziale, si inseriscono nella valutazione i costi relativi agli investimenti già completati (indicati da Italgas a fine 2019). Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA i costi riportati nel grafico sono relativi alla ipotesi di sviluppo estremo delle reti di distribuzione. Si analizza nel seguito come sensitivity la variazione dei costi con livelli inferiori di sviluppo delle reti di distribuzione.

¹⁴ La delibera introduce un meccanismo di riconoscimento per gli investimenti effettuati a partire dal 2017 di tipo parametrico, basato su costi standard: per i nuovi investimenti, per le sole località "in avviamento", l'Autorità consente che siano riconosciuti in tariffa investimenti sino ad un valore massimo (cap) di 5250 Euro/PdR, calcolato per ogni località.

¹⁵ A seconda dei contesti specifici, si possono riscontrare valori anche molto maggiori

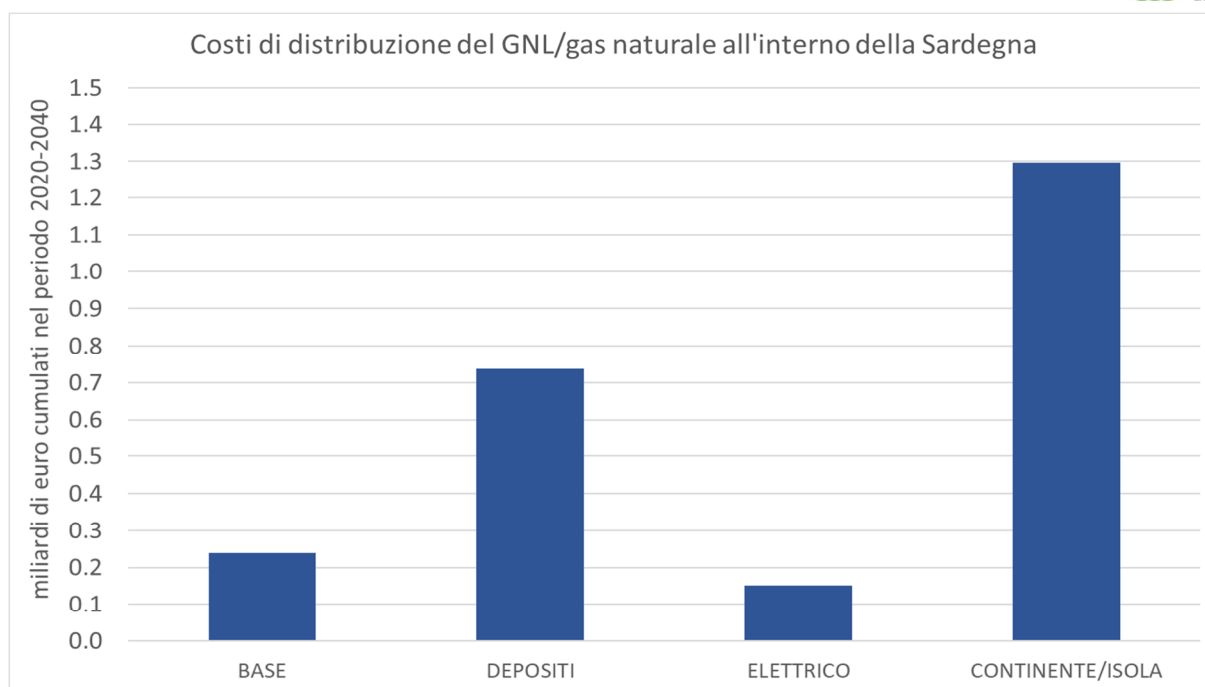


Figura 7.7 - Costi di distribuzione del GNL/gas naturale all'interno della Sardegna nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.3.5 Distribuzione energia elettrica

In tutte le configurazioni si prevede la necessità di potenziare le reti di distribuzione elettriche sulla base delle indicazioni fornite dal PNIEC. Per la configurazione ELETTRICO, che prevede una maggiore elettrificazione degli usi finali, è stata valutata la necessità di potenziare ulteriormente la rete di distribuzione elettrica della Sardegna. In particolare, sono stati stimati nuovi investimenti per cabine primarie, cabine secondarie e nuove linee per una spesa cumulata nel periodo 2020-2040 di circa 150 milioni di euro.

7.3.6 Infrastrutture del settore trasporti (stazioni di servizio, colonnine di ricarica)

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, nella valutazione dei costi di sistema sono stati inclusi gli investimenti necessari a potenziare le infrastrutture relative. In particolare, ci si è riferiti alla necessità di costruire nuove stazioni di servizio abilitate all'erogazione di GNC¹⁶/GNL e all'installazione di colonnine di ricarica pubblica per i veicoli elettrici.

Partendo dal GNL/gas naturale per il settore trasporti terrestri è stata stimata una domanda massima pari a circa 100 milioni di m³. Per soddisfare questa domanda è stata stimata la necessità di ampliare la rete dei distributori. Attualmente in Sardegna non ci sono stazioni di rifornimento abilitate per il gas naturale mentre esistono circa 80 distributori abilitati per il GPL (<https://www.ecomotori.net/distributori/gpl/Italy>). Stimando per la Sardegna un rapporto auto CNG/stazioni di servizio pari a quello italiano (circa 900 veicoli per stazione, fonte NGVA¹⁷) è stata determinata la necessità di avere a regime circa 150 distributori. L'ipotesi è di convertire gli 80 esistenti a GPL abilitandoli anche al CNG/LNG e di costruire circa 70 nuovi distributori. Per i costi ci si è riferiti a uno studio dell'Oxford Institute for Energy Studies [30] ricavando un costo di circa 360.000 euro per una nuova stazione di rifornimento.

Per quanto riguarda le colonnine di ricarica per i veicoli elettrici è stata fatta l'ipotesi di raggiungere un numero di circa 50 auto per colonnina come indicato nel target 2030 nell'aggiornamento 2020 del PNIRE¹⁸.

¹⁶ GNC: gas naturale compresso

¹⁷ The Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA Europe) è l'associazione Europe che promuove l'uso del gas (naturale e rinnovabile) come combustibile per il settore dei trasporti.

¹⁸ PNIRE: Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica

Per quanto riguarda i costi ci si è riferiti a una stima di circa 10000 euro per potenze fino a 22 kW (AC) e di circa 25000 euro per potenze fino a 50 kW (DC).

La voce di costo relativa alle infrastrutture del settore trasporti non impatta significativamente sul costo delle diverse configurazioni con valori cumulati nel periodo 2020-2040 stimati in massimo 100 milioni di euro e differenze tra le configurazioni inferiori ai 50 milioni di euro.

7.4 Costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali

I costi di investimento che dovranno sostenere i consumatori finali sono la seconda voce, in termini di rilevanza, dopo il costo di acquisto delle commodity, che impatta sul costo delle diverse configurazioni analizzate. In particolare, per il calcolo dei costi di sistema ci si è riferiti ai costi da sostenere nel settore civile e nel settore dei trasporti mentre per il settore industriale è fornita un'indicazione dei costi di adeguamento delle tecnologie:

- nuovi impianti di generazione e distribuzione del calore (caldaie a gas e pompe di calore);
- nuovi veicoli (metano/elettrici);
- adattamento tecnologie industriali.

7.4.1 Nuovi impianti di generazione e distribuzione del calore (caldaie a gas e pompe di calore)

Per quanto riguarda gli impianti di generazione e distribuzione del calore ci si è riferiti alle seguenti ipotesi di costo stimate da RSE e riportate in Tabella 7.10, Tabella 7.11 e Tabella 7.12. Per le pompe di calore sono state utilizzate due diverse stime di costo basate sulla diversa predisposizione dell'abitazione alla conversione al metano. Per le abitazioni già dotate di un sistema di distribuzione del calore tramite radiatori si ipotizza l'installazione di una pompa di calore ad alta temperatura sia per il riscaldamento sia per la produzione di acqua calda sanitaria. Per le nuove abitazioni e/o abitazioni senza i radiatori si ipotizza invece l'installazione di una soluzione tecnologica con la distribuzione del calore tramite fan coil.

Tabella 7.10 – Costi di investimento e operativi relativi alle tecnologie gas (stima RSE)

Costi delle tecnologie gas	
Costo caldaia a gas + adeguamento cottura	2500 €
Adeguamento canna fumaria	500 €
Costo annuo manutenzione	100 €

Tabella 7.11 - Costi di investimento e operativi relativi alle tecnologie elettriche (stima RSE, opzione 1)

Costi delle tecnologie elettriche (1)	
Costo PdC alta temperatura da 8 kW (distribuzione con radiatori)	7000 €
Piano cottura induzione + stoviglie per induzione	500 €
Costo annuo manutenzione	100 €

Tabella 7.12 - Costi di investimento e operativi relativi alle tecnologie elettriche (stima RSE, opzione 2)

Costi delle tecnologie elettriche (2)	
Costo PdC da 8 kW + distribuzione tramite fan coil	9000 €
Piano cottura induzione + stoviglie per induzione	500 €
Costo annuo manutenzione	100 €

7.4.2 Nuovi veicoli

Per il settore dei trasporti è stato stimato l'extra costo necessario per l'acquisto di veicoli a metano/elettrici rispetto a un tradizionale veicolo alimentato a benzina/gasolio. Per quanto riguarda le auto e i veicoli leggeri è stato stimato un extra costo di circa 1500/2000 euro per i veicoli alimentati a gas naturale mentre per i veicoli elettrici l'extra costo necessario all'acquisto sale a circa 10000 euro.

7.4.3 Adeguamento tecnologie industriali.

Per il settore industriale si riporta la stima dei costi di adeguamento delle tecnologie al GNL/gas naturale elaborata dal Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica -DIEE- dell'Università di Cagliari con il quale, come già accennato, è stata attivata una collaborazione specifica. La determinazione del costo di sostituzione dei bruciatori per il loro adeguamento all'utilizzo del GNL è stata effettuata a seguito di accurate indagini di mercato. Per la determinazione del costo per le diverse taglie si è ricorso al metodo dell'*effetto scala*:

$$C = C_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^m$$

dove:

- C_0 Costo di riferimento
- P_0 Potenza di riferimento
- P Potenza installata
- C Costo installato
- m 0,65

Nella Figura 7.8 è riportata la stima del costo di sostituzione dei bruciatori in funzione della potenza installata.

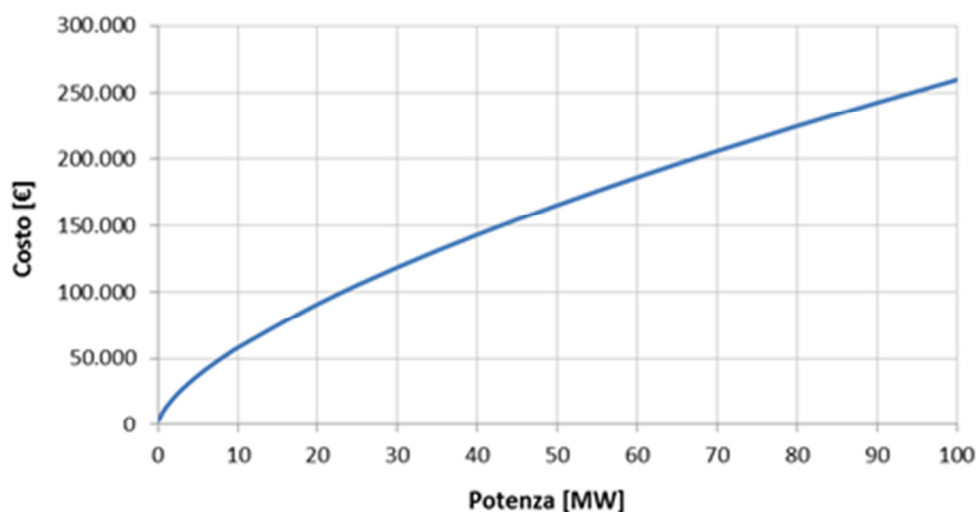


Figura 7.8 - Costo di sostituzione bruciatori in funzione della potenza installata (stima DIEE)

7.4.4 Costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali nelle diverse configurazioni

La Figura 7.9 mostra i costi cumulati nel periodo 2020-2040 stimati per le tecnologie di uso finale nelle diverse configurazioni. Dal confronto tra i costi si evidenzia un costo aggiuntivo di circa 1 miliardo di euro nelle configurazioni CONTINENTE/ISOLA rispetto alla BASE. Questo extra costo è relativo alle sole tecnologie gas in quanto le ipotesi di elettrificazione delle configurazioni CONTINENTE/ISOLA sono le stesse della configurazione BASE. La configurazione ELETTRICO mostra invece un extra costo di circa 3,8 miliardi rispetto alla BASE (+2,8 miliardi rispetto a CONTINENTE/ISOLA, elevata elettrificazione del settore civile e maggiore elettrificazione dei trasporti). Il costo delle tecnologie risulta particolarmente elevato per la configurazione ELETTRICO.

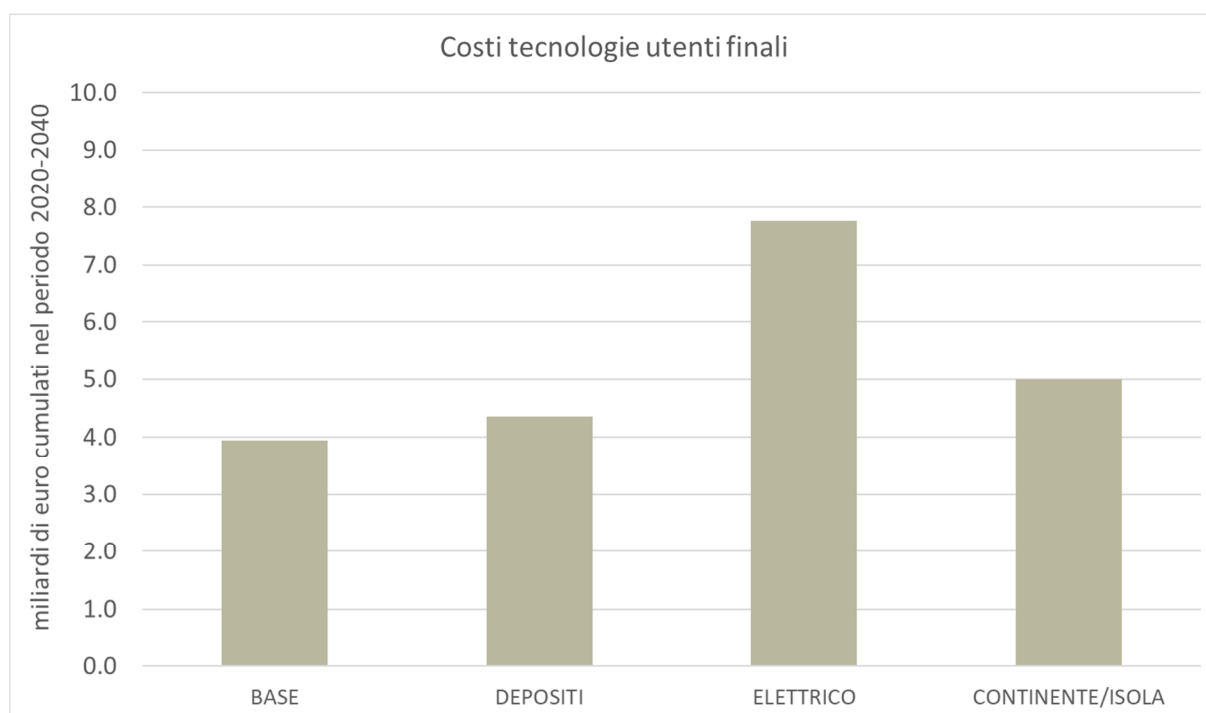


Figura 7.9 - Costi delle tecnologie per gli utenti finali nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.5 Stima del margine dei venditori all'utente finale

Per le configurazioni BASE, DEPOSITI ed ELETTRICO, nelle quali si assume un approvvigionamento del gas in un contesto di libero mercato non regolato, è stata stimata la componente relativa al margine dei venditori. Questa componente è stata stimata confrontando il costo del gas naturale (dato dalla somma delle diverse voci di costo lungo la catena) con il costo dei vettori attualmente consumati sia nel settore civile (gasolio, GPL e aria propanata) sia nel settore industriale (olio combustibile, GPL e gasolio). L'ipotesi è che un venditore decida di vendere il gas naturale con uno sconto minimo rispetto alle altre commodity per rendere comunque appetibile il passaggio al gas naturale.

Nelle configurazioni a mercato questa componente è stata stimata in circa 7,8 €/MWh (valore medio pesato tra il settore civile e industriale).

Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA, invece, il prezzo della materia prima gas sarebbe allineato al PSV, ed a questo si aggiungerebbero i costi, regolati, di trasporto e distribuzione, oltre al margine del venditore, che in questo caso, tuttavia, sarebbe esposto alla concorrenza degli altri venditori sul mercato e quindi nell'impossibilità di estrarre rendite monopolistiche. In questo caso il margine del venditore è stato

stimato come somma delle componenti QVD e CCR definite da ARERA nell'ambito delle forniture di gas in regime di maggior tutela:

- componente QVD (Quota Vendita al Dettaglio): importo a copertura dei costi fissi sostenuti mediamente da un'impresa di vendita per svolgere le attività di gestione commerciale dei clienti;
- componente CCR (Componente Copertura Rischi): corrisponde ai costi che i venditori devono sostenere per rifornire i propri clienti e per proteggere i clienti dai rischi di forti variazioni dei prezzi (dovute, ad esempio, a temperature invernali eccezionali, o a variazioni della domanda complessiva di gas).

Per le configurazioni CONTINENTE e ISOLA la somma delle due componenti è stata stimata in circa 3,6 €/MWh.

La Figura 7.10 mostra i costi cumulati nel periodo 2020-2040 stimati per la copertura dei margini dei venditori nelle diverse configurazioni. Per le configurazioni CONTINENTE/ISOLA si nota il risparmio rispetto alle configurazioni a mercato. Nella configurazione CONTINENTE il margine risulta più alto rispetto alla configurazione ISOLA perché si assume un periodo transitorio di cinque anni a mercato prima della realizzazione del gasdotto fisico ipotizzata al 2025.

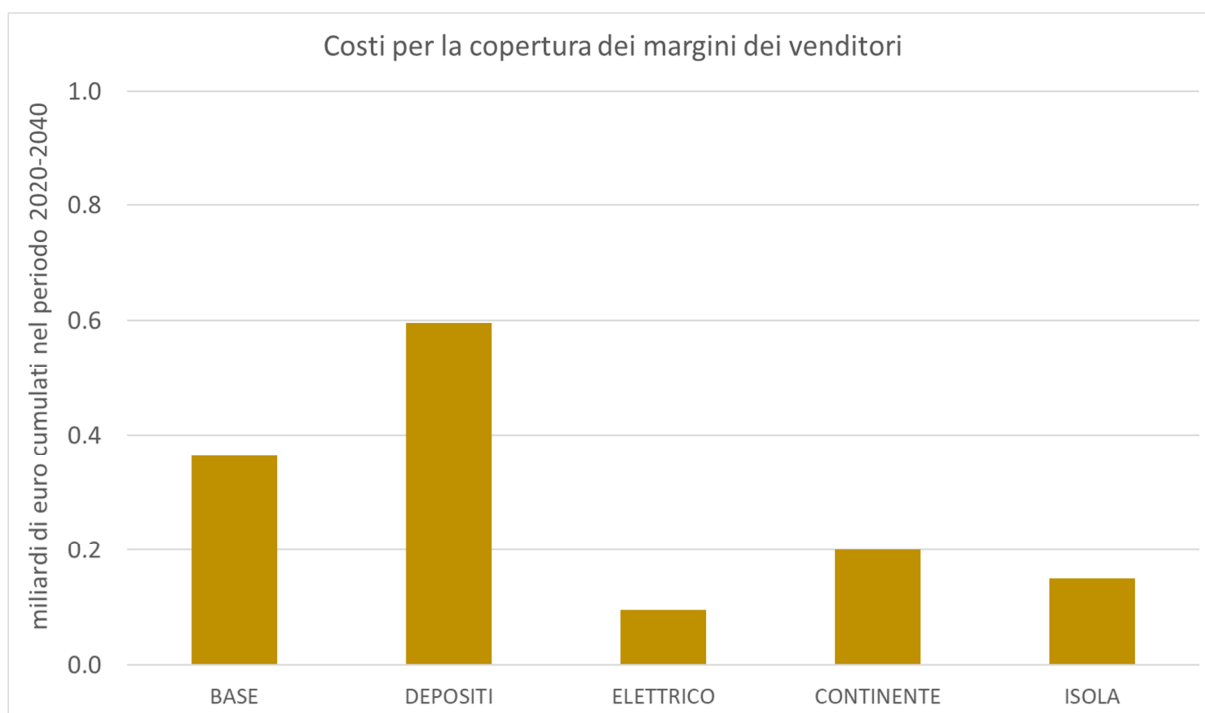


Figura 7.10 – Stima dei costi a copertura dei margini dei venditori nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.6 Costi relativi alle esternalità ambientali

Lo spostamento dei consumi energetici sardi da combustibili fossili quali gasolio, GPL e olio combustibile verso vettori più sostenibili da un punto di vista ambientale, quali l'energia elettrica e il gas naturale, ha evidenti ricadute in termini emissivi. Nel calcolo dei costi totali di sistema si è quindi tenuto conto delle esternalità ambientali monetizzabili considerando i costi relativi alle emissioni di CO₂ e altri inquinanti (SO₂, NO_x, NMVOC, PM_{2.5} e PM₁₀) dei diversi mix energetici nelle configurazioni identificate.

Il primo passo è consistito nella raccolta dei fattori di emissione medi per il 2018 relativi all'Inventario nazionale delle emissioni (fonte ISPRA). Si riporta come esempio la Tabella 7.13 con i fattori emissivi del settore civile.

Tabella 7.13 – Fattori emissivi settore civile (fonte: ISPRA)

Settore residenziale	Fattore emissivo (kg/GJ)					
Combustibile	CO ₂	NO _x	NMVOC	SO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}
Gasolio	73,578	0,050	0,003	0,047	0,0036	0,0036
GPL	65,592	0,030	0,002	0,002	0,0020	0,0020
Biomassa (legna e simili)	-	0,060	0,631	0,012	0,4069	0,4023
Gas naturale	57,693	0,030	0,005	0,000	0,0002	0,0002

Il secondo passo è consistito nella valorizzazione economica delle emissioni dei settori ETS (Tabella 7.14). È stato utilizzato l'andamento dei prezzi previsto nello scenario nazionale PNIEC.

Tabella 7.14 – Andamento dei prezzi delle emissioni di CO₂ nel settore ETS (€/t)

Fonte	2020	2025	2030	2035	2040
Settore ETS	15	22,5	33,5	42	50

In merito ai valori di danno che determinano i costi delle esternalità negative attribuibili alle emissioni degli inquinanti, si è fatto riferimento alla documentazione disponibile in ambito europeo [31] da cui sono stati ricavati i valori esposti in Tabella 7.15 e Tabella 7.16. In particolare, la prima si riferisce alle emissioni sulla superficie mentre la seconda alle emissioni in mare.

Tabella 7.15 – Valori di danno unitari per i diversi inquinanti, emissioni sulla superficie (€/t) [31]

	CO ₂ eq	NO _x	NO _x	NO _x	SO ₂	NMVOC	NH ₃	PM _{2.5} exhaust	PM _{2.5} exhaust	PM _{2.5} exhaust	PM _{2.5} exhaust	PM ₁₀ non exhaust
	All sources	low source/transport	low source/transport	industrial process / electricity production	All land sources	All land sources	All land sources	low source/transport	low source/transport	low source/transport	industrial process and electricity production	low source/transport
	all areas	rural	urban and metropolitan	all land areas	all land areas	all land areas	all land areas	rural	urban	metropolitan (>0.5 M)	all land areas	average all land areas
	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t
Superficie	104.3	15,749	26,492	14,706	13,246	1,147	22,529	82,398	137,677	426,590	22,007	19,817

Tabella 7.16 – Valori di danno unitari per i diversi inquinanti, emissioni in mare (€/t) [31]

	CO ₂ eq	NO _x	SO ₂	NMVOC	PM _{2.5} exhaust	PM ₁₀ exhaust
	All sources	maritime transport	maritime transport	maritime transport	maritime transport	maritime transport
	all areas	sea area	sea area	sea area	sea area	sea area
	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t
Mare	104.3	3,129	9,596	522	25,658	14,602

7.6.1 Costi esterni del trasporto del gas naturale su strada e con la dorsale gas

7.6.1.1 Dorsale gas Sardegna

I costi esterni della dorsale gas sono stati stimati con una metodologia basata sulle emissioni in atmosfera e sulla trasposizione al caso in esame di valori di emissione unitari (per m³ di gas distribuito) associati alla rete di trasporto e distribuzione del gas ad alta pressione in Italia. Il metodo, seppur semplificato rispetto a quanto viene fatto nelle valutazioni di impatto ambientale (analisi sito-specifiche), tiene conto delle emissioni dirette e - attraverso i consumi energetici (di elettricità e calore) della gestione della rete di trasporto - delle emissioni indirette del ciclo di vita del kWh elettrico e di quello termico. Inoltre, si è tenuto conto anche delle emissioni in atmosfera dovute alla costruzione dell'infrastruttura per il trasporto e la distribuzione del gas in alta pressione (estrazione e produzione dei materiali, assemblaggio e lavori di costruzione veri e propri). Per omogeneità di approccio rispetto alla distribuzione stradale, è stata esclusa dall'analisi la fase di upstream del gas importato o prodotto in Italia (estrazione, trattamento e trasporto). Sempre per omogeneità di approccio, si è tenuto conto delle medesime categorie di emissioni per tutte le fasi considerate: emissioni di gas serra (quantificate in termini di CO₂ equivalente) ed emissioni di macroinquinanti di rilievo sanitario (NO_x, SO₂, PM_{2,5}, NH₃ e COVNM).

La fonte dei dati utilizzati è il data base Ecoinvent versione 3, che riporta i consumi energetici e le emissioni dirette per m³ di gas distribuito della rete ad alta pressione in Italia (dati aggiornati al 2016, ricavati direttamente o per elaborazione a partire dai rapporti di sostenibilità di SNAM).

Per quanto riguarda le emissioni dirette (fase di trasporto del gas), le più importanti sono quelle dovute alle perdite di rete (cosiddette "fuggitive"): metano, anidride carbonica, etano, butano, propano e COVNM. Le perdite di rete sono basate su dati pubblicati ed escludono le perdite sulla rete a bassa pressione.¹⁹

Le emissioni associate ai consumi elettrici per la gestione della rete fanno riferimento al mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di elettricità in Italia. Le emissioni legate ai consumi termici si basano invece sul ciclo di vita del gas naturale in Europa. Per quanto riguarda la costruzione dei gasdotti, le emissioni per km di linea si basano su dati europei. Anche in questo caso la fonte dei dati è Ecoinvent v.3. Le emissioni della costruzione dei gasdotti per km di infrastruttura sono state quindi moltiplicate per la lunghezza prevista della rete dorsale Sardegna, sia nazionale che regionale (584 km complessivi) e rapportate alla domanda prevista cumulata di gas al 2040 (opzione 2 di massima domanda gas).

Per quanto riguarda la valutazione dei costi esterni associati alle emissioni di gas serra e alle emissioni inquinanti, la fonte metodologica utilizzata è il manuale dei costi esterni dei trasporti dell'UE (Handbook on external costs of transport, 2019 edition). Si tratta di un riferimento molto importante, non solo perché riporta i valori di costo esterno di tutte le modalità di trasporto per tutti gli Stati membri, ma anche perché comprende anche la valutazione dei danni associati alle emissioni delle fasi a monte rispetto all'uso dei carburanti, in particolare quelli associati agli impianti per la produzione di elettricità e calore (per la necessità di valutare i costi esterni dei veicoli a batteria e a trazione elettrica).

Nel caso delle emissioni di CO₂eq, il costo adottato è il valore centrale della forchetta raccomandata dall'Handbook (104 € 2018/t). Tale valore è stato individuato al termine di una rassegna dei migliori studi di letteratura basati sull'approccio dei costi di mitigazione, coerenti con uno scenario di stabilizzazione a lungo termine delle concentrazioni di CO₂ a 450 ppm (coerenti con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sul clima di dicembre 2015).

Per quanto riguarda i costi esterni associati alle emissioni inquinanti, i valori raccomandati dall'Handbook comprendono gli effetti sulla salute, sull'agricoltura, sugli edifici e i danni agli habitat/biodiversità (vedi Tabella 7.17 per una sintesi dei sentieri d'impatto considerati nell'ultima edizione dell'Handbook).

¹⁹ La ripartizione delle perdite totali di rete fra rete ad alta e bassa pressione è stata realizzata dagli autori di Ecoinvent e si basa su dati riguardanti altri paesi.

Tabella 7.17 - Sintesi dei principali sentieri d'impatto considerati da Handbook 2019 nella stima dei costi esterni delle emissioni inquinanti in atmosfera (Fonte: Elaborazione RSE in base a EU Handbook on external costs of transport, 2019 edition)

Effetti sulla salute	Rischi di malattie respiratorie (ad es. bronchite, asma, cancro ai polmoni) e cardiovascolari associati alle concentrazioni di inquinanti atmosferici emessi direttamente o presenti in atmosfera attraverso processi di trasformazione (ozono, particolato secondario) generati da inquinanti precursori. Rischi di mortalità associati alle concentrazioni di PM _{2,5} , PM ₁₀ , ozono e NO ₂ (novità). In base all'approccio bottom-up, anche le emissioni di SO _x , NO _x , NH ₃ e COVNM presentano rischi di mortalità, essendo precursori del particolato secondario (SIA) e dell'ozono che si formano in atmosfera. Effetti di mortalità valutati con approccio YOLL (VYOLL UE28 = 70.000 €2016 [65.000 – 130.000]), , con l'eccezione della CRF per la mortalità infantile dovuta al particolato (VSL UE28 = 3,6 milioni €2016).
Effetti sulla produzione agricola	Il modello adottato è lo stesso di NEEDS (2008); sono stati aggiornati i prezzi dei prodotti agricoli nei mercati UE di riferimento. I sentieri d'impatto analizzati riguardano a) le emissioni di SO ₂ e NO ₂ , la loro trasformazione e deposizione al suolo sotto forma di sostanze acidificanti e b) la formazione di ozono troposferico (legata soprattutto alle emissioni di NH ₄ , NO _x e COVNM), in quanto entrambi i fenomeni possono danneggiare la produttività agricola.
Danni ai materiali e agli edifici	Questi effetti sono stati rivisti rispetto a NEEDS. Ora sono quattro i tipi di danni considerati: a) annerimento delle superfici degli edifici attraverso la deposizione di particolato; b) danni alle facciate e ai materiali degli edifici dovuti a processi di corrosione, causati da sostanze acide (es. NO _x e SO ₂); c) danni alle vernici e alle plastiche; d) danni a edifici del patrimonio storico-culturale. (In quest'ultimo caso si tratta di una quantificazione semplificata, ipotizzando percentuali di a) e b) a prescindere da indicatori per SM di quantificazione materiale del patrimonio storico-culturale).
Danni agli habitat (perdite di biodiversità)	I sentieri d'impatto sono i medesimi del modello NEEDS (2008), ma calcolati con un approccio diverso, suggerito da Kuik et al. (2008), basato sulla WTP invece che sui costi di ripristino: a) effetti delle emissioni di SO₂ e NO_x sull'acidificazione del suolo , delle precipitazioni e dell'acqua e stima dei danni a carico degli habitat utilizzando l'indicatore "Ecosystem Damage Potential" (EDP); b) effetti delle emissioni a base di azoto (NO_x, NH₃) sull'eutrofizzazione degli ecosistemi e stima dei danni a carico degli habitat , sempre utilizzando l'indicatore EDP.

La Figura 7.11 riporta i risultati della stima dei costi esterni specifici per la rete gas, pari a 0,00224 €/m³ (2238 euro/M m³). La maggior parte dei costi esterni della dorsale sono dovuti alle emissioni fuggitive di gas ad effetto serra (56%), seguite da quelle dovute alla fase di costruzione dell'infrastruttura (21%). I costi esterni dovuti ai consumi di calore ed elettricità nella gestione della rete incidono in misura inferiore (rispettivamente per il 12% e 11%).

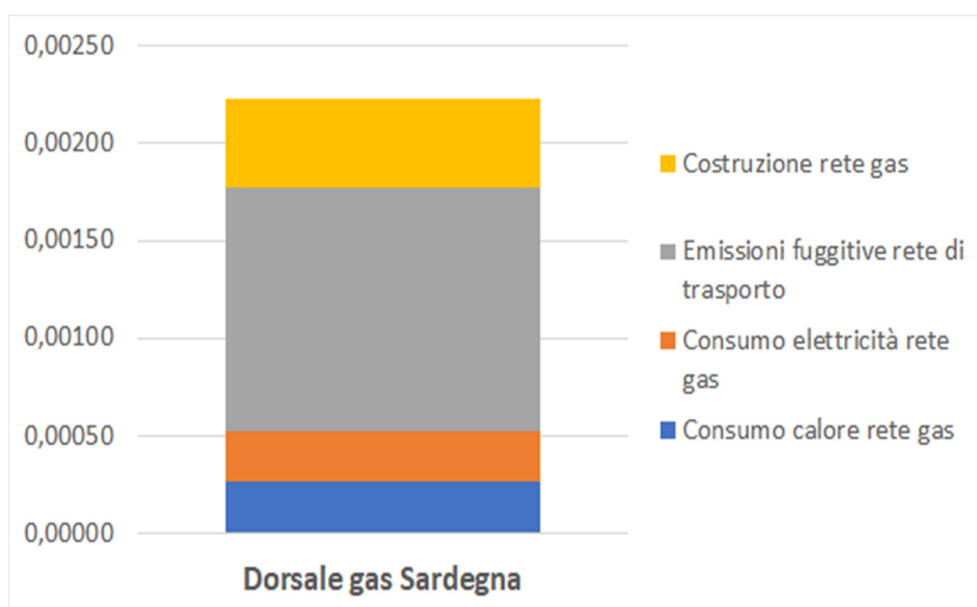


Figura 7.11 - I costi esterni specifici della dorsale gas (€/m³ trasportato) (Fonte: Elaborazione RSE in base a Ecoinvent v.3 e EU Handbook on external costs of transport, 2019 edition)

7.6.1.2 Distribuzione stradale del GNL

L'analisi dei costi esterni della distribuzione stradale del GNL è stata realizzata a partire dalla stima della percorrenza media dei veicoli cisterna per il trasporto del GNL riportata nella Tabella 7.18, che è stata anche utilizzata per la stima dei costi di trasporto.

Tabella 7.18 - Stima della percorrenza media dei camion per la distribuzione stradale

Tratta	A/R	Perc. tratta	Percorrenza media (A/R)
km	km	[%]	km
50	100	60%	160,00
100	200	30%	
200	400	10%	

A partire da questo quadro, le ipotesi di percorrenza sono state dettagliate per tener conto dei fattori-chiave che influenzano il calcolo delle esternalità ambientali:

- tipo di strada utilizzata (urbana a basso o alto scorrimento; extraurbana rurale o ad alto scorrimento);
- contesto di popolazione delle strade utilizzate (contesto urbano o extraurbano).

Trattandosi di valutazioni ex ante, effettuate con l'ausilio di un'analisi cartografica preliminare dei principali percorsi potenziali (in alternativa al tracciato ipotizzato per la dorsale gas), è stata condotta un'analisi di sensitività, che è confluita nei tre scenari (low, medium, high) che saranno in seguito presentati.

La Tabella 7.19 illustra le assunzioni dello scenario "medium".

Tabella 7.19 - Struttura delle percorrenze nello scenario base (% e km di percorrenza media - 160 km)

tratta A/R	Strade con ciclo di guida urbano in ambito urbano	Strade ad alto scorrimento in ambito urbano	Strade ad alto scorrimento in ambito extraurbano	Strade con ciclo di guida rurale in ambito extraurbano	Strade con ciclo di guida urbano in ambito urbano	Strade ad alto scorrimento in ambito urbano	Strade ad alto scorrimento in ambito extraurbano	Strade con ciclo di guida rurale in ambito extraurbano
km	%	%	%	%	km	km	km	km
100	10,0%	10%	62%	18%	12,50	12,50	104,89	30,11
200	7,5%	7,5%	66%	19%				
400	5,0%	5%	70%	20%				

La stima dei costi esterni ha considerato le seguenti categorie di esternalità:

- emissioni di gas serra;
- emissioni di macroinquinanti di rilievo sanitario,
- rumore;
- incidentalità stradali;
- congestione da traffico dovuta ai veicoli utilizzati;
- fase upstream del carburante utilizzato dai veicoli di trasporto (emissioni di gas serra e macroinquinanti "Well To Tank").

I veicoli considerati per la distribuzione del gas sono veicoli cisterna adibiti al trasporto del GNL, che utilizzano il medesimo carburante.

Anche in questo caso, così come per la dorsale gas, è stata utilizzata una metodologia "semplificata", consistente nella trasposizione al contesto della Sardegna di valori specifici nazionali (costi esterni/veicolo-km) per categoria di strada e contesto di esposizione della popolazione. La fonte dei dati è il Manuale europeo per la valutazione dei costi esterni dei trasporti (Handbook on external costs of transport, 2019 edition), che fornisce valori di costo esterno specifico per tutti gli Stati Membri, sia medi che marginali

(differenziati per le principali variabili influenti sulle specifiche categorie di costo esterno). Per tutte le categorie di esternalità (Tabella 7.20) sono stati utilizzati i valori di output marginali per i diversi tipi di veicoli di trasporto (costi esterni/veicolo-km) raccomandati dal manuale comunitario²⁰. Per le categorie di costo esterno influenzate dal tipo di carburante utilizzato (emissioni di gas serra e di inquinanti nocivi per la salute) è stato possibile disporre di costi esterni marginali per i veicoli pesanti alimentati a GNL.

Tabella 7.20 - Sintesi dei criteri di differenziazione dei valori di costo esterno marginale considerati

Categoria di costo esterno	Costi esterni marginali – Criteri di differenziazione e ipotesi
Emissioni di gas serra	Per categoria di veicolo pesante (autoarticolato >32t), carburante (GNL), standard euro (Euro 6), tipo di strada (cfr. tab. 3)
Emissioni di macroinquinanti (cfr. tab. 1)	Per categoria di veicolo pesante (autoarticolato >32t), carburante (GNL), standard euro (Euro 6), tipo di strada (cfr. tab. 3)
Rumore	HGV, traffico intenso/leggero (in funzione delle ipotesi di congestione, cfr. tab. 4), contesto urbano/rurale (cfr. tab. 3), trasporto diurno 50% /notturno 50%
Incidentalità stradali	HGV, tipo di strada (tab. 3)
Congestione	HGV, tipo di strada (tab. 3), livello di congestione (near capacity) cfr. tab. 5
Upstream (emissioni TTT)	Per categoria di veicolo pesante (autoarticolato >32t), carburante (GNL), standard euro (Euro 6), tipo di strada (cfr. tab. 3)

Dato che nell'analisi di sensitività i costi esterni della congestione sono quelli che influenzano maggiormente la variabilità dei risultati, sono state effettuate ipotesi (della probabilità di provocare rallentamenti - situazione di near capacity) differenziate a seconda degli scenari, come da Tabella 7.21.²¹

Tabella 7.21 - Ipotesi sulle probabilità di congestione del traffico "near capacity" (forte rallentamento senza blocco del traffico)

	Strade in ambito urbano con ciclo di guida urbano (una corsia per senso di marcia)	Strade ad alto scorrimento in ambito urbano (due corsie per senso di marcia)	Strade ad alto scorrimento in ambito extraurbano (due corsie per senso di marcia)	Strade con ciclo di guida rurale (una corsia per senso di marcia)
Scenario ottimistico (low)	33%	10%	5%	33%
Scenario intermedio (medium)	50%	20%	10%	50%
Scenario pessimistico (high)	75%	33%	20%	75%

La Figura 7.12, la Figura 7.13 e la Figura 7.14 illustrano i risultati della stima dei costi esterni nei tre scenari (medium, low, high), espressi in € per viaggio A/R (160 km di percorrenza media). Nello scenario intermedio, i costi esterni per viaggio ammontano a circa 40 euro.

²⁰ L'unica eccezione è costituita dal rumore, per il quale il Manuale fornisce valori marginali molto differenziati (es. rumore notturno dovuto a un traffico leggero oppure intenso)

²¹ Gli scenari differiscono non solo per le ipotesi di congestione illustrate nella tabella, ma anche per la percentuale di percorrenze con ciclo di guida urbano assunta per il contesto urbano:

- scenario low: 40%;
- scenario medium: 50%;
- scenario high: 60%.

Si tratta di costi complessivamente contenuti, che possono essere così commentati:

- i costi esterni dei gas serra incidono per il 32% del totale. Il gas naturale è un combustibile fossile e i veicoli pesanti a GNL euro VI hanno emissioni di CO₂eq. per km leggermente superiori ai corrispondenti veicoli diesel più efficienti (motore a gas meno efficiente, ma tenore di carbonio inferiore, emissioni dirette di metano elevate);
- i costi dell'inquinamento atmosferico incidono in maniera marginale, in quanto i veicoli pesanti a GNL euro VI abbattano notevolmente tutte le tipologie emissive e sono quelli che provocano meno inquinamento atmosferico nella categoria dei veicoli pesanti;
- i costi marginali del rumore sono poco rilevanti per le caratteristiche di bassa densità di popolazione esposta della Sardegna;
- i costi degli incidenti (14% del totale) riflettono i tassi di rischio nazionali;
- i costi sociali della congestione sono quelli più elevati (48% del totale); la congestione è causata dai veicoli pesanti soprattutto lungo le strade rurali a una corsia per senso di marcia (qui lo scenario intermedio assume 50% di probabilità di creare forti rallentamenti);
- i costi esterni delle emissioni della fase upstream «dal pozzo alla ruota» sono poco rilevanti secondo la rassegna di letteratura e i calcoli effettuati dall'Handbook 2019.

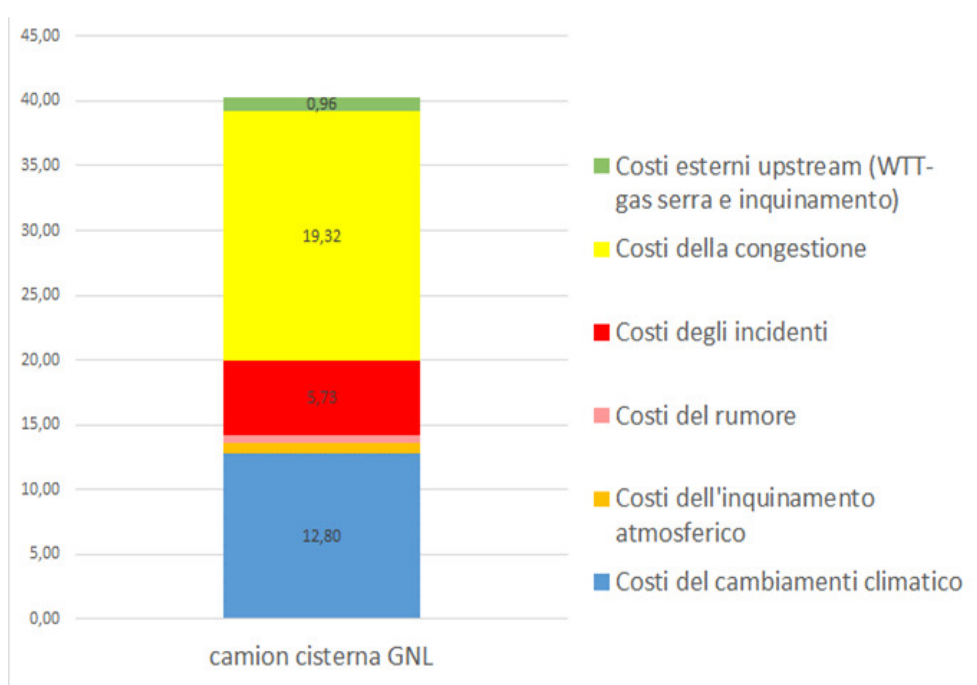


Figura 7.12 - I costi esterni della distribuzione del GNL su strada: scenario intermedio (€ 2018 per viaggio A/R)

Fonte: Elaborazione RSE in base a EU Handbook on external costs of transport, 2019 edition

Nello scenario ottimistico (congestione relativamente bassa), i costi esterni per viaggio sono di circa 32 euro. L'incidenza dei costi della congestione rispetto al totale si riduce al 35%, inferiore rispetto a quella delle emissioni veicolari di gas serra. Nello scenario ottimistico i costi esterni della distribuzione del GNL su strada sono del 20% inferiori allo scenario intermedio.

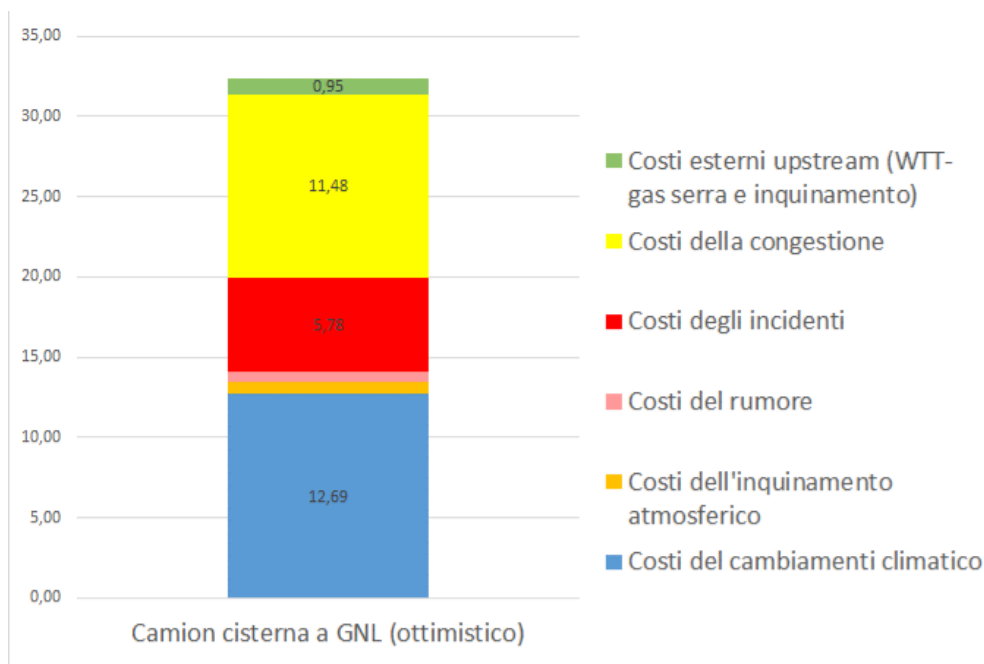


Figura 7.13 - I costi esterni della distribuzione del GNL su strada: scenario ottimistico (€ 2018 per viaggio A/R)
Fonte: Elaborazione RSE in base a EU Handbook on external costs of transport, 2019 edition

Nello scenario pessimistico (congestione molto elevata), i costi esterni per viaggio arrivano a 53 euro, con un'incidenza dei costi della congestione rispetto al totale che arriva al 61%, quasi tre volte i costi del cambiamento climatico. Nello scenario pessimistico i costi esterni della distribuzione del GNL su strada aumentano del 32% rispetto allo scenario intermedio.

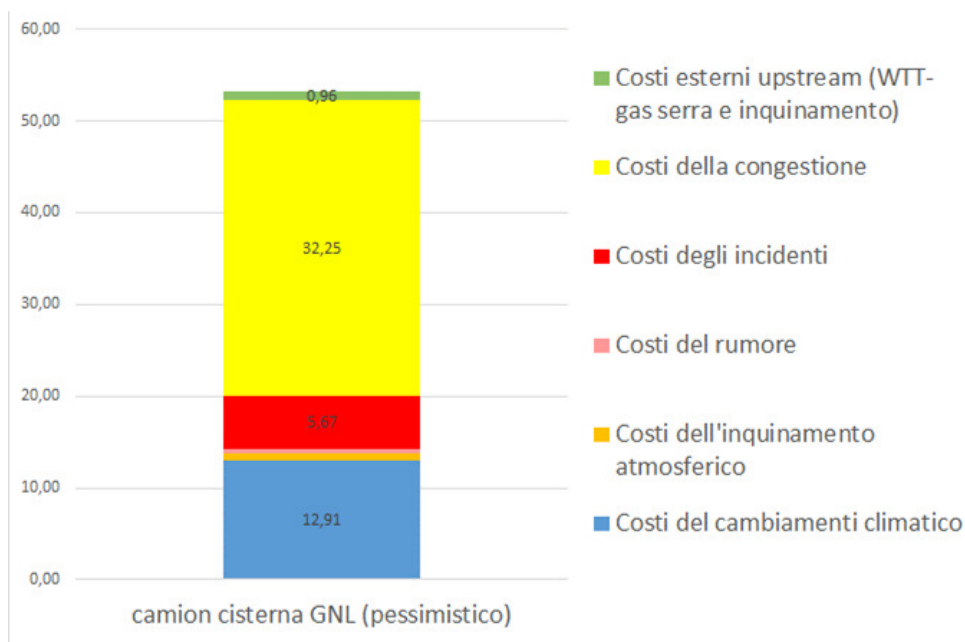


Figura 7.14 - I costi esterni della distribuzione del GNL su strada: scenario pessimistico (€ 2018 per viaggio A/R)
Fonte: Elaborazione RSE in base a EU Handbook on external costs of transport, 2019 edition

7.6.1.3 Sintesi

La Figura 7.15 pone a confronto i risultati dei tre scenari di costi esterni della distribuzione stradale del GNL, definiti da RSE, sostanzialmente influenzati dalla probabilità dei mezzi di provocare congestione nelle diverse situazioni di traffico in Sardegna, con la stima dei costi esterni della dorsale gas (in questo caso è fornito un unico valore, essendovi minor incertezza di stima). Il confronto è realizzato a parità di gas trasportato (€ 2018 per milione di m³ di gas).

- Nello scenario ottimistico e in quello intermedio i costi esterni della distribuzione su strada sono inferiori rispettivamente del 35% e del 19% a quelli della dorsale gas (2238 €/Mm³).
- La distribuzione su strada ha il vantaggio di evitare i costi esterni della costruzione della rete gas (in quest'indagine limitati alle emissioni in atmosfera, escludendo quindi eventuali danni per i suoli, le acque e gli habitat).
- Tuttavia, la distribuzione su strada genera congestione, che nella viabilità sarda costituisce un problema soprattutto nelle strade rurali con una sola corsia per senso di marcia.
- In uno scenario pessimistico il costo esterno della distribuzione stradale arriva a 2402 €/Mm³ di gas. I costi sociali dovuti alla congestione potrebbero quasi raddoppiare, portando il confronto al pareggio, se non a un lieve vantaggio per la dorsale gas.

Per le valutazioni economiche sui costi di sistema, mostrate nel seguito, ci si è riferiti allo scenario pessimistico per il trasporto su strada che, come mostrato dal confronto, porta a una situazione di sostanziale pareggio tra i costi esterni specifici dei due sistemi di trasporto.

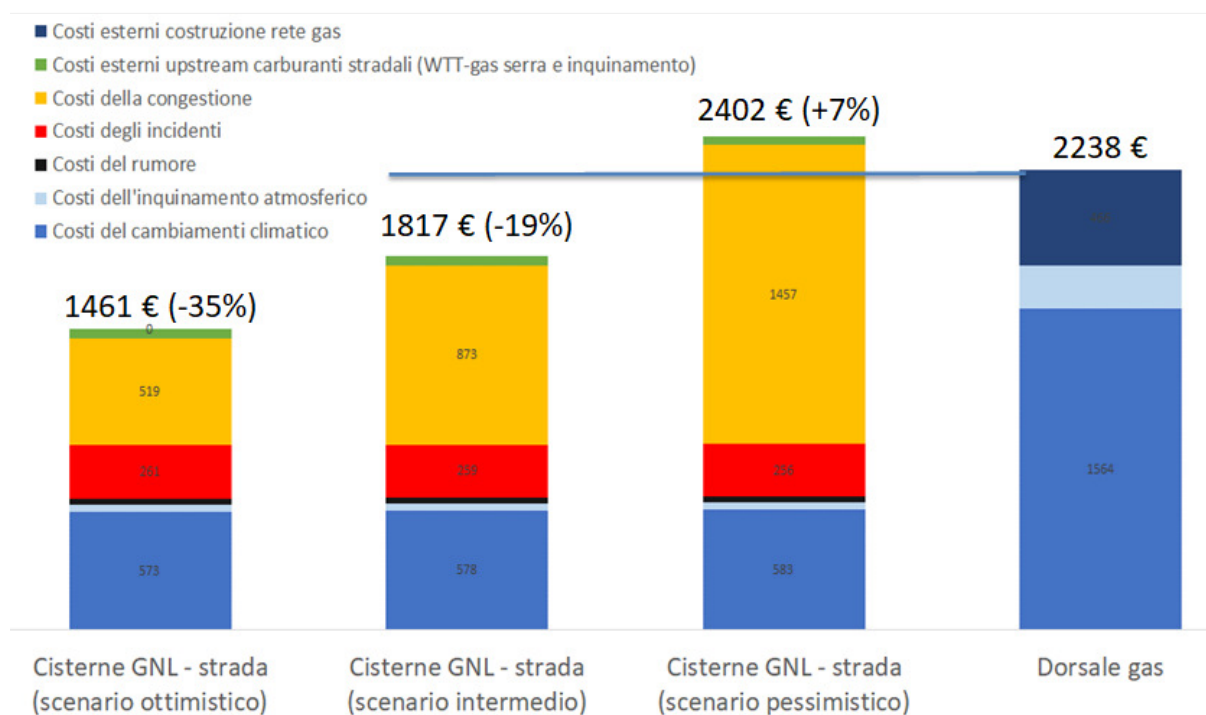


Figura 7.15 - Confronto di costo esterno fra la dorsale gas e la distribuzione stradale con cisterne a GNL (euro/Milione di Nm³ gas) - Fonte: Elaborazione RSE in base a Ecoinvent v.3 e EU Handbook on external costs of transport, 2019 edition

7.6.2 Costi delle esternalità ambientali nelle diverse configurazioni

L'inserimento delle esternalità ambientali di fatto raddoppia il costo stimato per le configurazioni. La Figura 7.16 mostra i costi cumulati nel periodo 2020-2040 derivanti dall'introduzione dei valori di danno per i diversi inquinanti. Dal confronto tra i costi si evidenzia un risparmio di circa 2 miliardi di euro nelle configurazioni CONTINENTE/ISOLA ed ELETTRICO rispetto alla BASE.

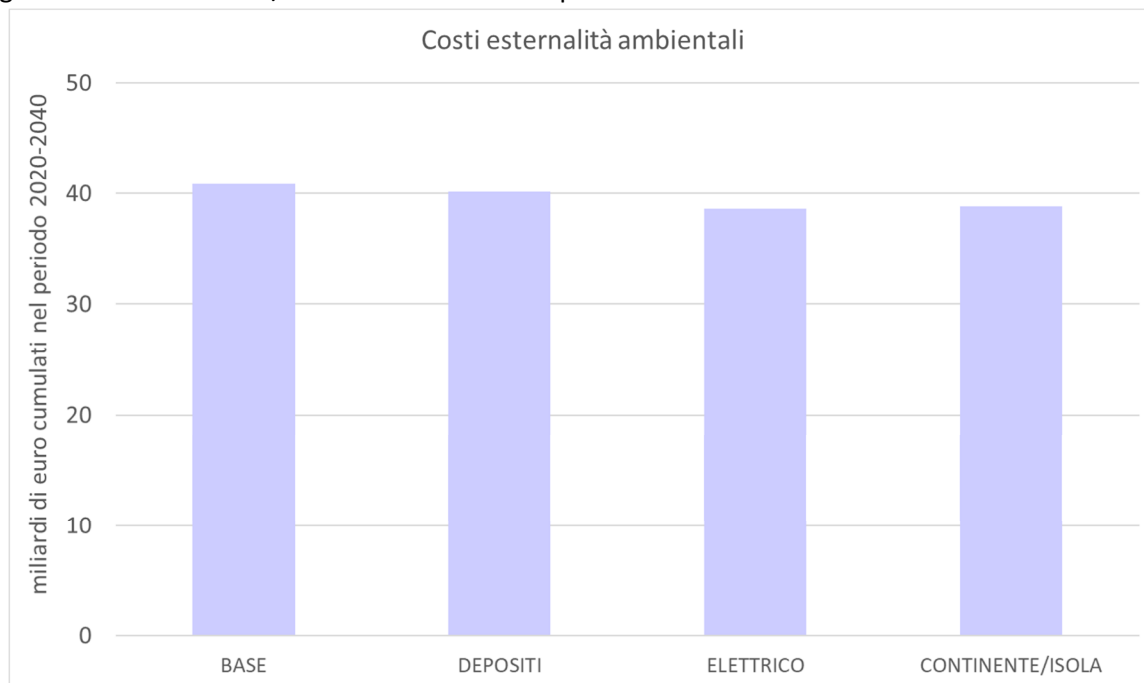


Figura 7.16 - Costi delle esternalità ambientali nelle configurazioni, costo cumulato nel periodo 2020-2040 (elaborazione RSE)

7.7 Configurazione con i minori costi di sistema

L'analisi dei costi di sistema delle diverse configurazioni segue lo schema metodologico indicato in Figura 7.17. Come già indicato nel capitolo 5, le configurazioni infrastrutturali sono state costruite sulla base del contesto regolatorio attuale; il primo passo è quindi consistito nel determinare quale configurazione permettesse di raggiungere il maggiore risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 rispetto alla configurazione BASE. Una volta determinata la configurazione più vantaggiosa su questa sono state costruite una serie di varianti e sensitivity relative sia al contesto regolatorio sia a diverse varianti di metanizzazione (sviluppo delle reti di distribuzione gas).

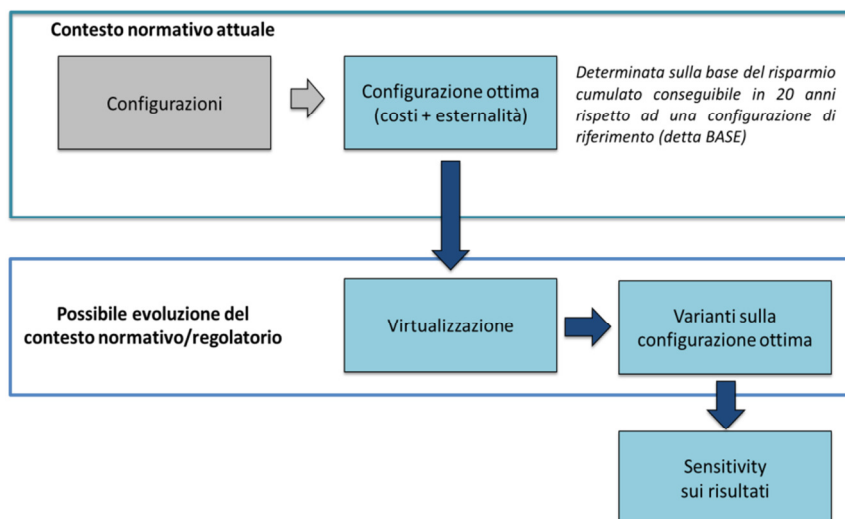


Figura 7.17 - Schema metodologico per l'analisi dei costi delle configurazioni infrastrutturali

Dall'analisi del confronto tra i costi di sistema nelle diverse configurazioni fisiche nel periodo temporale 2020-2040, risulta più vantaggiosa la configurazione CONTINENTE. In termini di infrastrutture gas la configurazione prevede la realizzazione di due depositi costieri (di cui uno con rigassificatore), la costruzione della rete energetica sarda (dorsale gas) e la realizzazione del gasdotto "Sealine" che collega la Sardegna al continente.

Si presentano nel seguito i risultati per l'opzione 2 di ripartenza della filiera dell'alluminio che risulta la migliore dal punto di vista energetico. I risultati relativi alle altre opzioni sono riportati nell'Allegato - Costi di sistema delle configurazioni, Opzioni filiera alluminio.

7.8 Confronto dei costi di sistema tra le configurazioni fisiche

Osservando i soli costi di sistema (Figura 7.18) il risparmio cumulato della configurazione CONTINENTE rispetto alla BASE risulta pari a circa 0,7 miliardi di euro. La principale voce di risparmio è relativa al costo di acquisto dei vettori energetici che va quindi a compensare i maggiori costi legati agli investimenti in nuove infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas naturale. Un'altra voce di costo aggiuntiva rispetto alla configurazione BASE sono gli investimenti in nuove tecnologie di uso finale. Come già evidenziato nel paragrafo 7.3.3, lato infrastrutture elettriche non si riportano nei costi di sistema per la regione Sardegna gli investimenti relativi al Tyrrhenian Link (o l'eventuale termoelettrico in sua sostituzione) perché considerati di interesse sovra-regionale. Inserendo nella valutazione anche la valorizzazione economica delle eternalità ambientali il risparmio cresce a circa 2,8 miliardi di euro (Figura 7.19).

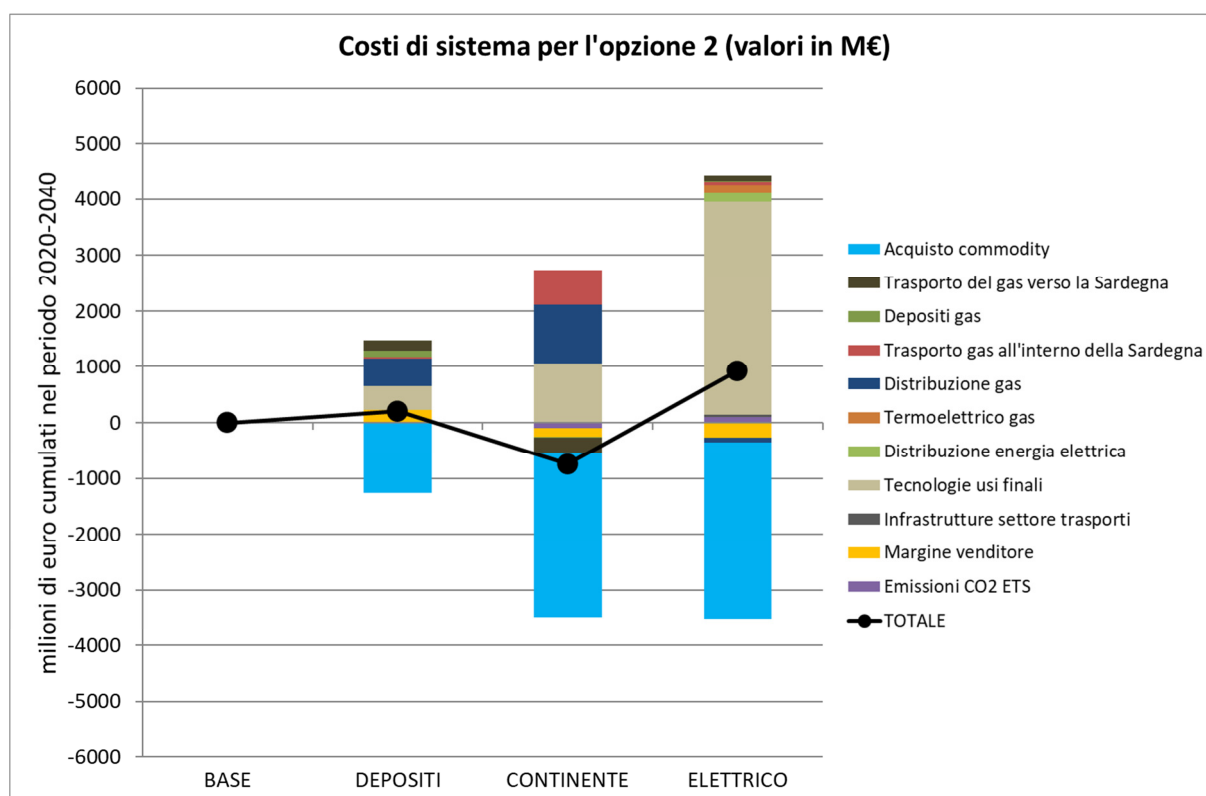


Figura 7.18 - Confronto dei costi di sistema cumulati tra le diverse configurazioni fisiche rispetto a quella BASE, opzione 2

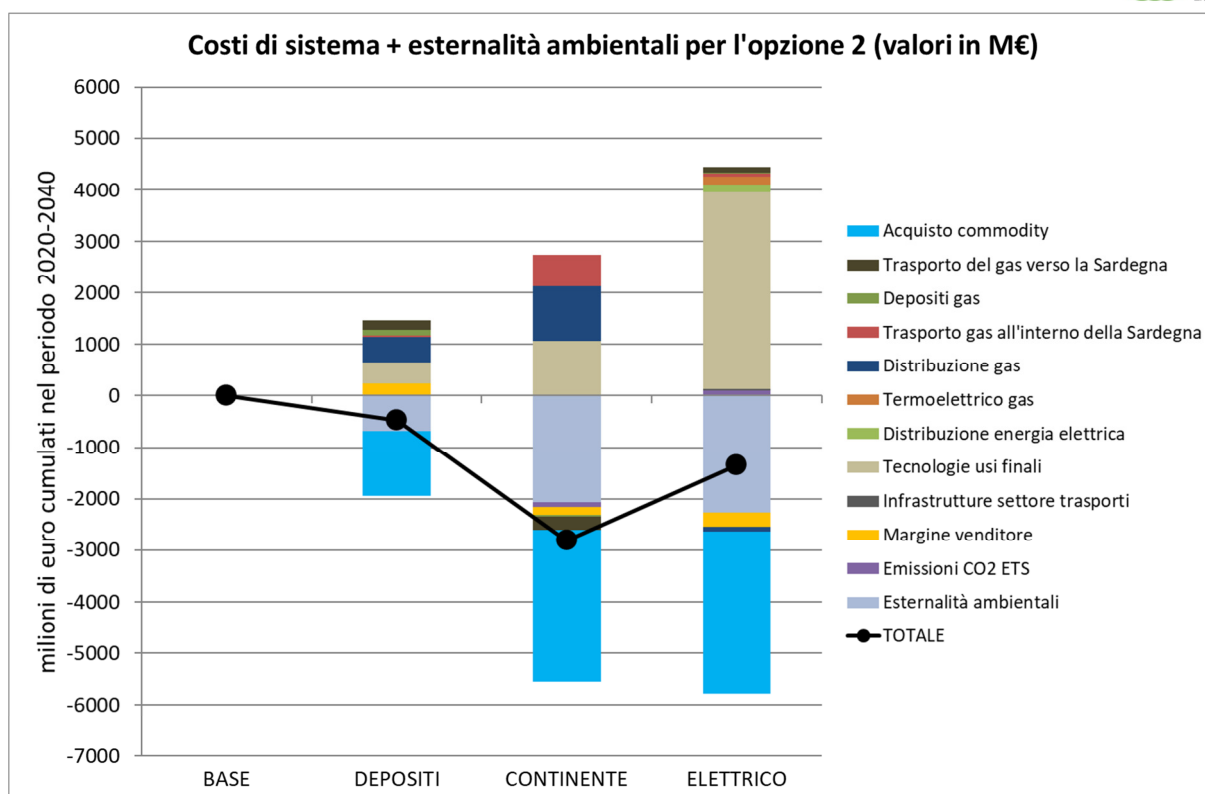


Figura 7.19 - Confronto dei costi di sistema + esternalità ambientali cumulati tra le diverse configurazioni fisiche rispetto a quella BASE, opzione 2

7.9 Dalla configurazione “fisica” CONTINENTE alla configurazione “virtuale” ISOLA

Tra le configurazioni «fisiche» valutate in precedenza, quella a minor costo risulterebbe la CONTINENTE. Si valuta ora una «virtualizzazione» della configurazione CONTINENTE per passare alla configurazione ISOLA (Figura 7.20).

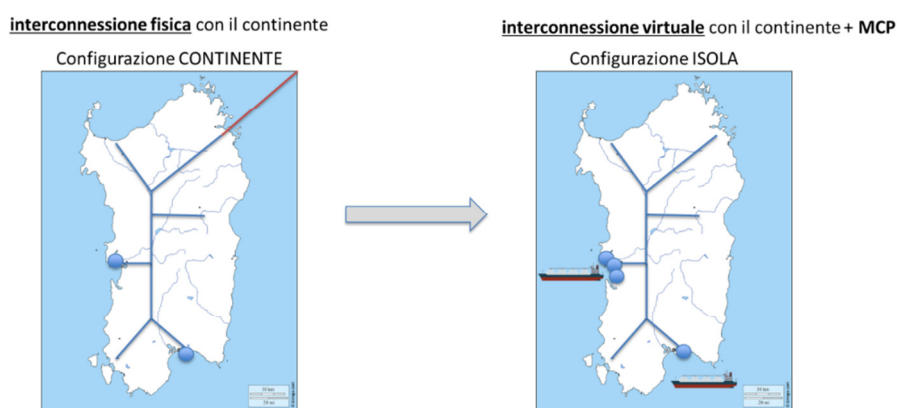


Figura 7.20 - Passaggio dalla configurazione “fisica” CONTINENTE a quella “virtuale” ISOLA

Nella configurazione ISOLA, in assenza del gasdotto Sealine, si prevede un numero maggiore di depositi e rigassificatori rispetto alla configurazione CONTINENTE per garantire una capacità adeguata di stoccaggio del gas naturale. Per il trasporto del gas naturale verso la Sardegna si ipotizza la realizzazione della connessione virtuale con il continente. Inoltre, si assume l'adozione di un meccanismo di correlazione del

prezzo del GNL ai terminali di rigassificazione con il PSV (meccanismo MCP²²). I costi relativi alla realizzazione della virtual pipeline sarebbero inferiori rispetto a quelli del gasdotto fisico. Nella configurazione ISOLA si ha anche un risparmio relativo al margine dei venditori di energia agli utenti finali in quanto nella configurazione CONTINENTE è stato considerato un periodo transitorio di 5 anni a mercato prima dell'entrata in servizio del gasdotto fisico stimata per il 2025. Tenendo conto degli elementi di costo, aggiuntivi e sottrattivi, nella configurazione ISOLA si risparmierebbero circa 250 milioni in 20 anni rispetto alla configurazione CONTINENTE (Figura 7.21).

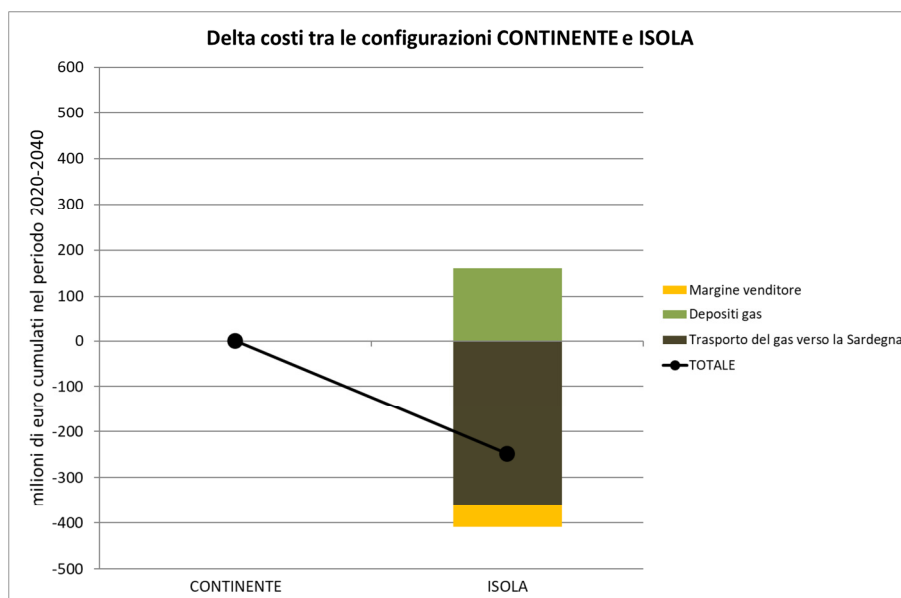


Figura 7.21 – Delta costo della configurazione “virtuale” ISOLA rispetto alla “fisica” CONTINENTE

Complessivamente quindi, tra tutte le configurazioni valutate (“fisiche” e “virtuali”), quella a minor costo risulta l’ISOLA. Osservando i soli costi di sistema (Figura 7.22) il risparmio cumulato della configurazione ISOLA rispetto alla BASE risulta pari a circa 1,0 miliardi di euro (Figura 7.23) che salgono a circa 3,1 miliardi (Figura 7.23) includendo la valorizzazione economica delle esternalità ambientali.

²² Tale meccanismo consente di mantenere il prezzo della materia prima allineato al PSV; questo allineamento, nella configurazione CONTINENTE, è garantito dal flusso di gas naturale tramite il collegamento fisico.

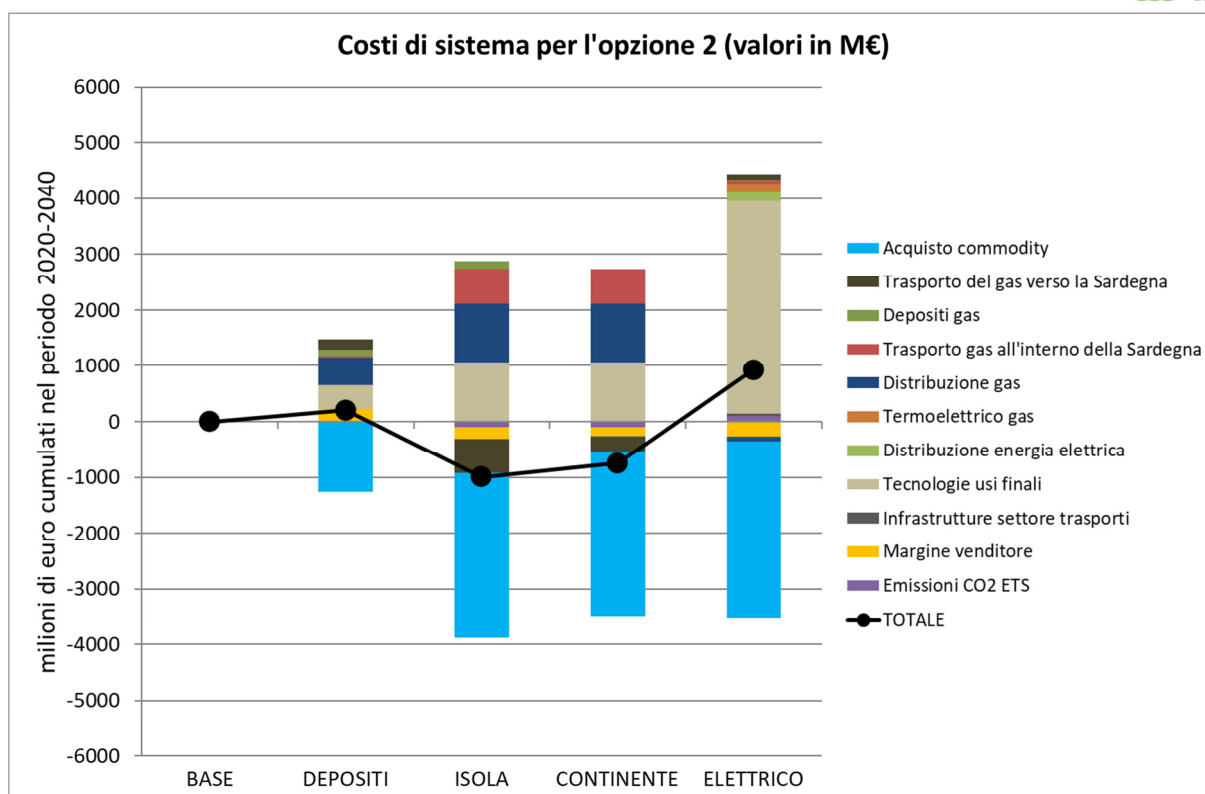


Figura 7.22 - Confronto costi di sistema cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 2

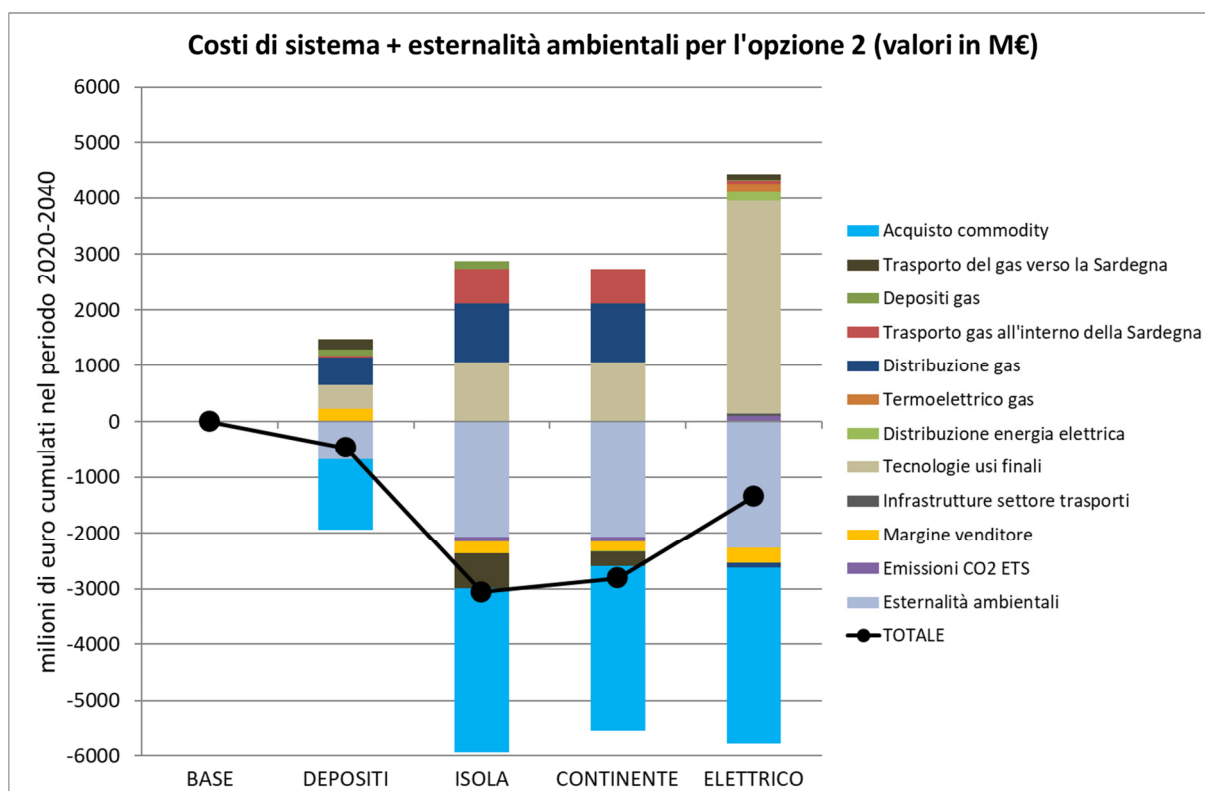


Figura 7.23 - Confronto costi di sistema + esternalità cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 2

8 ANALISI DEI RISULTATI

Nel presente capitolo si riporta una serie di analisi di dettaglio e di sensitività sulla configurazione ISOLA che dal confronto è risultata la più vantaggiosa. Per la configurazione ISOLA è stata fatta una successiva analisi andando a confrontare i costi di sistema nel caso in cui si decidesse di non costruire la dorsale, ma di trasportare il gas naturale su strada tramite cisterne criogeniche (paragrafo 8.1). Sono state poi analizzate le possibili variazioni del risparmio in funzione di ridotti sviluppi delle reti di distribuzione gas per il settore residenziale (paragrafo 8.2) e di maggiore elettrificazione (paragrafo 8.3). Anche per il settore trasporti (paragrafo 8.4) e per il settore industria (paragrafo 8.5) sono state fatte due sensitivity al variare dei volumi previsti di gas. Il paragrafo 8.6 mostra invece la variazione dei risparmi in funzione del prezzo del GNL/gas naturale. Il paragrafo 8.7 mostra la diversa flessibilità della configurazione virtuale ISOLA rispetto alla fisica CONTINENTE nell'ipotesi di volumi di gas complessivamente inferiori rispetto a quanto ipotizzato per le configurazioni. Il paragrafo 8.8 riporta alcune considerazioni sull'elettrificazione e la metanizzazione mentre il paragrafo 8.9 fornisce infine spunti per ulteriori approfondimenti non considerati nello studio.

8.1 Confronto tra il trasporto con dorsale e il trasporto su strada nel periodo 2020-2040

Per i costi di trasporto specifici su strada ci si riferisce a quanto indicato nel paragrafo 7.3.2. Relativamente alla sola voce del costo di trasporto, la Figura 8.1 mostra il confronto tra il costo annuo di trasporto nell'opzione dorsale (nell'ipotesi di durata dei 20 anni coperti dallo studio) confrontandolo con quello del trasporto su strada. Sull'asse delle ascisse sono riportati i volumi di gas mentre sull'asse delle ordinate il costo annuo relativo. Nel caso con dorsale il costo è approssimabile a una retta orizzontale determinata dividendo i costi totali (CAPEX e OPEX) per gli anni di operatività dell'infrastruttura. Nel caso del trasporto su strada il costo annuale cresce invece in funzione del volume di gas trasportato. Il trasporto su strada diviene più costoso solo per volumi superiori ai 1500 milioni di m³ anno. Il confronto tra le due soluzioni include i costi esterni delle due opzioni di trasporto (su strada o con dorsale).

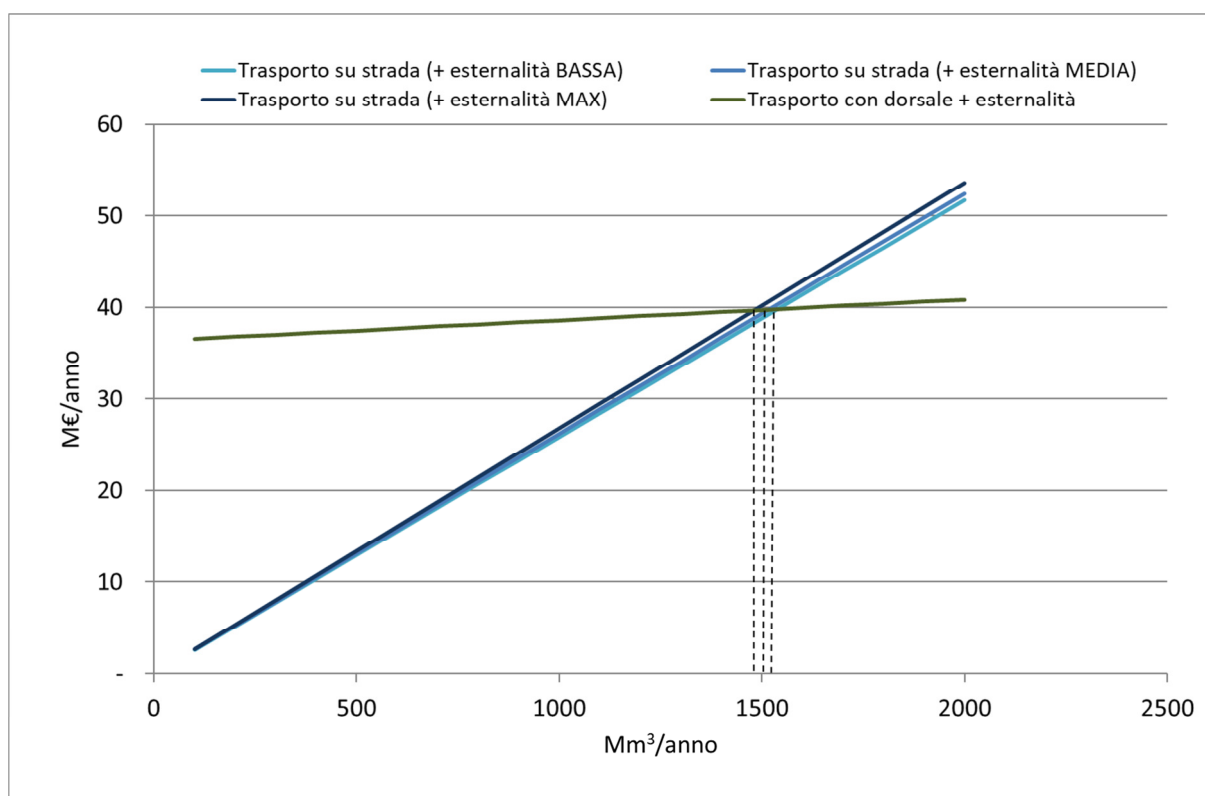


Figura 8.1 – Confronto tra il costo annuo di trasporto con dorsale e su strada (incluse esternalità)

Per maggiore completezza è stata condotta un'analisi di sensitivity considerando le due diverse condizioni di approvvigionamento del gas nella regione (prezzo non allineato al PSV o prezzo allineato al PSV) e le due possibili diverse condizioni di trasporto del GNL/gas naturale all'interno della regione, con la dorsale o su strada (Figura 8.2). Queste tre varianti (1a, 2a e 2b) si confrontano con la configurazione ISOLA iniziale (1b) che prevede la realizzazione della dorsale gas (con prezzo allineato al PSV).

1a) GNL a mercato

(ipotesi prezzo non allineato al PSV)

1b) Interconnessione virtuale con il continente

(ipotesi di prezzo allineato al PSV)

2a) GNL a mercato

(ipotesi prezzo non allineato al PSV)

2b) Interconnessione virtuale con il continente

(ipotesi prezzo allineato al PSV)

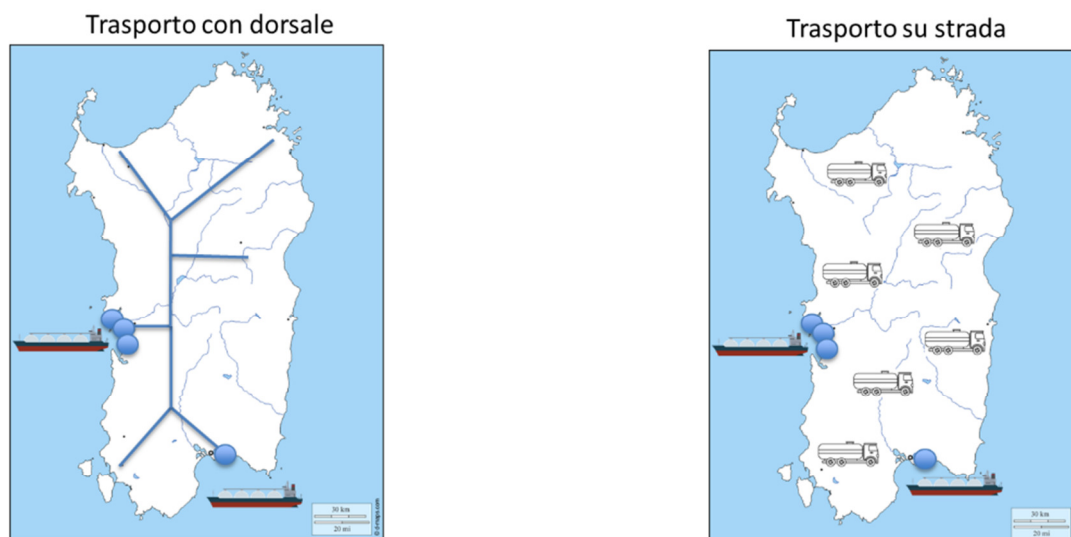


Figura 8.2 – Possibili varianti della configurazione ISOLA

Nel caso di non implementazione del meccanismo di virtual pipeline, in presenza della dorsale (variante 1a), il GNL arriverebbe in Sardegna a condizioni di mercato con un prezzo stimato superiore di circa 7-8 €/MWh (si veda il paragrafo 7.2.1) rispetto al PSV. Senza allineamento del prezzo del GNL al PSV, i costi di sistema della variante 1a configurazione ISOLA sarebbero non solo superiori a quelli della configurazione ISOLA iniziale (1b) (vedi Figura 8.3), ma anche superiori ai costi della configurazione BASE. Le stesse considerazioni valgono per la variante 2a, anche se in questo caso i risparmi sono superiori data la maggiore convenienza del trasporto su strada. Solo includendo le esternalità ambientali queste due varianti sarebbero preferibili alla configurazione BASE (Figura 8.4).

Nel caso di pipeline virtuale con il continente realizzata in assenza di un'infrastruttura fisica di trasporto presente in Sardegna, i costi di sistema complessivi dell'opzione 2b, con trasporto su strada, sarebbero invece inferiori di circa 400 milioni di euro cumulati, rispetto all'opzione con dorsale 1b. Il costo per trasportare il gas dal continente verso la regione sarebbe infatti lo stesso (con la virtual pipeline) mentre il costo di trasporto interno sarebbe infatti inferiore nell'opzione su strada. In assenza della dorsale sono stati considerati anche investimenti aggiuntivi in depositi. I volumi trasportati su strada sono al netto di quelli relativi a Eurallumina, dei trasporti marittimi e del termoelettrico (ritenuti servibili da depositi locali).

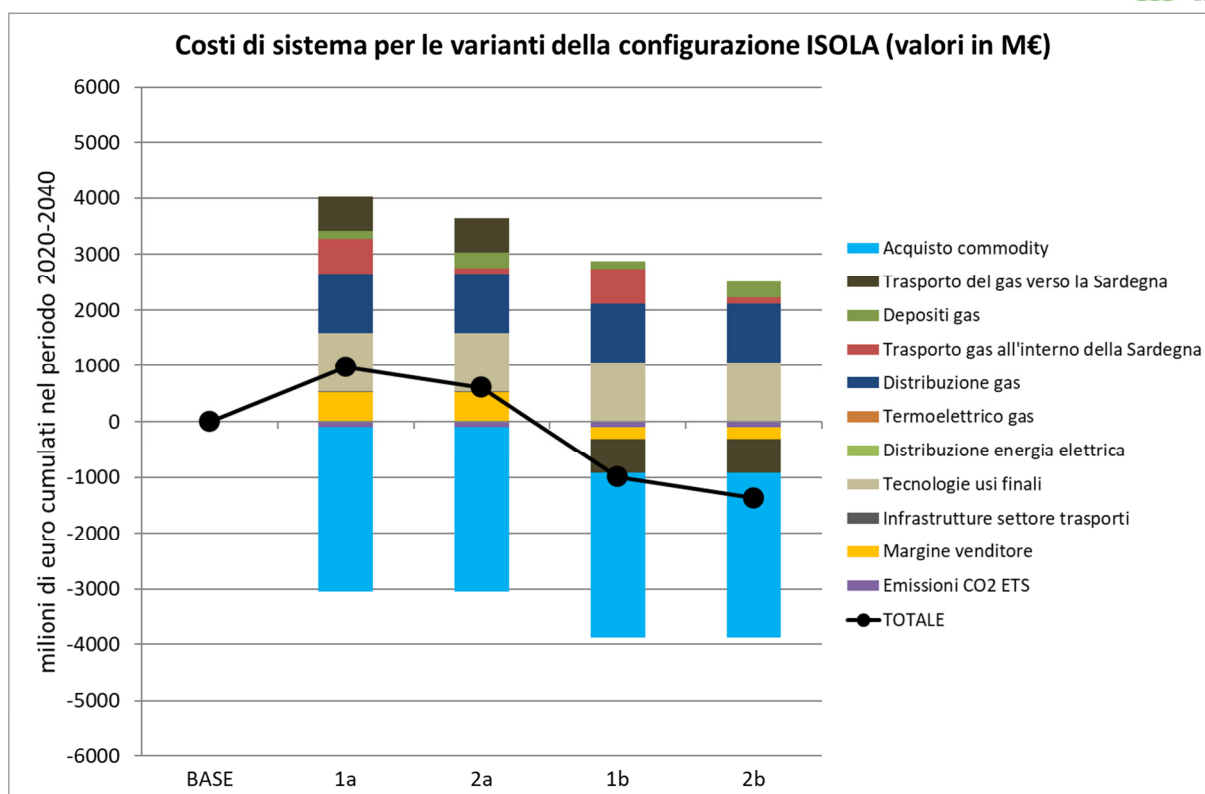


Figura 8.3 - Confronto tra i costi di sistema delle varianti della configurazione ISOLA rispetto alla BASE, opzione 2 (milioni di euro cumulati in 20 anni)

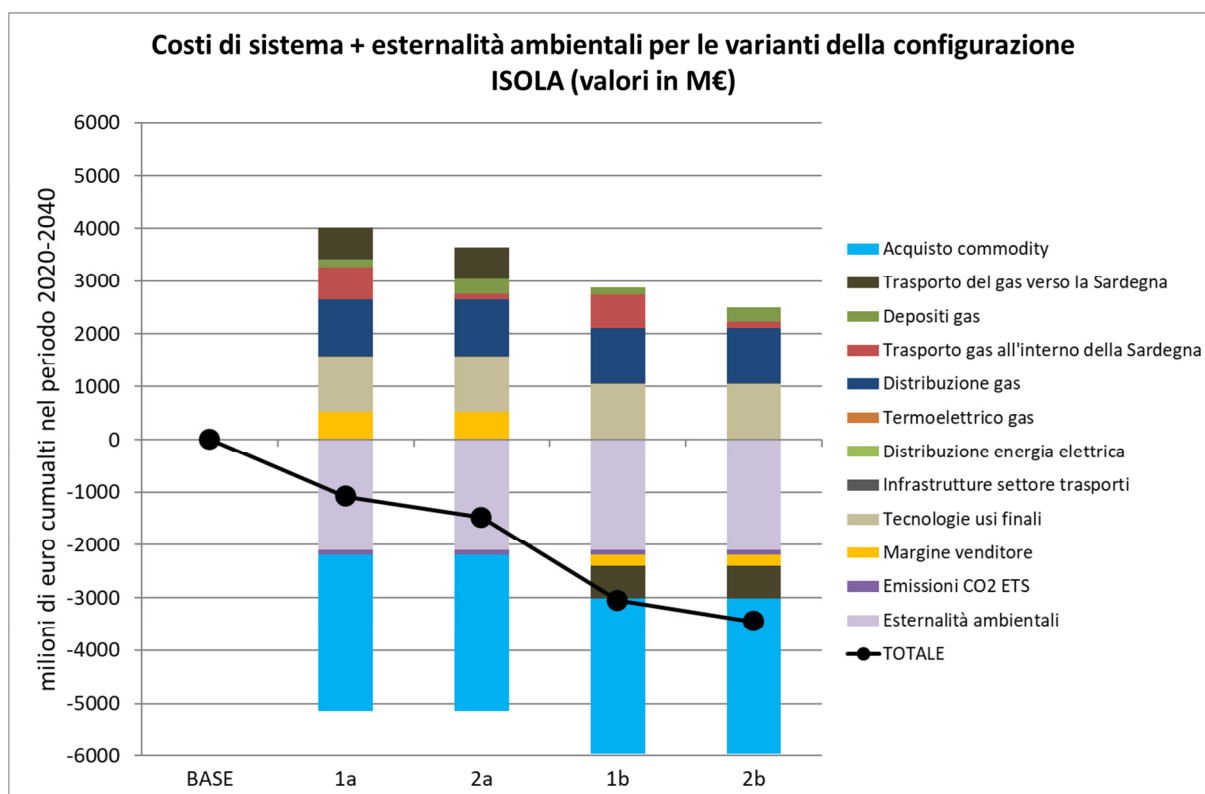


Figura 8.4 - Confronto tra i costi complessivi (incluse le esternalità ambientali) delle varianti della configurazione ISOLA rispetto alla BASE, opzione 2 (milioni di euro cumulati in 20 anni)

Infine, la Tabella 8.1 e la Tabella 8.2 mostrano la variazione del risparmio cumulato (miliardi di euro) nel periodo 2020-2040 in relazione all'infrastruttura di trasporto (strada o dorsale) e al meccanismo di approvvigionamento del gas naturale nella regione (regolato o a condizioni di mercato) nelle quattro opzioni analizzate relative alla filiera dell'alluminio (descritte nel paragrafo 5.2.4.5).

Tabella 8.1 - Variazione del risparmio cumulato (costi di sistema) nel periodo 2020-2040 in relazione all'infrastruttura di trasporto e al meccanismo di approvvigionamento del gas naturale nella regione (regolato o a condizioni di mercato) - miliardi di euro cumulati

miliardi di euro cumulati in 20 anni	1a	1b	2a	2b
OPZIONE 1	-1,2	0,5	-0,8	0,8
OPZIONE 2	-1,0	1,0	-0,6	1,4
OPZIONE 3	-1,2	0,5	-0,9	0,9
OPZIONE 4	-1,3	0,1	-0,9	0,5

Tabella 8.2 - Variazione del risparmio cumulato (costi di sistema + esternalità) nel periodo 2020-2040 in relazione all'infrastruttura di trasporto e al meccanismo di approvvigionamento del gas naturale nella regione (regolato o a condizioni di mercato) - miliardi di euro cumulati

miliardi di euro cumulati in 20 anni	1a	1b	2a	2b
OPZIONE 1	0,6	2,3	1,0	2,7
OPZIONE 2	1,1	3,1	1,5	3,5
OPZIONE 3	0,5	2,2	0,9	2,6
OPZIONE 4	0,5	1,9	0,8	2,2

8.2 Sensitivity: variazione del livello di sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale

In questo paragrafo si mostra la variazione del risparmio ottenibile nella configurazione ISOLA variando lo sviluppo delle reti di distribuzione (Tabella 8.3 e Tabella 8.4). Come descritto nel paragrafo 5.2.1.2, per la configurazione ISOLA è stato considerato il livello massimo di metanizzazione del settore residenziale (livello estremo). Con questa analisi si ipotizza che gli investimenti in reti di distribuzione restino invece limitati a livelli inferiori.

Limitando il numero di utenti residenziali metanizzabili a quelli dei soli bacini con lavori già conclusi e in completamento (sia con cantieri avviati sia ancora da avviare) previsti dal piano Italgas (livello elevato) il risparmio cumulato (soli costi di sistema) aumenterebbe di circa 300 milioni di euro nei 20 anni analizzati. Inserendo le esternalità ambientali il risparmio si limita a circa 100 milioni rispetto al livello estremo.

Limitando ulteriormente la metanizzazione ai soli utenti dei bacini in cui i lavori di adeguamento e sviluppo delle reti di distribuzione sono già completati o in completamento (cantieri già avviati) previsti dal piano Italgas (livello moderato) si ottiene un incremento del risparmio (soli costi di sistema) di circa 500 milioni. In questo caso anche inserendo i minori risparmi ambientali, rispetto al livello estremo, si otterrebbero i migliori risultati complessivi in termini di risparmio. Questo avviene perché limitando la metanizzazione al livello moderato si eviterebbero i crescenti costi di allacciamento ipotizzati necessari per metanizzare tutto il potenziale di utenti.

Limitando invece ulteriormente la metanizzazione ai soli utenti dei bacini in cui i lavori di adeguamento e sviluppo delle reti di distribuzione sono già completati (livello basso) si ottiene un incremento del risparmio (soli costi di sistema) pari a 300 milioni. In questo ultimo caso includendo le esternalità si ottengono le stesse prestazioni in termini di risparmio complessivo rispetto al livello estremo (il maggiore risparmio relativo ai minori costi di allacciamento sarebbe annullato dai minori risparmi ambientali).

Tabella 8.3 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione al livello di sviluppo delle reti di distribuzione (costi di sistema) – miliardi di euro cumulati

Costi di sistema	Sviluppo basso	Sviluppo moderato	Sviluppo elevato	Sviluppo estremo
OPZIONE 1	0,8	1,0	0,8	0,5
OPZIONE 2	1,3	1,5	1,3	1,0
OPZIONE 3	0,8	1,1	0,8	0,5
OPZIONE 4	0,4	0,7	0,4	0,1

Tabella 8.4 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione al livello di sviluppo delle reti di distribuzione (costi di sistema + esternalità ambientali) – miliardi di euro cumulati

Costi di sistema + esternalità	Sviluppo basso	Sviluppo moderato	Sviluppo elevato	Sviluppo estremo
OPZIONE 1	2,3	2,6	2,4	2,3
OPZIONE 2	3,1	3,4	3,2	3,1
OPZIONE 3	2,2	2,6	2,3	2,2
OPZIONE 4	1,9	2,2	2,0	1,9

8.3 Sensitivity: variazione del livello di elettrificazione

Nel paragrafo 8.2 si è mostrato che limitando la metanizzazione al livello moderato si otterrebbero i maggiori risparmi evitando i crescenti costi di allacciamento ipotizzati necessari per metanizzare tutto il potenziale di utenti.

Con questa analisi si vuole capire l'effetto di una maggiore elettrificazione nella configurazione ISOLA. Con lo sviluppo moderato si arriverebbe a metanizzare, al 2040, circa 172.000 utenti mentre con lo sviluppo estremo circa 290.000 utenti andando ad aggredire anche una quota minima (10%) degli utenti che utilizzano la biomassa. In entrambi i casi invece il numero stimato di utenti elettrificati al 2040 sarebbe pari a circa 262.000.

A questo punto sono possibili due varianti:

1. Utenti metanizzati = 172.000 (livello moderato), maggiore elettrificazione (circa 355.000 utenti) senza aggredire la biomassa;
2. Utenti metanizzati = 172.000 (livello moderato), maggiore elettrificazione (circa 380.000 utenti) aggredendo anche una quota di biomassa (10%).

I risultati mostrano come una maggiore elettrificazione della configurazione ISOLA, in presenza di uno sviluppo moderato delle reti di distribuzione gas, garantirebbe comunque risparmi in linea con quelli ottenuti con uno sviluppo estremo delle reti di distribuzione gas (Tabella 8.5 e Tabella 8.6).

Questo mix di soluzioni tecnologiche (gas/elettrico) risulta anche più compatibile con le prospettive di lungo termine in cui sarà richiesta una crescente elettrificazione degli usi finali come strumento di decarbonizzazione. Si segnala inoltre che fra la soluzione di metanizzazione moderata e quelle con metanizzazione moderata + maggiore elettrificazione le emissioni cumulate di gas serra si riducono ulteriormente del 10% nel periodo 2020-2040.

Tabella 8.5 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 con uno sviluppo moderato delle reti di distribuzione e una maggiore elettrificazione (costi di sistema) – miliardi di euro cumulati

Costi di sistema	Sviluppo moderato	Sviluppo moderato con maggiore elettrificazione	Sviluppo moderato con maggiore elettrificazione (anche quota biomassa)	Sviluppo estremo
OPZIONE 1	1,0	0,6	0,5	0,5
OPZIONE 2	1,5	1,1	1,0	1,0
OPZIONE 3	1,1	0,6	0,6	0,5
OPZIONE 4	0,7	0,3	0,2	0,1

Tabella 8.6 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 con uno sviluppo moderato delle reti di distribuzione e una maggiore elettrificazione (costi di sistema + esternalità ambientali) – miliardi di euro cumulati

Costi di sistema + esternalità	Sviluppo moderato	Sviluppo moderato maggiore elettrificazione	Sviluppo moderato maggiore elettrificazione (anche quota biomassa)	Sviluppo estremo
OPZIONE 1	2,7	2,3	2,4	2,3
OPZIONE 2	3,4	3,1	3,2	3,1
OPZIONE 3	2,6	2,3	2,3	2,2
OPZIONE 4	2,2	1,9	2,0	1,9

8.4 Sensitivity: variazione della metanizzazione dei trasporti marittimi

In questo paragrafo si mostra la variazione del risparmio ottenibile nella configurazione ISOLA escludendo i trasporti marittimi dalla metanizzazione. Dalle analisi riportate nel paragrafo 5.2.3.2 si stima un possibile consumo di gas naturale nei trasporti marittimi pari a circa 100 milioni di m³ al 2030 che cresce a circa 200 milioni di m³ al 2040 andando ad aggredire tutto il fabbisogno attualmente soddisfatto con olio combustibile. Dall'analisi di sensitivity risulta una riduzione del risparmio pari a circa 300 milioni di euro cumulati nel periodo 2020-2040 (Tabella 8.7). Includendo le esternalità ambientali invece l'impatto è più alto perché si continuerebbe ad utilizzare olio combustibile al posto del GNL (Tabella 8.8).

Tabella 8.7 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione all'esclusione dei trasporti marittimi dalla possibile metanizzazione (costi di sistema) – miliardi di euro

Costi di sistema	Risparmio (senza metanizzazione trasporti marittimi)	Risparmio (con metanizzazione trasporti marittimi)
OPZIONE 1	0,2	0,5
OPZIONE 2	0,7	1,0
OPZIONE 3	0,2	0,5
OPZIONE 4	-0,2	0,1

Tabella 8.8 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione all'esclusione dei trasporti marittimi dalla possibile metanizzazione (costi di sistema + esternalità) – miliardi di euro

Costi di sistema + esternalità	Risparmio (senza metanizzazione trasporti marittimi)	Risparmio (con metanizzazione trasporti marittimi)
OPZIONE 1	1,7	2,3
OPZIONE 2	2,5	3,1
OPZIONE 3	1,6	2,2
OPZIONE 4	1,2	1,9

8.5 Sensitivity: impatto della metanizzazione del settore industriale

In questo paragrafo si mostra la variazione del risparmio ottenibile nella configurazione ISOLA considerando la massima/minima metanizzazione del settore industriale (esclusa Eurallumina) indipendentemente dall'allineamento del prezzo al PSV (Tabella 8.9 e Tabella 8.10). Dalle analisi riportate nel paragrafo 5.2.4.1 era stato stimato un possibile consumo massimo di gas naturale pari a circa 240 milioni di m³ nelle configurazioni con prezzo non allineato al PSV che cresce fino a 315 milioni di m³ in quelle con prezzo allineato al PSV. In questa analisi si valuta la variazione del risparmio ottenibile considerando un livello di metanizzazione (minimo/massimo) indipendente dal prezzo del gas.

Considerando una metanizzazione massima anche in assenza di un allineamento al PSV, si rileva una riduzione del risparmio cumulato (comprese esternalità) di circa 200 milioni di euro nel periodo 2020-2040. In questo caso si ipotizza che anche nella configurazione BASE si raggiunga la massima metanizzazione indipendentemente dall'allineamento del prezzo del gas al PSV. Il risparmio si riduce perché i maggiori investimenti in infrastrutture nella configurazione ISOLA, rispetto alla BASE, non sarebbero bilanciati da un maggiore utilizzo di gas naturale e conseguenti minori esternalità.

Si rileva una ulteriore riduzione del risparmio cumulato (comprese esternalità) di circa 200 milioni di euro nel periodo 2020-2040 considerando invece una metanizzazione minima nella configurazione ISOLA. In questo secondo caso l'ipotesi è che anche con un prezzo allineato al PSV non si innesti un maggiore passaggio al gas naturale da parte delle aziende del settore industriale.

Tabella 8.9 - Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione al livello metanizzazione nel settore industriale (solo costi di sistema)

Costi di sistema	Metanizzazione diversa con o senza allineamento prezzo al PSV	Metanizzazione massima anche senza allineamento prezzo al PSV	Metanizzazione minima anche con allineamento prezzo al PSV
OPZIONE 1	0,5	0,5	0,4
OPZIONE 2	1,0	1,0	0,9
OPZIONE 3	0,5	0,5	0,4
OPZIONE 4	0,1	0,2	0,1

Tabella 8.10 - Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione al livello metanizzazione nel settore industriale (costi di sistema + esternalità)

Costi di sistema + esternalità ambientali	Metanizzazione diversa con o senza allineamento prezzo al PSV	Metanizzazione massima anche senza allineamento prezzo al PSV	Metanizzazione minima anche con allineamento prezzo al PSV
OPZIONE 1	2,3	2,1	1,9
OPZIONE 2	3,1	2,9	2,7
OPZIONE 3	2,2	2,0	1,9
OPZIONE 4	1,9	1,7	1,5

8.6 Sensitivity: variazione del prezzo di acquisto del GNL/gas naturale

Come già indicato nel paragrafo 7.1, il calcolo dei costi di sistema è stato fatto mantenendo costante nel tempo il prezzo delle commodity energetiche approvvigionate in Sardegna. Per il GNL/gas naturale come prezzo di acquisto è stato assunto il valore di 20€/MWh. Con il prezzo di acquisto si intende la sola materia prima al quale poi si aggiungono nella valutazione tutte le voci di costo considerate:

- trasporto verso la Sardegna;
- stoccaggio;
- trasporto all'interno della Sardegna;
- distribuzione;
- margine venditori.

In questa analisi si mostra la variazione del risparmio ottenibile variando il prezzo del GNL/gas naturale da 10 a 40 €/MWh.

Configurazione ISOLA con trasporto gas con dorsale

Osservando i soli costi di sistema (Tabella 8.11), con un costo del gas più elevato, per alcune opzioni i maggiori investimenti per la metanizzazione porterebbero a un extra costo rispetto a una metanizzazione più limitata. Guardando ai costi compresi di esternalità ambientali (Tabella 8.12), anche con prezzi più elevati del gas naturale i livelli di metanizzazione alti previsti per la configurazione ISOLA porterebbero comunque a un risparmio rispetto alla metanizzazione minima prevista nella configurazione BASE.

Tabella 8.11 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione alla variazione del prezzo di acquisto del GNL/gas naturale (costi di sistema) – trasporto con dorsale, miliardi di euro cumulati

Costi di sistema	10 €/MWh	20 €/MWh	30 €/MWh	40 €/MWh
OPZIONE 1	1,1	0,5	-0,2	-0,8
OPZIONE 2	1,8	1,0	0,2	-0,6
OPZIONE 3	1,1	0,5	-0,1	-0,7
OPZIONE 4	0,7	0,1	-0,5	-1,1

Tabella 8.12 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione alla variazione del prezzo del GNL/gas naturale (costi di sistema + esternalità) – trasporto con dorsale, miliardi di euro cumulati

Costi di sistema + esternalità	10 €/MWh	20 €/MWh	30 €/MWh	40 €/MWh
OPZIONE 1	2,9	2,3	1,6	1,0
OPZIONE 2	3,8	3,1	2,3	1,5
OPZIONE 3	2,8	2,2	1,6	1,0
OPZIONE 4	2,5	1,9	1,2	0,6

Configurazione ISOLA con trasporto gas su strada

Nella variante della configurazione ISOLA con trasporto su strada si ottengono risparmi superiori rispetto alla variante con dorsale (Tabella 8.13). Guardando ai costi compresi di esternalità ambientali (Tabella 8.14) anche con prezzi più elevati del gas naturale i livelli di metanizzazione alti previsti per la configurazione ISOLA porterebbero comunque a un risparmio rispetto alla metanizzazione minima prevista nella configurazione BASE.

Tabella 8.13 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione alla variazione del prezzo di acquisto del GNL/gas naturale (costi di sistema) – trasporto su strada, miliardi di euro cumulati

Costi di sistema	10 €/MWh	20 €/MWh	30 €/MWh	40 €/MWh
OPZIONE 1	1,5	0,8	0,2	-0,5
OPZIONE 2	2,2	1,4	0,6	-0,2
OPZIONE 3	1,5	0,9	0,3	-0,3
OPZIONE 4	1,1	0,5	-0,1	-0,7

Tabella 8.14 – Variazione del risparmio cumulato nel periodo 2020-2040 in relazione alla variazione del prezzo del GNL/gas naturale (costi di sistema + esternalità) – trasporto su strada, miliardi di euro cumulati

Costi di sistema + esternalità	10 €/MWh	20 €/MWh	30 €/MWh	40 €/MWh
OPZIONE 1	3,3	2,7	2,0	1,4
OPZIONE 2	4,2	3,5	2,7	1,9
OPZIONE 3	3,2	2,6	2,0	1,4
OPZIONE 4	2,8	2,2	1,6	1,0

8.7 Sensitivity: variazione dei volumi di gas naturale nelle configurazioni

In questo paragrafo si mostra la variazione del risparmio ottenibile nelle configurazioni ISOLA e CONTINENTE considerando una minore metanizzazione. L'obiettivo è di evidenziare la diversa flessibilità delle due configurazioni nel caso di una penetrazione del metano in Sardegna inferiore rispetto agli scenari di sviluppo prospettati. In particolare, è stato analizzato il caso in cui ci si limiti alla metanizzazione stimata per configurazione DEPOSITI, anche nelle configurazioni ISOLA e CONTINENTE.

Nell'ipotesi di volumi ridotti di metano il vantaggio economico della configurazione "virtuale" ISOLA rispetto alla fisica CONTINENTE aumenta poiché lato depositi costieri ci sarebbe meno necessità di incrementare nel tempo la capacità di stoccaggio a disposizione nella regione mentre lato investimenti nella virtual pipeline sarebbero necessarie meno bettoline per il trasporto del gas verso la regione dai terminali italiani (Figura 8.5).

La Figura 8.6 mostra il confronto dei risparmi delle configurazioni CONTINENTE e ISOLA rispetto alla configurazione BASE sia nell'ipotesi di metanizzazione prevista per queste configurazioni sia nell'ipotesi di minor metanizzazione. Per la configurazione ISOLA si mostra nel confronto anche la variante con trasporto del GNL su rete stradale al posto della dorsale gas. Come già anticipato, la sensitivity mostra come a volumi ridotti il vantaggio della configurazione ISOLA cresca rispetto alla configurazione CONTINENTE. Inoltre a volumi ridotti aumenterebbe anche il vantaggio del trasporto su strada rispetto al trasporto con la dorsale.

La configurazione CONTINENTE, nonostante la minore flessibilità rispetto alla ISOLA, potrebbe però garantire una maggiore sicurezza negli approvvigionamenti svincolandosi dal trasporto via mare e dalla gestione dei depositi costieri.

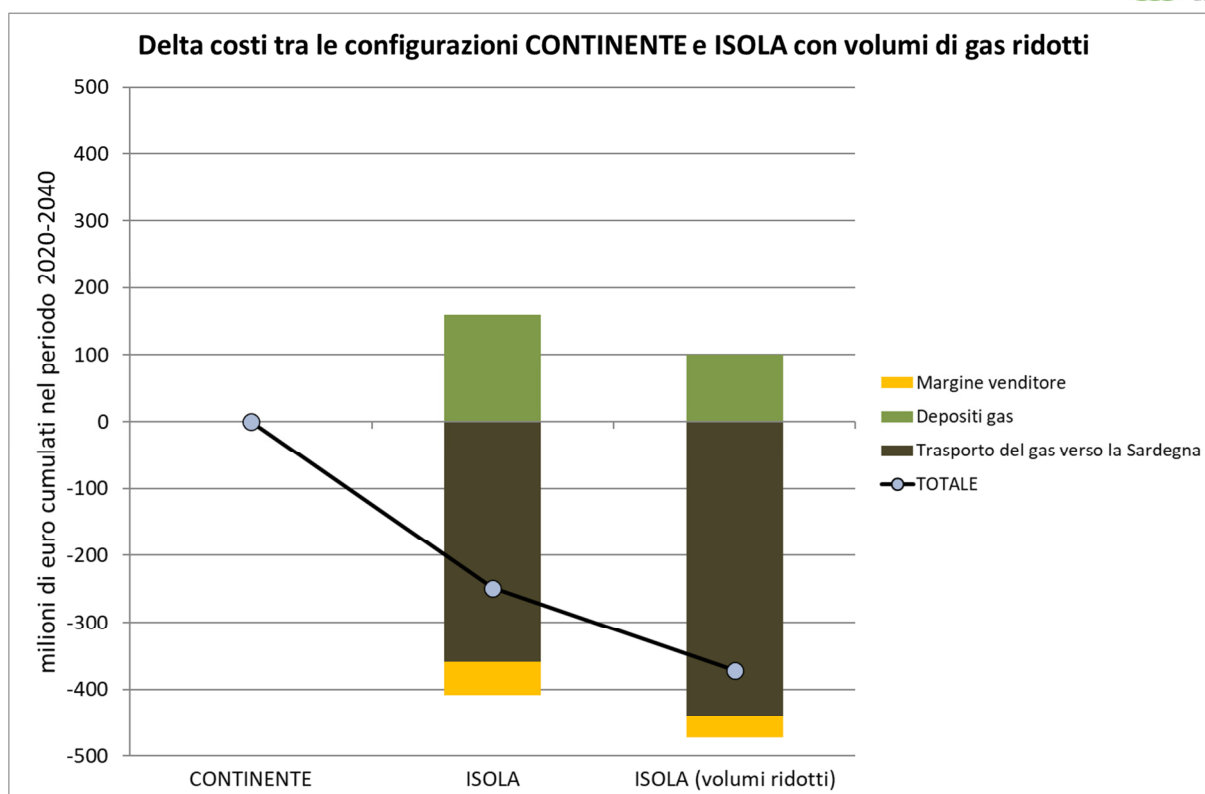


Figura 8.5 – Delta costi tra le configurazioni CONTINENTE e ISOLA nell’ipotesi di minori volumi di gas naturale rispetto a quelli prospettati

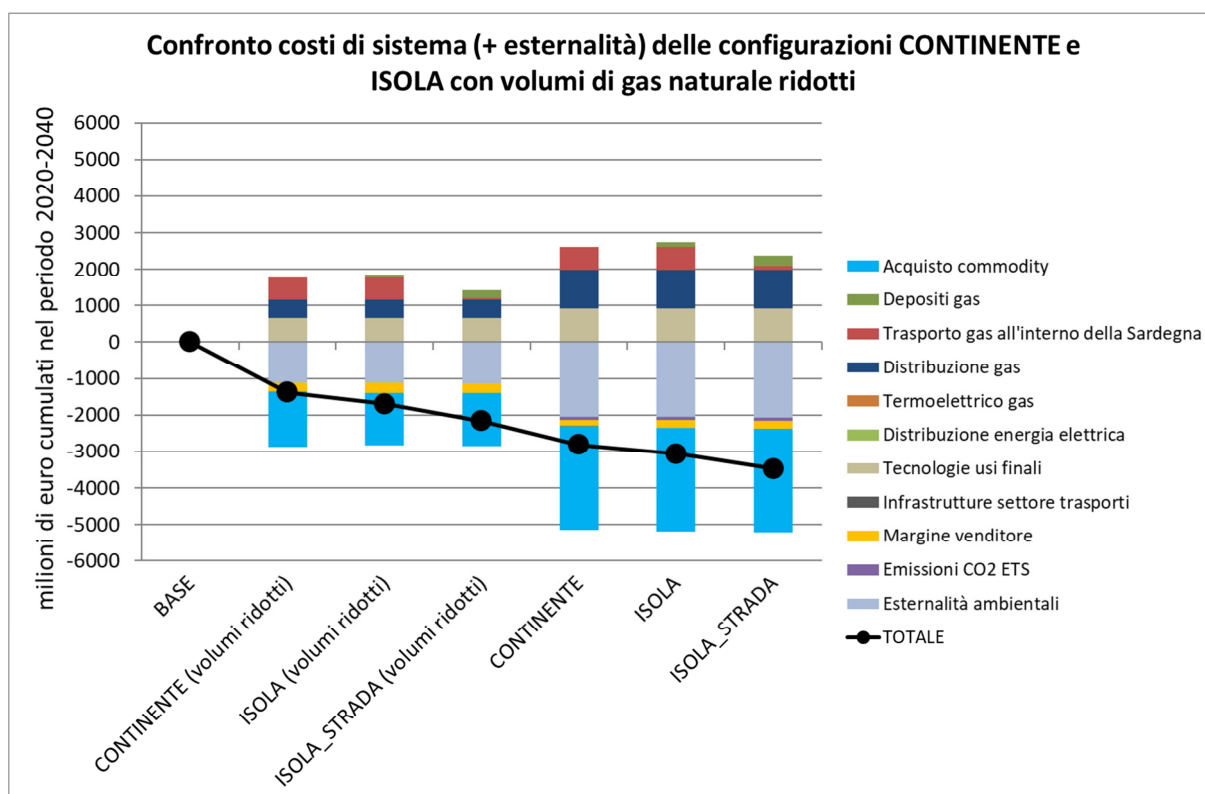


Figura 8.6 – Confronto dei costi di sistema + esternalità ambientali delle configurazioni CONTINENTE e ISOLA rispetto alla BASE con diversi volumi di gas naturale

8.8 Considerazioni sul livello di elettrificazione e metanizzazione

Le analisi svolte consentono di ricavare alcune utili considerazioni in merito ai diversi livelli di metanizzazione ovvero di elettrificazione del sistema energetico sardo. In termini di costi di sistema, si è constatato che l'opzione del gas naturale (configurazioni ISOLA e CONTINENTE) risulta economicamente, oltre che ambientalmente, migliorativa rispetto alla configurazione BASE (attuale mix di combustibili fossili, con limitata sostituzione da parte del gas naturale). In particolare, la condizione economicamente ottimale risulta corrispondere ad uno sviluppo definito "moderato" (completamento delle sole opere di espansione delle reti gas già in fase avanzata). Gradi di metanizzazione più elevati risultano economicamente meno vantaggiosi, sia perché riguarderebbero aree a minore densità di utenza e quindi con costi specifici più elevati, sia perché ad un certo punto porterebbero a sostituire in parte le più economiche biomasse.

Anche la configurazione ELETTRICO risulta migliorativa rispetto alla configurazione BASE che, dunque, appare come inefficiente rispetto a qualsiasi evoluzione sistemica. A riguardo, le analisi di sensibilità su possibili maggiori gradi di elettrificazione, condotte sulla configurazione ISOLA, mostrano costi complessivi molto simili a quelli delle opzioni "estreme" di metanizzazione. Il maggior costo (soprattutto dovuto agli apparecchi di uso finale, nel caso dell'elettrico) è infatti compensato dai minori costi di sviluppo delle reti gas, ottenibili evitando la metanizzazione nelle aree marginali che presentano costi di allacciamento alla rete più elevati.

Si è ritenuto di verificare le condizioni di convenienza dell'elettrificazione degli usi finali. A livello generale, dal confronto fra la configurazione ELETTRICO e quelle che prevedono un maggior ricorso al gas naturale (ISOLA e CONTINENTE), emerge che quest'ultime risultano maggiormente convenienti. Ciò è frutto di una serie di fattori peculiari del contesto isolano, nonché delle ipotesi adottate. In particolare, va rilevato che:

- a) i costi delle tecnologie elettriche, quali ad esempio le pompe di calore, sono stati prudenzialmente assunti leggermente superiori alla media nazionale, tenendo conto delle caratteristiche del territorio e dell'offerta (bassa densità abitativa, maggiori costi di trasporto e installazione, minori possibilità di economie di scala);
- b) le tecnologie per la produzione di calore alimentate da energia elettrica (pompe di calore) hanno *economics* meno favorevoli in Sardegna rispetto ai valori medi tipicamente utilizzati a livello nazionale, in quanto i fabbisogni di riscaldamento sull'isola sono concentrati su un periodo più breve a quello di buona parte del territorio nazionale (ossia con *Load Factor* molto inferiore alla media nazionale);
- c) le scelte pianificatorie già operate in materia di distribuzione del gas comportano che i costi relativi siano considerati, in questo studio, come già parzialmente sostenuti.

D'altronde una maggiore elettrificazione degli usi finali potrebbe risultare già conveniente in condizioni particolari quali quelle che si riscontrano nei bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione, soprattutto 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.).

È infine opportuno osservare che le opzioni con maggiore penetrazione del vettore elettrico presentano alcuni aspetti di natura qualitativa degni di interesse. Infatti, guardando oltre l'orizzonte ventennale dello studio e, dunque, alla prospettiva di lungo termine dal 2050, il mix di soluzioni tecnologiche dello scenario ELETTRICO può risultare meglio compatibile con gli obiettivi di decarbonizzazione, per il raggiungimento dei quali sarà richiesta una crescente elettrificazione degli usi finali.

L'elettrificazione resta comunque la strada che sul lungo termine risulta più coerente con le politiche di decarbonizzazione, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" in particolare nel caso di overgeneration da fonti rinnovabili, uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola (dove le condizioni di sviluppo non solo del solare ma anche dell'eolico potrebbero dar luogo a significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile altrimenti non immediatamente impiegabile).

8.9 Spunti per ulteriori approfondimenti dello studio

Concludendo, si può osservare come lo studio della configurazione ritenuta più favorevole e le sensitivity sopra descritte consentano già di trarre prime indicazioni utili per ponderare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna.

Va ribadito che, in questa fase, lo studio non ha approfondito soluzioni ingegneristiche di maggiore affinamento quali, ad esempio, quelle citate qui di seguito.

- L'ottimizzazione della collocazione, del numero e della taglia dei rigassificatori; nello studio si è fatto riferimento ai progetti attualmente esistenti di depositi e a rigassificatori SSLNG (small scale LNG). Una possibile variante potrebbe consistere, ad esempio, nell'installazione di rigassificatori di taglia maggiore, inclusa l'eventualità di rigassificatori flottanti.
- La possibilità di servire zone industriali o centri di consumo significativi con porzioni ridotte di infrastrutture gas direttamente alimentate dai rigassificatori; al posto della costruzione dell'intero progetto della dorsale è possibile pensare alla realizzazione di singoli tratti di rete che colleghino, ad esempio, la zona industriale del Sulcis e la zona di Cagliari. Per altre zone meno popolate e con minore industrializzazione si può pensare invece al trasporto su gomma come soluzione preferibile.
- La possibilità di interconnettere tra di loro reti di distribuzione confinanti.

Queste opzioni potrebbero essere oggetto di una successiva fase di studio, da sviluppare sulla base delle evidenze finora maturate, che comprendono la conoscenza di dettaglio della collocazione dei prelievi energetici significativi.

9 METANIZZAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE E PROSPETTIVE NEL LUNGO TERMINE

In questo capitolo si descrive il livello di metanizzazione dei diversi settori di uso finale in Italia mostrando sia i dati storici (paragrafo 9.1) sia le proiezioni risultanti nello scenario nazionale PNIEC (paragrafo 9.2). Infine, si forniscono alcune indicazioni qualitative per la decarbonizzazione nel lungo termine (paragrafo 9.3) con alcune prospettive per la Sardegna.

9.1 Metanizzazione dei settori di uso finale, situazione nazionale nel periodo 2010-2017

In questo paragrafo si mostra il ruolo del gas naturale nei diversi settori a livello nazionale. In Italia il gas naturale contribuisce per circa il 30% alla copertura dei consumi finali di energia. Osservando l'andamento del consumo di gas naturale nei singoli settori (Figura 9.1) si nota come nel residenziale la quota si mantenga costante negli anni e leggermente superiore al 50%. Nel settore terziario si nota invece una tendenza all'elettrificazione con una quota di gas metano che si è ridotta dal valore di circa il 50% nel 2010 a valori inferiori al 40% nel 2017. Il settore industriale presenta un andamento simile al residenziale con una quota che si mantiene costante nel tempo, in questo caso con valori di circa il 35%. Per la generazione termoelettrica è evidente la riduzione nel periodo 2010-2014 dovuta allo sviluppo delle FER. La successiva crescita della quota di gas naturale nel periodo 2014-2017, fino ai livelli del 2010, è legata invece sia alla chiusura dei primi impianti a carbone in Italia (centrali di Vado Ligure e La Spezia) sia alle fluttuazioni della produzione idroelettrica e all'aumento della domanda di energia elettrica. Nei settori dell'agricoltura e dei trasporti le quote di gas naturale sono invece inferiori al 10% con valori rispettivamente dell'ordine del 5% e 2%. In questi due settori dominano ancora i prodotti petroliferi.

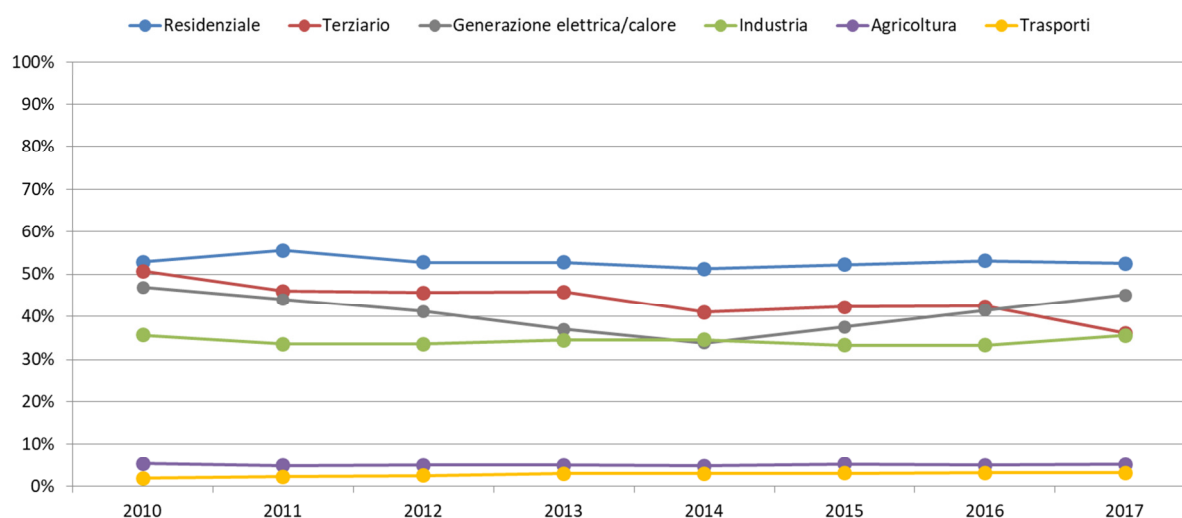


Figura 9.1 - Quota di gas naturale sui consumi finali di energia in Italia dal 2010 al 2017 (elaborazione RSE, bilanci EUROSTAT)

Passando ai soli consumi termici (Figura 9.2) il ruolo di leader del gas naturale rispetto agli altri combustibili fossili diventa evidente (escludendo agricoltura e trasporti come detto in precedenza). Nel settore terziario il gas naturale rappresenta circa il 90% dei consumi termici mentre nel settore residenziale e nell'industria le quote sono più basse con valori tra il 60% e il 70% per il residenziale e tra 50% e 60% per l'industria.

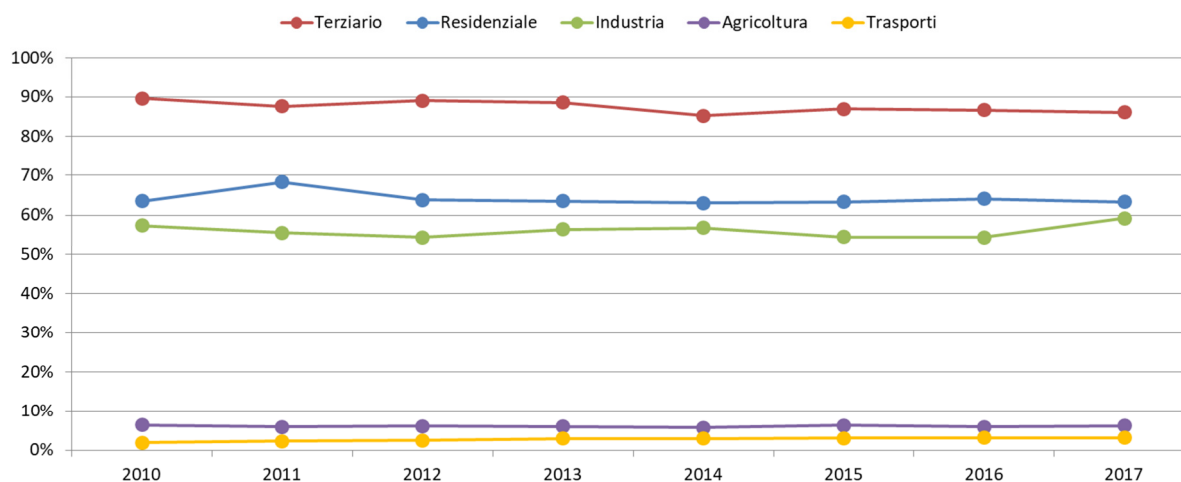


Figura 9.2 - Quota di gas naturale sui consumi finali termici di energia in Italia dal 2010 al 2017 (elaborazione RSE, bilanci EUROSTAT)

9.2 I consumi di gas naturale nello scenario PNIEC al 2030 e 2040

Questo paragrafo mostra l'evoluzione attesa dei consumi di gas naturale nello scenario nazionale PNIEC al 2030 e 2040 e la possibile introduzione di combustibili gassosi alternativi nel sistema energetico. Nella proiezione dello scenario PNIEC al 2040 (Figura 9.3) emerge una significativa riduzione del consumo interno lordo di energia rispetto allo scenario BASE²³ al 2030 (11 Mtep) e ancor di più rispetto al dato registrato nel 2016 (circa 23 Mtep). La riduzione del fabbisogno primario è guidata dalla contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi grazie principalmente al phase out del carbone dal settore elettrico previsto per il 2025. Nonostante il gas naturale acquisti maggiore rilevanza nel settore del trasporto merci (LNG), anche questo vettore è interessato dalla riduzione dei consumi (-7 Mtep al 2030 nel BASE) dovuta all'efficientamento degli usi termici nei settori d'uso finale.

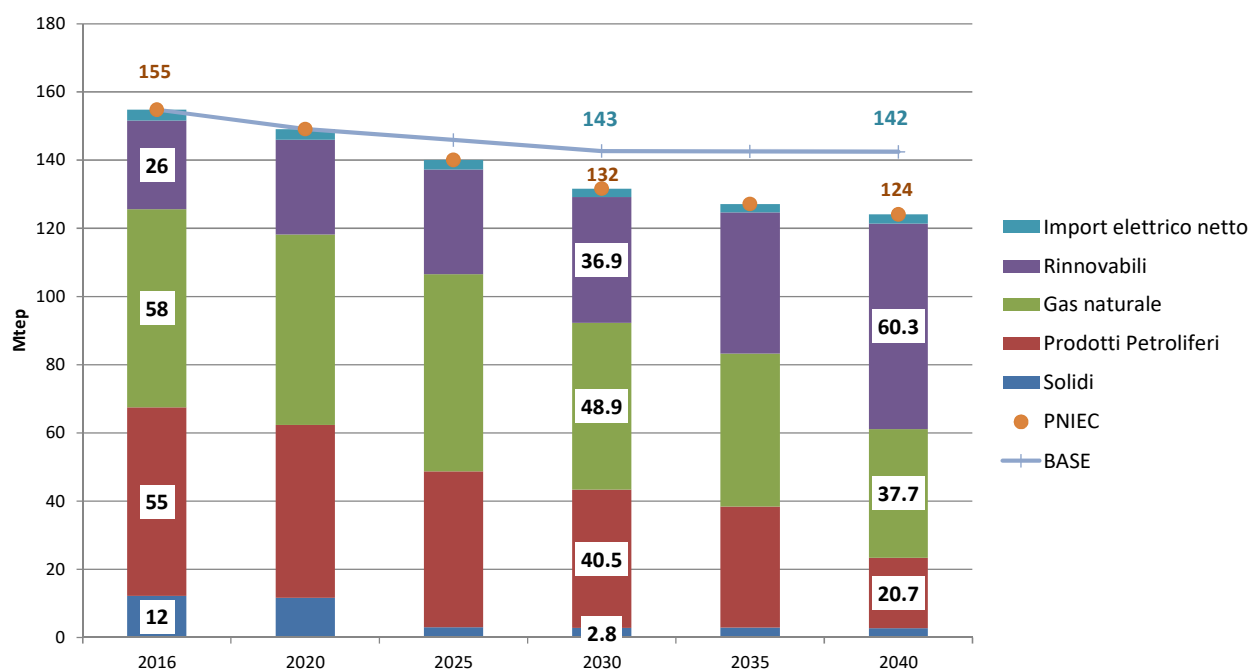


Figura 9.3 - Evoluzione del consumo interno lordo per fonte negli scenari a supporto del PNIEC (elaborazione RSE)

²³ Lo scenario BASE è lo scenario di riferimento nazionale rispetto a cui si confrontano gli sforzi aggiuntivi per raggiungere gli obiettivi previsti dal PNIEC

La diffusione di alimentazioni alternative nel settore trasporti (elettrico, metano, biocombustibili) contribuisce, insieme con l'efficientamento dei veicoli, a ridurre il ricorso ai prodotti petroliferi per circa 6 Mtep al 2030 rispetto allo scenario BASE (circa il 26-27% in meno rispetto al 2016).

Per effetto dell'efficienza energetica e del trasferimento della domanda dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili si riduce, così, la dipendenza energetica dai combustibili fossili (si passa dal 77% del 2015 al 68% nel 2030 e al 52% nel 2040).

L'incremento dell'efficienza energetica, risultante dall'effetto combinato di tutte le politiche, è uno dei principali fattori determinanti la riduzione dell'intensità emissiva nel lungo periodo, come si evince dalla intensità energetica delle attività economiche in continua contrazione fino al 2040 (Figura 9.4).

Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2040, ma che non sono sufficienti a mantenere lo stesso tasso di contrazione dei consumi primari del periodo 2010-2020. Le politiche e misure del Piano Energia e Clima, invece, innescano una riduzione ancora più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2020-40, tali da consentire il proseguimento della tendenza di contrazione dei consumi primari.

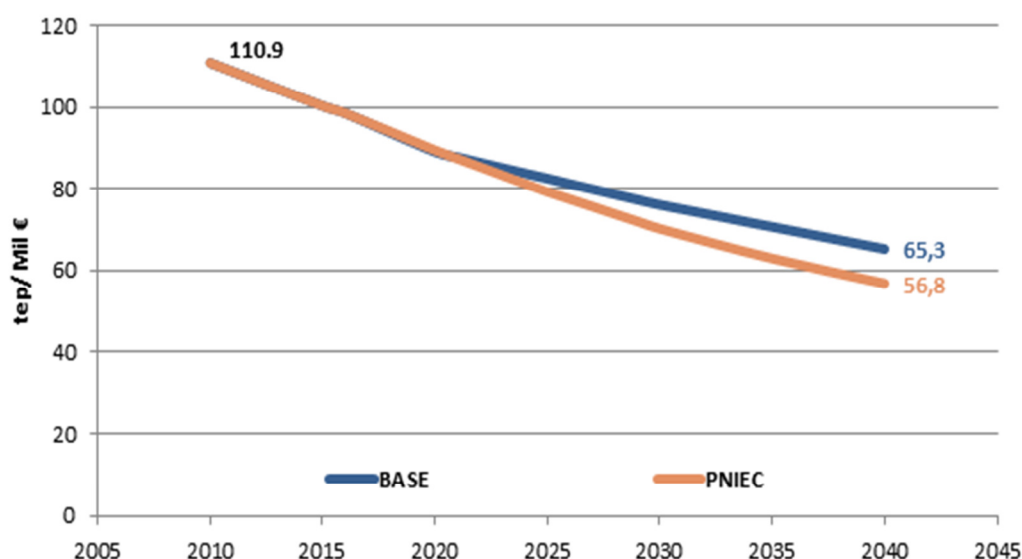


Figura 9.4 - Evoluzione dell'intensità energetica al 2040 nello scenario PNIEC (elaborazione RSE)

Nel PNIEC al 2040 il fabbisogno di gas naturale si riduce del 36% rispetto ai livelli del 2018, per circa 27 Miliardi di Sm³, nonostante la crescita economica e della popolazione previsti nello scenario (Figura 9.5). La Figura 9.6 mostra invece la ripartizione percentuale dei consumi di gas naturale per settore di uso finale al 2030 e 2040 nello scenario PNIEC.

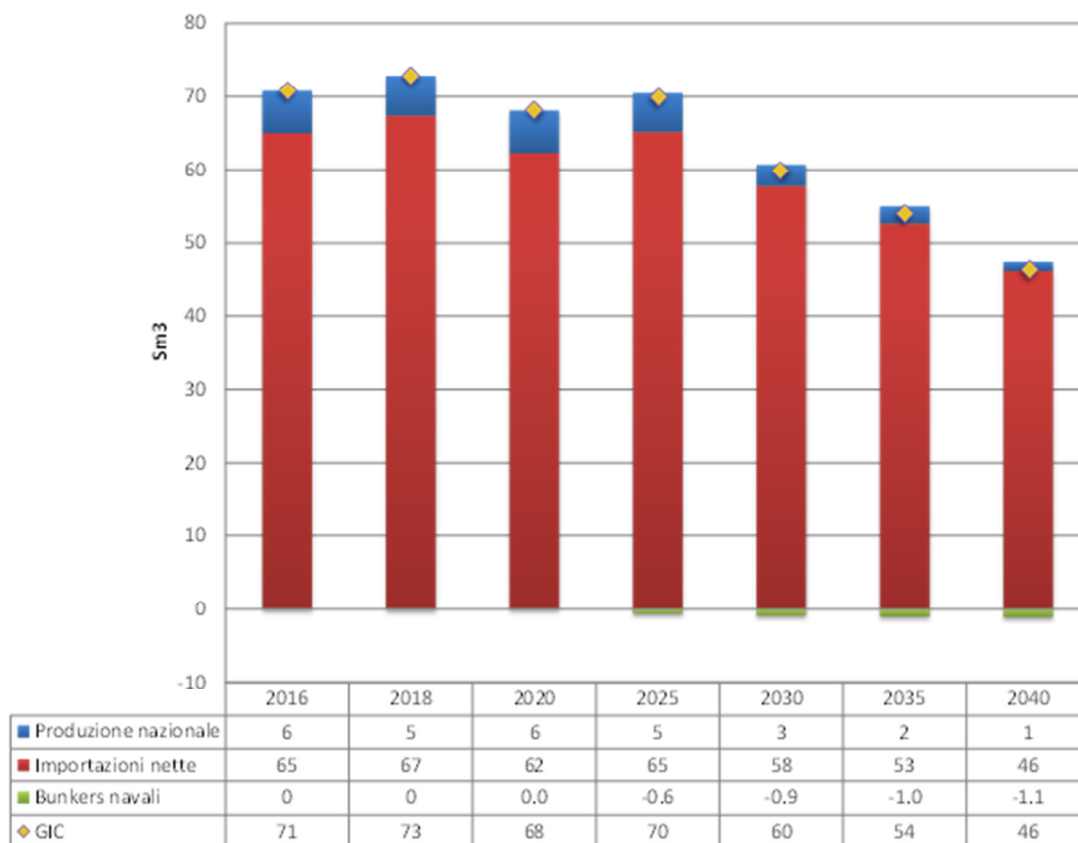


Figura 9.5 - Consumi di gas naturale nello scenario PNIEC (miliardi di m³) (elaborazione RSE)

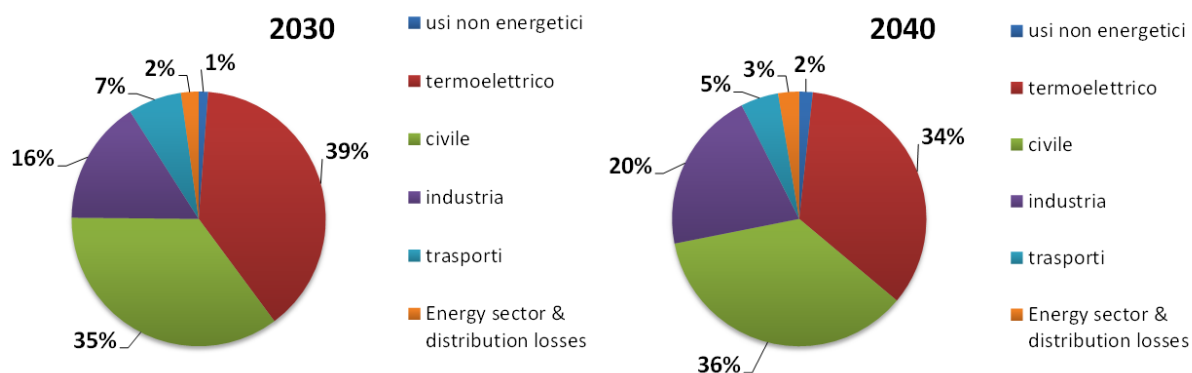


Figura 9.6 – Ripartizione percentuale dei consumi di gas naturale per settore di uso finale al 2030 e 2040 nello scenario PNIEC

Al 2040 parte del consumo di gas si riduce grazie all'efficientamento delle tecnologie di uso finale e alla crescita dell'elettrificazione. I risultati dello scenario PNIEC mostrano anche l'ingresso nel sistema energetico italiano di combustibili gassosi alternativi a emissioni nulle, favoriti dalla crescita di fonti rinnovabili non programmabile e dallo sviluppo delle tecnologie P2X²⁴:

- idrogeno;
- biometano e metano sintetico.

²⁴ Con la sigla P2X si identificano quelle nuove tecnologie per la produzione di combustibili sintetici e materie prime a partire dall'energia elettrica.

L'aumento delle FRNP nel sistema elettrico porta a un incremento delle overgeneration che da criticità possono mutare in opportunità sfruttando tecnologie P2X per trasformare l'energia elettrica in eccesso in idrogeno e in seguito in altri combustibili alternativi quali il biometano e il metano sintetico. La Figura 9.7 mostra l'utilizzo dei combustibili alternativi nei diversi settori di uso finale nello scenario PNIEC al 2040.

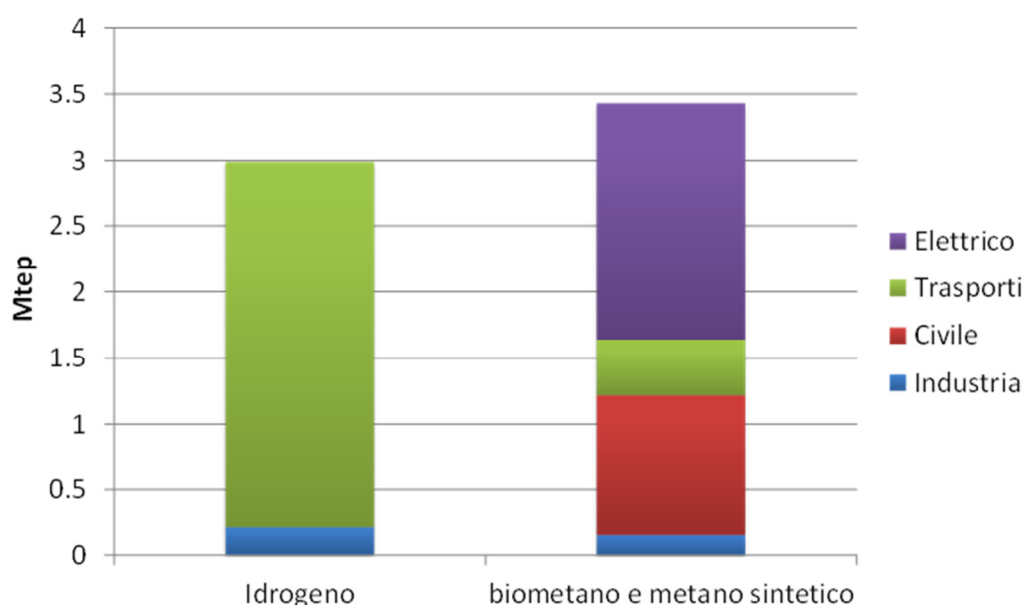


Figura 9.7 - Combustibili alternativi per settore nello scenario PNIEC al 2040 (elaborazione RSE)

9.3 Prospettive nel lungo termine

La conferenza COP21, nel dicembre 2015, ha portato alla definizione dell'Accordo di Parigi che pone come obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2 °C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5 °C rispetto ai livelli pre-industriali. In questo quadro, l'Accordo di Parigi prevede che tutti i Paesi sottoscrittori presentino un Contributo Determinato a livello Nazionale (*Nationally Determined Contribution*, NDC), che identifichi l'impegno di ciascun Paese per la riduzione delle emissioni e il raggiungimento degli obiettivi di contenimento dell'innalzamento delle temperature. L'Unione Europea ha da tempo avviato una decisa transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di gas climalteranti attraverso politiche orientate sia alla domanda, sia all'offerta di energia.

Ogni Stato Membro, tra cui l'Italia, è stato chiamato a presentare, ai sensi del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla *Governance* dell'Unione dell'Energia, i propri Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima identificando le politiche e le misure dei singoli Paesi ai fini del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030. Il *Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia*, all'articolo 15, ha inoltre previsto che la Commissione proponesse entro l'inizio del 2019 una *Strategia a lungo termine europea* e che, entro il 2020, gli Stati Membri dovessero fare lo stesso, presentando Strategie nazionali con un orizzonte di almeno trent'anni. L'Accordo di Parigi, negoziato alla COP 21 del 2015, invita i Paesi firmatari a comunicare entro il 2020 le proprie "*Strategie di sviluppo a basse emissioni di gas serra di lungo periodo*" al 2050.

9.3.1 Obiettivi di decarbonizzazione

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (**PNIEC**), in linea con gli obiettivi della Strategia al 2050 descrive il primo passo nella pianificazione di lungo periodo e porta ad una riduzione complessiva dei Gas Climalteranti del 38% al 2030.

La proposta di Strategia nazionale di lungo termine (**LTS**) pone l'obiettivo di "**neutralità climatica**" del nostro Paese al 2050, cioè un saldo netto pari a zero tra emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, eventualmente integrati da forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO₂ (CCS-CCU).

9.3.2 Il sistema energetico al 2050

Il percorso di decarbonizzazione, per il periodo 2021-2030, è già tracciato dal PNIEC che ha individuato obiettivi puntuali relativamente alla crescita delle fonti rinnovabili (30% sui consumi finali lordi), all'efficienza energetica (-43% rispetto allo Scenario tendenziale²⁵) e alla riduzione delle emissioni di gas serra, declinate tra settori "ETS" e "non-ETS" (rispettivamente almeno -43% e -33% rispetto al dato del 2005). La realizzazione della configurazione del Piano Energia e Clima contrae le emissioni di gas climalteranti al 2030 di circa il 38% rispetto ai livelli del 1990.

Proiettando al 2050 le dinamiche energetico-ambientali virtuose instaurate nel PNIEC si definisce lo "*scenario di Riferimento*" rispetto al quale quantificare gli sforzi di riduzione delle emissioni. Al 2050 permane una quantità emissiva piuttosto significativa, poco meno di 200 Mt di CO₂ eq, pari ad una contrazione emissiva intorno al 60% rispetto al 1990.

La maggior parte delle emissioni residue derivano dal settore energetico (circa il 70%) e il restante dal settore non energetico (circa il 30%) caratterizzato dalla difficoltà a comprimere le emissioni.

La proiezione delle tendenze innescate dal PNIEC, per quanto virtuose e sfidanti, risultano insufficienti a centrare il target di neutralità climatica al 2050, per cui è necessario prevedere un vero e proprio cambio del "paradigma energetico" nazionale.

Sono qui fornite indicazioni di un documento dettagliato e articolato (la Strategia di Lungo periodo), che è attualmente in fase di confronto interministeriale a livello tecnico e apicale. Emergono, nelle analisi, alcune indicazioni di fondo sulle dinamiche emissive che sono alla base della strategia di decarbonizzazione.

- i) La generazione elettrica ha il potenziale e le tecnologie per annullare le proprie emissioni, anzi di riuscire a rendere negativo il bilancio emissivo se si ricorre a tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ associate all'utilizzo di bioenergie.
- ii) I settori trasporti e civile, grazie ad una profonda riduzione della domanda di energia, e al ricorso a vettori carbon free come elettricità e green fuel (incluso l'idrogeno verde), possono azzerare le loro emissioni al 2050.
- iii) Il settore industriale può ridurre di molto le proprie emissioni da combustione grazie ad efficienza, elettrificazione e combustibili alternativi, e l'eventuale ricorso a CCS, ma permangono delle difficoltà con le emissioni derivanti dai "processi" industriali.
- iv) Il settore agro-zootecnico appare il comparto più difficile da intaccare, anche per la natura delle emissioni (ad es. gli allevamenti zootecnici).

Al 2050 saranno presenti delle emissioni residue incompressibili derivanti per lo più dai processi industriali, l'utilizzo di solventi e F-gas, rifiuti e il settore agricolo e zootecnico. Le emissioni residue potranno essere compensate con l'assorbimento dei "pozzi naturali".

La Strategia di lungo periodo italiana restituisce dei percorsi e condizioni per arrivare alla neutralità climatica, evidenziando, al tempo stesso, tutte quelle sfide e/o criticità tecniche, operative e sociali che dovranno essere affrontate in una pianificazione futura: ad esempio si ritengono disponibili ed economicamente sostenibili al 2050 diverse tecnologie come accumuli, produzione e distribuzione di idrogeno, CCS, ecc o si fanno assunzioni sulla possibilità di adeguare le esigenze di forte sviluppo delle fonti rinnovabili con altri obiettivi di natura ambientale e paesaggistica.

Almeno in parte, il realizzarsi di queste condizioni dipenderà da orientamenti e scelte di investimento da definire a livello europeo e internazionale e dagli avanzamenti della ricerca.

²⁵ Scenario PRIMES 2007 prodotto dalla Commissione Europea.

Fatte queste premesse, da una prospettiva energetica, per raggiungere la neutralità climatica al 2050, il sistema dovrà ricorrere a delle leve fondamentali, che presentano delle forti sinergie tra esse stesse:

- i) il cambio radicale nel mix energetico a favore di fonti *carbon free*;
- ii) efficienza energetica accompagnata a cambiamenti comportamentali che influenzino la mobilità passeggeri e i consumi del settore civile;
- iii) una significativa elettrificazione degli usi finali.

La leva di decarbonizzazione principale diventa dunque il potenziamento delle energie rinnovabili, accompagnato da un più decisivo confinamento dei combustibili di origine fossile. Ne risulta un mix energetico governato dalle rinnovabili (almeno 80-90%), con un ruolo marginale/eventuale del gas naturale e delle altre fossili più che altro confinati nei processi industriali difficilmente elettrificabili o ad un utilizzo più o meno marginale nel settore elettrico e dove è possibile all’evenienza agire con la cattura della CO₂.

Al 2050 si evidenzia l’ineludibile necessità che le rinnovabili siano sfruttate non solo per elettricità, ma anche per produrre combustibili rinnovabili, per decarbonizzare i settori non del tutto elettrificabili, come chimica, acciaio, cemento, trasporti pesanti, marittimi e aerei.

La Strategia si sviluppa, come il PNIEC, in piena coerenza con il principio europeo “energy efficiency first”, per cui l’efficienza riveste un ruolo chiave nella decarbonizzazione del nostro Paese. Il forte grado di efficientamento già innescato dalle tendenze del PNIEC e l’espansione del settore della trasformazione per i nuovi combustibili alternativi carbon-free (idrogeno/e-fuels) riducono però i margini di contenimento dei consumi in termini di energia primaria.

Diversamente, nei settori di uso finale è maggiore l’evidenza dell’efficienza: il settore civile e quello dei trasporti forniscono uno sforzo aggiuntivo significativo. Dato l’elevato potenziale in termini di riduzione dei consumi, il “tasso annuale di riqualificazione” degli immobili, con interventi di ristrutturazione edilizia prevalentemente di tipo “profondo”, deve accelerare sensibilmente, fino a quasi raddoppiare i tassi di riqualificazione energetica individuati nel PNIEC. Nel settore trasporti al 2050 è necessario prevedere un incremento del trasporto pubblico, con incremento di smart mobility, smart working e ciclopeditone che conducano ad una significativa riduzione del parco auto. Sarà necessario agire anche sulla domanda di trasporto merci, potenziando la logistica e riducendo ad esempio “i viaggi a vuoto”.

Un’altra leva fondamentale per favorire la neutralità climatica è una significativa spinta all’elettrificazione dei settori di uso finale (Figura 9.8), con elettricità completamente decarbonizzata e considerando che non tutti gli usi e servizi sono elettrificabili al 100% (ad esempio alcuni processi industriali o alcuni segmenti di trasporto).

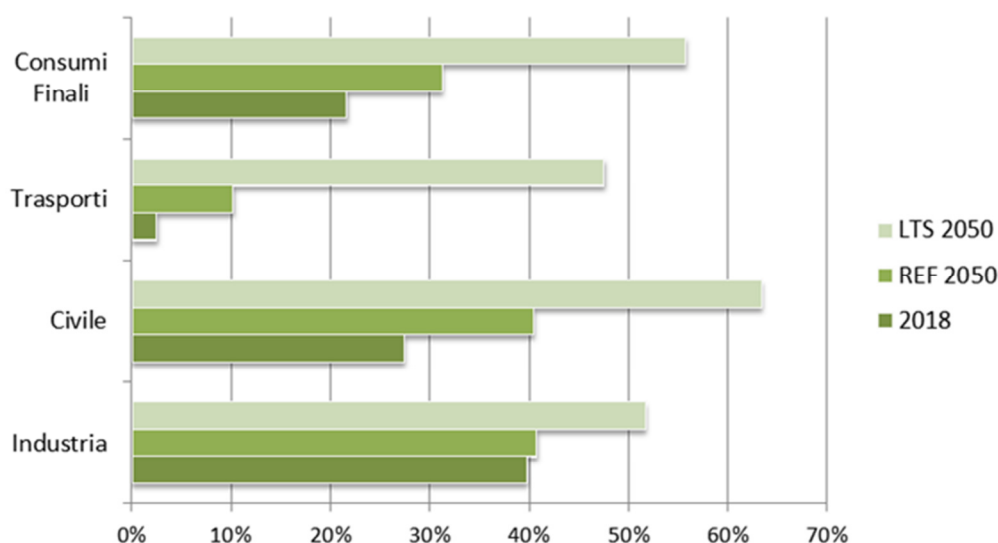


Figura 9.8 - Elettrificazione dei settori di uso finale al 2050 (%)

Importante è l'incremento del ricorso al vettore elettrico nel settore trasporti, trainato soprattutto dalla penetrazione nel comparto auto e bus, nel quale la quota di veicoli elettrici diviene assolutamente maggioritaria, ma con quote significative anche nel trasporto merci di veicoli medi e commerciali.

Il segmento maggiormente interessato da elettrificazione nel settore civile, oltre agli usi cottura, è il riscaldamento. Al 2050 i generatori di calore, storicamente alimentati da combustibili fossili, sono sostituiti da pompe di calore elettriche, in ciclo annuale sia per il servizio di raffrescamento che di riscaldamento, anche in abbinamento agli interventi di riqualificazione energetica. In particolare, si stima che nel settore residenziale si possa arrivare a impiegare una pompa di calore elettrica come impianto principale in tutte le situazioni in cui ci sono condizioni climatiche favorevoli.

Laddove non è possibile ricorrere al vettore elettrico completamente decarbonizzato, è necessario, come detto prima, un cambio radicale nel mix energetico a favore delle rinnovabili, coniugato al ricorso all'idrogeno, da usare tal quale oppure trasformato in altri combustibili (e-fuels), anche per la decarbonizzazione degli usi non elettrici.

L'industria rappresenta uno dei settori che difficilmente potrà essere completamente elettrificato, a causa della tipologia dei processi e della necessità di grandi quantità di calore ad alta temperatura. Crescerà sensibilmente l'impiego diretto di fonti rinnovabili e dei combustibili alternativi, in particolare parte del gas fossile potrà essere sostituito con biometano (ad emissioni nulle), e il ricorso all'idrogeno, e/o e-fuels, potrebbe diventare significativo a seconda delle opzioni tecnologiche che saranno disponibili al 2050. Interessanti prospettive per l'idrogeno si ritrovano nella siderurgia con la sostituzione dell'acciaio integrato con preridotto e forni ad idrogeno. La CCS può rappresentare una eventuale soluzione per la riduzione delle emissioni di processo e energetiche derivanti dal settore industriale. Una ulteriore opzione per la contrazione delle emissioni del settore è la spinta verso una economia circolare, prospettando lo sviluppo di sistemi più efficienti non solo di riciclo ma anche di rigenerazione, riuso e riparazione dei beni, facilitando la manutenzione dei prodotti e aumentandone la durata di vita.

Nel settore trasporti, se per le auto l'elettricità può avere il ruolo principale nel mix energetico, per i veicoli pesanti la necessità di coprire lunghe distanze e portare elevate quantità di prodotti potrebbe richiedere il ricorso ad una varietà più ampia di tecnologie e combustibili. L'idrogeno potrebbe costituire una valida opzione: può essere utilizzato con opportuni adattamenti e sistemi di stoccaggio alle motorizzazioni convenzionali o essere utilizzato in celle a combustibile. Altra opzione di lungo periodo per il trasporto su gomma è il ricorso a biocarburanti, bio-gnl e i carburanti sintetici per i quali si potrebbe sfruttare l'infrastruttura di rifornimento esistente. Il mix di queste opzioni potrà essere applicato anche al trasporto marittimo a corto raggio e per le vie di navigazione interne (elettrificazione, idrogeno, biocarburanti avanzati e carburanti sintetici). Fondamentale sarà l'elettrificazione delle banchine portuali e servizi aeroportuali.

Il settore civile dovrà essere caratterizzato al 2050 da un livello emissivo nullo: oltre al vettore elettrico da fonte rinnovabile potrà far ricorso al ricorso diretto di fonti rinnovabili o combustibili derivati dalle rinnovabili. Accanto a fonti "tradizionali", come il solare termico, le biomasse e l'uso di calore di scarto (anche in teleriscaldamento), potrebbero trovare spazio anche idrogeno, biometano ed e-fuels. Il ricorso al biometano nel civile, nonostante lo sviluppo massimo del metano biologico e la produzione di metano verde sintetico, non riuscirà a coprire gli attuali livelli del gas fossile. Dalle analisi, il ricorso al biometano nel civile, nonostante eventuale blend con idrogeno, vede volumi contenuti rispetto a quelli attuali. Questa indicazione pone in evidenza un necessario ammodernamento e ripensamento del ruolo delle reti di trasmissione e distribuzione del gas che al 2050 probabilmente potranno essere localizzate e non necessariamente distribuite sull'intero territorio nazionale, ma che saranno legate sinergicamente al settore elettrico e degli e-fuels.

L'intensa elettrificazione dei consumi finali (con domanda finale di elettricità fino ai 450 TWh) e gli obiettivi di neutralità climatica al 2050, che vedono un parco elettrico completamente decarbonizzato con emissioni negative, richiedono una crescita straordinaria delle fonti rinnovabili, il cui apporto negli usi finali dovrebbe più o meno triplicare rispetto ai valori del 2018. La produzione elettrica, infatti, potrebbe più che

raddoppiare rispetto a quella attuale con una quota coperta da rinnovabili compresa tra il 95% e il 100%, a seconda che si realizzi un completo abbandono delle fossili nella generazione (Figura 9.9).

Sarà fondamentale l'apporto di tutte le fonti rinnovabili, incluse fonti non ancora sfruttate come l'eolico off-shore e la generazione da maree e correnti, ma la generazione da solare sarà oggetto di eccezionale sviluppo e sarà la principale tecnologia su cui basare la crescita del settore elettrico decarbonizzato. Le bioenergie (biomasse e biometano, anche di sintesi) diventano fondamentali per il settore elettrico per la possibilità di accoppiare agli impianti di generazione il sequestro e lo stoccaggio delle emissioni che sono considerate «negative», ma anche per poter catturare la CO₂ neutra e produrre combustibili sintetici carbon free: questo spiega perché la disponibilità di biometano al 2050, è utilizzata per la maggior parte nel settore elettrico e non nei settori di uso finale.

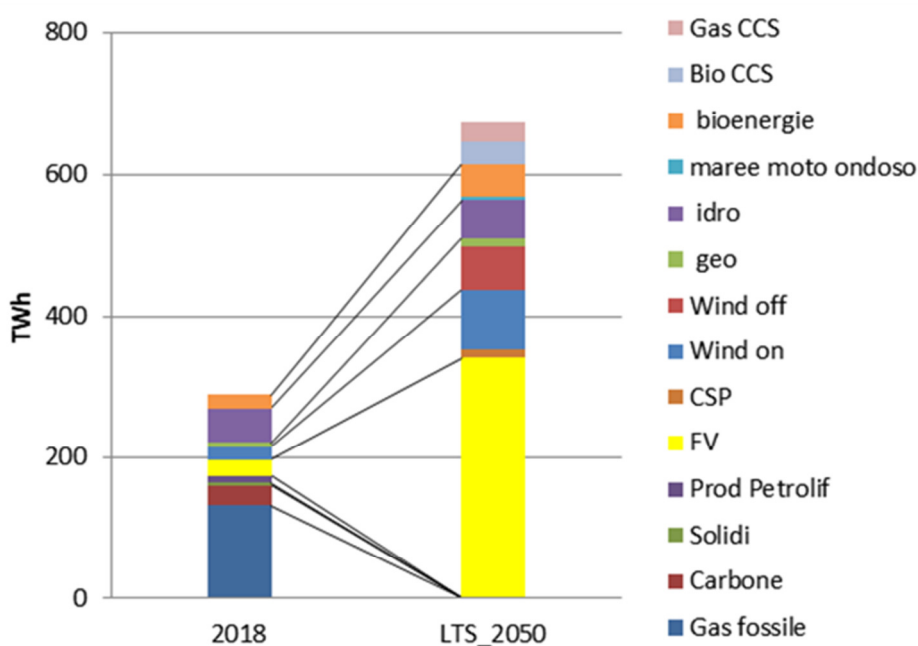


Figura 9.9 - Possibile configurazione della generazione elettrica nazionale al 2050 (elaborazione RSE)

L'incremento di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) fa porre particolare attenzione alla flessibilità del sistema, ossia la capacità di mantenere istantaneamente bilanciati, in sicurezza, la produzione e i consumi anche a fronte di perturbazioni impreviste. Oltre ad un adeguamento della rete elettrica, nuovi pompaggi (anche marini) e sistemi di accumulo elettrochimico su rete e distribuito, si farà ricorso a molti carichi flessibili. Una quota rilevante dell'energia elettrica, *overgeneration*, è destinata alla trasformazione in altri vettori energetici (Power to X - P2X) quali: metano green, idrogeno, calore e combustibili liquidi. Una grossa parte dell'elettricità potrà quindi essere utilizzata per la produzione di idrogeno, utilizzabile per lo più nel settore trasporti e per la produzione di combustibili alternativi (più facilmente trasportabili e stoccabili), e solo il restante per gli usi diretti nella manifattura: in prospettiva, sarà dunque essenziale approfondire le criticità e le sfide tecnologiche che questo vettore comporta (quota miscelabile in rete con il gas/biometano, uso diretto nei trasporti e nell'industria, possibilità di stoccaggio, fase di transizione e tecnologie di uso finale) ma anche piano economico (costi del ciclo di produzione, trasporto, stoccaggio, riutilizzo).

Da un punto di vista infrastrutturale, la progressiva riduzione del gas fossile, sostituita in piccola parte con biometano e idrogeno, richiederà una complessiva riconfigurazione delle infrastrutture gas per il trasporto e la distribuzione. Si potrà pensare a porzioni di rete dedicate esclusivamente al trasporto del solo idrogeno a servizio dei nuclei industriali, alla possibilità di miscele gas-idrogeno, ma anche alla chiusura tratti di infrastruttura periferici (perché serviti da altri sistemi locali), soprattutto per quel che riguarda le reti a servizio del settore civile. Sicuramente le infrastrutture andranno trasformate e ammodernate prevedendo un appropriato accoppiamento sinergico dei settori elettrico e gas.

10 CONCLUSIONI

Alla luce degli **importanti interventi di sviluppo infrastrutturale** per la regione Sardegna, proposti e programmati dai due TSO e dai DSO operanti sul territorio sardo, **ARERA** ha richiesto a **RSE** di avviare uno **studio indipendente** finalizzato ad una più ampia valutazione delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico isolano.

L'**obiettivo dello studio** è stato quello di **esaminare** l'impatto delle **diverse configurazioni infrastrutturali** sul sistema energetico della Sardegna nel periodo 2020-2040, **valutandone tutti i costi attesi** in ottica CBA (costi di investimento, costi operativi ed externalità monetizzabili).

A tal fine, è stato analizzato l'attuale sistema energetico sardo ed è stato definito uno scenario di sviluppo della domanda energetica dal 2020 al 2040. Sono poi state esaminate le infrastrutture energetiche esistenti e in progetto, anche interloquendo con i diversi soggetti interessati, per poi individuare un set di configurazioni significative - con diversi livelli di metanizzazione ed elettrificazione dei consumi finali - da analizzare in ottica CBA. In particolare, l'analisi è partita esaminando **tre configurazioni "fisiche"** e confrontandone i costi con quelli di una configurazione detta BASE, per la quale si prevede comunque una metanizzazione minima della Sardegna.

Gli esiti delle prime analisi su tali configurazioni hanno mostrato di risentire significativamente delle assunzioni relative al prezzo del gas naturale, allineato al PSV nel solo caso - denominato CONTINENTE - con connessione mediante gasdotto sottomarino alla Penisola (negli altri casi il gas è allineato al prezzo internazionale del GNL). Per tale ragione, l'analisi è stata estesa ad alcune ipotesi di **interconnessione virtuale** da realizzare tramite un servizio di bettoline continente-isola e depositi costieri con rigassificatori (configurazione "virtuale" denominata ISOLA). Ciò anche al fine di fornire elementi utili nell'ottica di **possibili evoluzioni dell'attuale contesto normativo e regolatorio**, peraltro già tratteggiati nel PNIEC.

L'analisi svolta permette di trarre alcune prime conclusioni, ferma restando la possibilità di svolgere ulteriori approfondimenti sul set di ipotesi e scenari adottati.

1. Nel **medio termine**, l'introduzione del **metano** nel sistema energetico sardo porterebbe **vantaggi** a livello di sistema, sia considerando i soli parametri economici, sia integrandoli con i parametri ambientali. Infatti, il metano andrebbe progressivamente a sostituire combustibili ambientalmente meno sostenibili e più costosi quali l'olio combustibile, il gasolio e il GPL.
2. Le configurazioni ISOLA e CONTINENTE si sono distinte positivamente rispetto alle altre. Fra queste, la configurazione **ISOLA**, con un approvvigionamento tramite **virtual pipeline** e un **meccanismo regolatorio** che permetta l'**allineamento** del prezzo del GNL al **PSV**, è risultata quella che porterebbe ai **maggiori risparmi**, rispetto alla BASE, con 3 miliardi di minori costi cumulati nel periodo 2020-2040 (circa 1 miliardo di minori costi di sistema più 2 miliardi di minori externalità ambientali). Ciò in quanto i maggiori costi legati a investimenti infrastrutturali sarebbero più che compensati da minori costi di acquisto dei vettori energetici e dai costi delle externalità ambientali.
3. Da una serie di varianti e analisi di **sensitività** sulla configurazione virtuale **ISOLA** è risultato che:
 - a. per quanto concerne il **trasporto** del gas sul territorio isolano, nel periodo di 20 anni coperto dallo studio, risulta più conveniente la modalità tramite cisterne criogeniche rispetto a quella tramite dorsale, nel caso di volumi di gas in linea con lo scenario sviluppato. Per valori annui superiori a una determinata soglia (circa 1,5 miliardi m³/anno), risulterebbe, invece, più conveniente trasportare il gas naturale tramite dorsale. Volumi dell'ordine di 1,5 miliardi di m³/anno non sembrano, d'altronde, raggiungibili se non al verificarsi di circostanze "estreme" (Euroallumina e generazione termoelettrica asserviti alla dorsale + significativo incremento e mantenimento di tutti i consumi gas);

- b. la soluzione ottima (virtual pipeline + trasporto con cisterne criogeniche), seppur individuata a partire dall'ipotesi di sviluppo "estremo" delle reti di distribuzione gas, rimarrebbe quella preferibile anche qualora dovesse verificarsi l'ipotesi di sviluppo "moderato" (cioè limitato alle sole reti con lavori già avviati);
 - c. dal punto di vista dello sviluppo delle reti di **distribuzione** del gas, l'ipotesi di sviluppo "moderato" (cioè limitato alle sole reti con lavori già avviati) risulta essere quella preferibile considerando sia i costi di sistema (con ipotesi di costi unitari crescenti all'aumentare dell'espansione delle reti) sia le esternalità ambientali.
- 4. La configurazione **ISOLA** risulta in ogni caso quella **maggiormente flessibile**, specialmente con riguardo al caso di una penetrazione reale del metano in Sardegna inferiore rispetto agli scenari di sviluppo prospettati. Ciò anche considerando alcune incertezze sulle modalità di sviluppo della domanda, anche legate alla traiettoria di ripartenza della filiera dell'alluminio. D'altro canto, una soluzione fisica come quella **CONTINENTE** garantirebbe una **sicurezza più elevata** degli approvvigionamenti di gas, ma comporterebbe investimenti la cui **sostenibilità andrebbe verificata**, nella prospettiva di **decarbonizzazione di lungo termine**, tenendo anche conto della reale possibilità di riutilizzo per il trasporto di idrogeno verde destinato agli usi non elettrificabili.
- 5. Per quello che riguarda il **sistema elettrico**, sebbene i costi e i benefici del nuovo collegamento sottomarino con la Sicilia e da qui con il Continente (c.d. **Tyrrhenian Link**) non siano stati inseriti nello studio perché hanno interesse ed effetti sovra regionale, è emerso che la presenza o assenza di tale infrastruttura ha un **impatto** comunque **limitato** sui **volumi di gas naturale** consumati dal settore **termoelettrico** sull'isola. Infatti, esaminando la sensitivity delle diverse configurazioni nel caso di presenza/assenza di tale collegamento, è emerso un effetto relativamente limitato sui consumi di gas necessari sull'Isola (circa 100 milioni di m³/anno), delineando per il Tyrrhenian Link funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che allo scambio di rilevanti quantità di energia.
- 6. Dal confronto fra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico (ELETTRICO) e quelle con maggiore ricorso al **gas naturale** (ISOLA e CONTINENTE), quest'ultime risultano **maggiormente convenienti**, nel medio termine, per **fattori peculiari** del contesto **isolano**, nonché per le ipotesi adottate (costi di tecnologie leggermente più elevati della media nazionale, load factor pompe di calore molto inferiore alla media nazionale, costi relativi alle scelte pianificatorie già operate in materia di distribuzione del gas considerati come già parzialmente sostenuti).
- 7. L'**elettrificazione** degli usi finali nel residenziale, terziario e industriale di piccola taglia potrebbe, in ogni caso, risultare **conveniente** per tutti i **bacini** dove **non** sono stati **avviati i lavori** per la realizzazione di **reti di distribuzione gas**, 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.).
- 8. Infine, va rilevato che, considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quella dello studio, l'**elettrificazione** resta comunque la strada **più coerente** con le politiche di **decarbonizzazione** sull'orizzonte di lungo termine **dal 2050**, insieme allo sviluppo dell'**idrogeno "verde"** per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili; uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola, dove le condizioni di sviluppo non solo del solare, ma anche dell'eolico potrebbero dar luogo a significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili altrimenti non immediatamente impiegabile.

Concludendo, sebbene i risultati descritti consentano già di trarre prime indicazioni utili per ponderare scelte di ottimizzazione economica sugli investimenti di metanizzazione in Sardegna, va ribadito che, anche considerando l'obiettivo e il perimetro specifico dello studio, non sono state approfondite ulteriori ipotesi di affinamento quali, ad esempio: la possibilità di servire zone industriali o centri di consumo significativi con porzioni ridotte di infrastrutture gas direttamente alimentate dai rigassificatori ovvero la possibilità di avviare un'analisi di ottimizzazione circa la collocazione, il numero e la taglia dei rigassificatori (ipotizzando anche installazioni ulteriori rispetto a quelle esistenti). Infine, in ottica di lungo termine, un ulteriore approfondimento potrebbe riguardare le prospettive di dettaglio, anche in termini di ricerca applicata, sullo sviluppo e l'utilizzo di idrogeno "verde".

BIBLIOGRAFIA

- [1] ARERA, Delibera 335/2019/R/GAS,, <https://www.arera.it/it/docs/19/335-19.htm>, 30 luglio 2019.
- [2] Regione Autonoma della Sardegna, Piano energetico ambientale della regione sardegna 2015-2030: proposta tecnica, <http://www.regione.sardegna.it/sardegnaenergia/pears/>, dicembre 2015.
- [3] ENEA, Statistiche regionali, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/rapporto-energia-e-ambiente/rapporto-energia-e-ambiente-2009-2010/i-dati-2009-2010/statistiche-regionali>, 2010.
- [4] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'ambiente e Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf, dicembre 2019.
- [5] Regione autonoma della Sardegna, Piano energetico ambientale della regione sardegna 2015-2030: primo rapporto di monitoraggio, gennaio 2019.
- [6] Regione Autonoma della Sardegna, Piano energetico ambientale della regione sardegna 2015-2030: secondo rapporto di monitoraggio, dicembre 2019.
- [7] F. Lanati e A. Gelmini, Il modello energetico multiregionale MONET, Rapporto RDS n° 12001033, 2012.
- [8] ACI, Annuari statistici, <http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico.html>.
- [9] TERNA, Statistiche regionali 2018, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>, 2020.
- [10] Ministero dello sviluppo Economico, Cronostoria dello stabilimento ALCOA, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/ALCOA_storia.pdf.
- [11] Regione Autonoma della Sardegna, Legge Regionale 4 febbraio 2016, n. 2, <https://www.regione.sardegna.it/j/v/80?s=300929&v=2&c=13906&t=1>, 2016.
- [12] Commissione Europea, EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf, 2016.
- [13] ISTAT, 15° Censimento della popolazione e delle abitazioni 2011, <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>, 2011.
- [14] ISTAT, Demografia in cifre, <http://demo.istat.it/>.
- [15] RSE, Monografia RSEview "Edifici Energeticamente Efficienti: un'opportunità", http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE%20Monografia%20Efficienza%20Edifici/files/extfiles/downloadURL.pdf, 2015.
- [16] EUROSTAT, Bilanci energetici nazionali, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>.
- [17] Decreto del presidente della repubblica 26 agosto 1993, n. 412, <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1993/10/14/093G0451/sg>, 1993.
- [18] Parlamento Europeo e Consiglio Europeo, Direttiva 2010/31/UE del parlamento europeo e del consiglio del 19 Maggio 2010 sulla prestazione energetica nell'edilizia, <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:IT:PDF>, 2010.
- [19] Gaeta, Maria; Lanati, Fabio,, "Studi a supporto della Governace del sistema elettrico ed energetico nazionale", Rapporto RDS n° 20000116: RSE, Marzo 2020.
- [20] D. Siface e et all., Sviluppo Strumenti SW per la simulazione dei mercati elettrici, Rapporto RDS n°16001444: RSE, 2016.
- [21] D. Siface e et all., Manuale d'uso del simulatore sMTSIM, Rapporto RDS n°20000152: RSE, Marzo 2020.
- [22] C. Carlini, D. Bertini, P. Gramatica, R. Urban e F. Lanati, «La mobilità elettrica: aspetti innovativi e di impatto nel sistema elettro-energetico,» RSE, Rapporto RDS n° 18000008, 2018.
- [23] C. Carlini, F. Lanati, G. Viganò, D. Moneta, A. Gelmini, C. Michelangeli, M. Gaeta e D. Bertini, «La mobilità elettrica: scenari e impatti dell'elettrificazione nel trasporto pubblico e privato,» RSE, Rapporto RDS n°

18007625, 2018.

- [24] E. Garofalo, E. Lembo e D. Airoidi, «Valutazioni sulla disponibilità di aree e indicatori di consumo di suolo per il parco di generazione fotovoltaica ed eolica ipotizzabile in scenari di policy al 2030,» RSE, Rapporto RDS n° 18008433, 2018.
- [25] Regione Autonoma della Sardegna e Governo della Repubblica Italiana, Accordo di programma quadro per la metanizzazione, https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_46_20080326170132.pdf, 1999.
- [26] *Documento di consultazione: DCO 557/2013*, ARERA, 2013.
- [27] *Documento di consultazione: DCO 354/2013*, ARERA, 2013.
- [28] *Documento di consultazione: DCO 298/2016*, ARERA, 2016.
- [29] *Delibera: 300/2017/R/eel*, ARERA, 2017.
- [30] O. I. f. E. Studies, The prospects for natural gas as a transport fuel in Europe, 2014.
- [31] European Commission, Handbook EU External costs of transport (2019), 2019.

ALLEGATO - COSTI DI SISTEMA DELLE CONFIGURAZIONI, OPZIONI FILIERA ALLUMINIO

Costi di sistema, opzione 1 con ripartenza filiera alluminio (milioni di euro cumulati in 20 anni)

Nell'ipotesi 1 di ripartenza della filiera dell'alluminio, con la configurazione ISOLA si ottiene un risparmio cumulato di circa 0,5 miliardi (Figura 1) di euro nel periodo 2020-2040 che sale a 2,3 miliardi includendo i costi esterni ambientali monetizzabili (Figura 2).

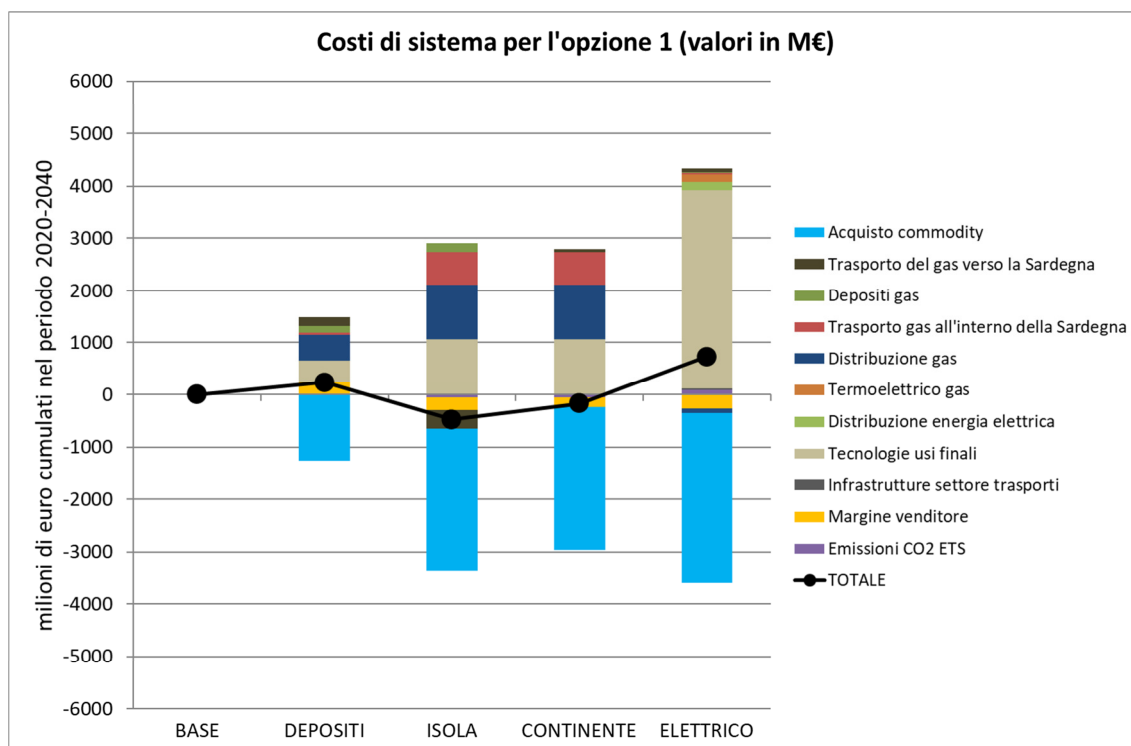


Figura 1 - Confronto costi di sistema cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 1

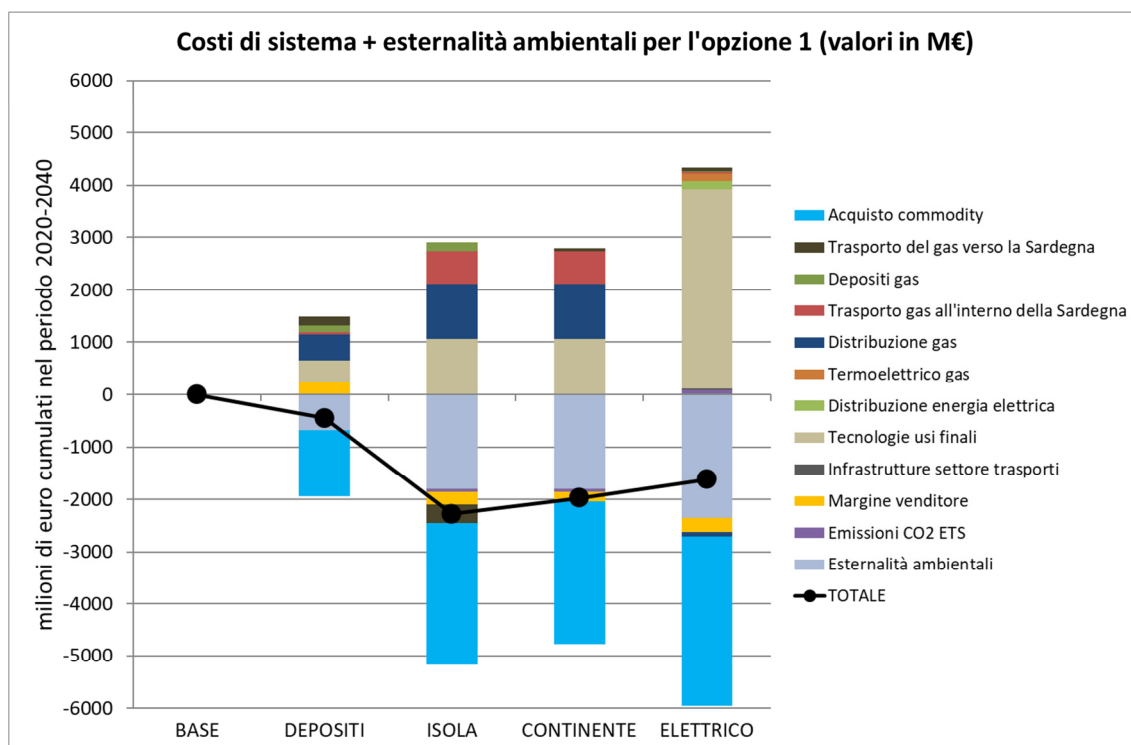


Figura 2 - Confronto costi di sistema + externalità cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 1

Costi di sistema, opzione 2 con ripartenza filiera alluminio (milioni di euro cumulati in 20 anni)

Nell'ipotesi 2 di ripartenza della filiera dell'alluminio, con la configurazione ISOLA si ottiene un risparmio cumulato di circa 1,0 miliardi di euro (Figura 3) nel periodo 2020-2040 che sale a 3,1 miliardi includendo i costi esterni ambientali monetizzabili (Figura 4).

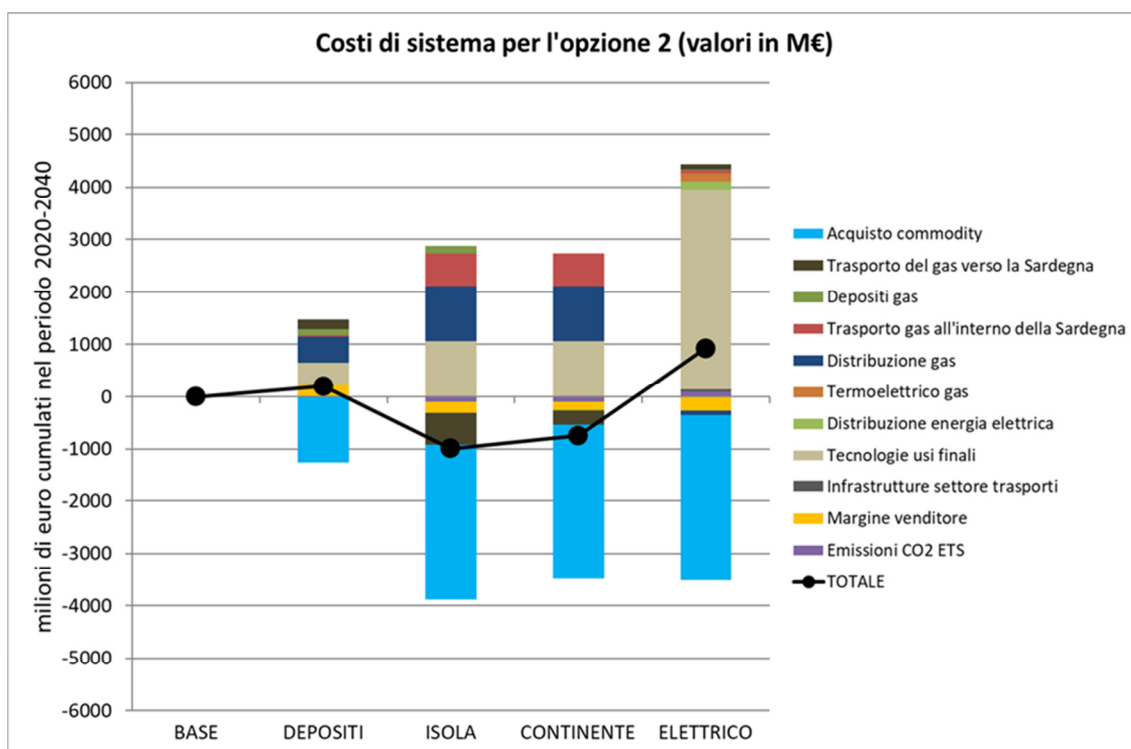


Figura 3 - Confronto costi di sistema cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 2

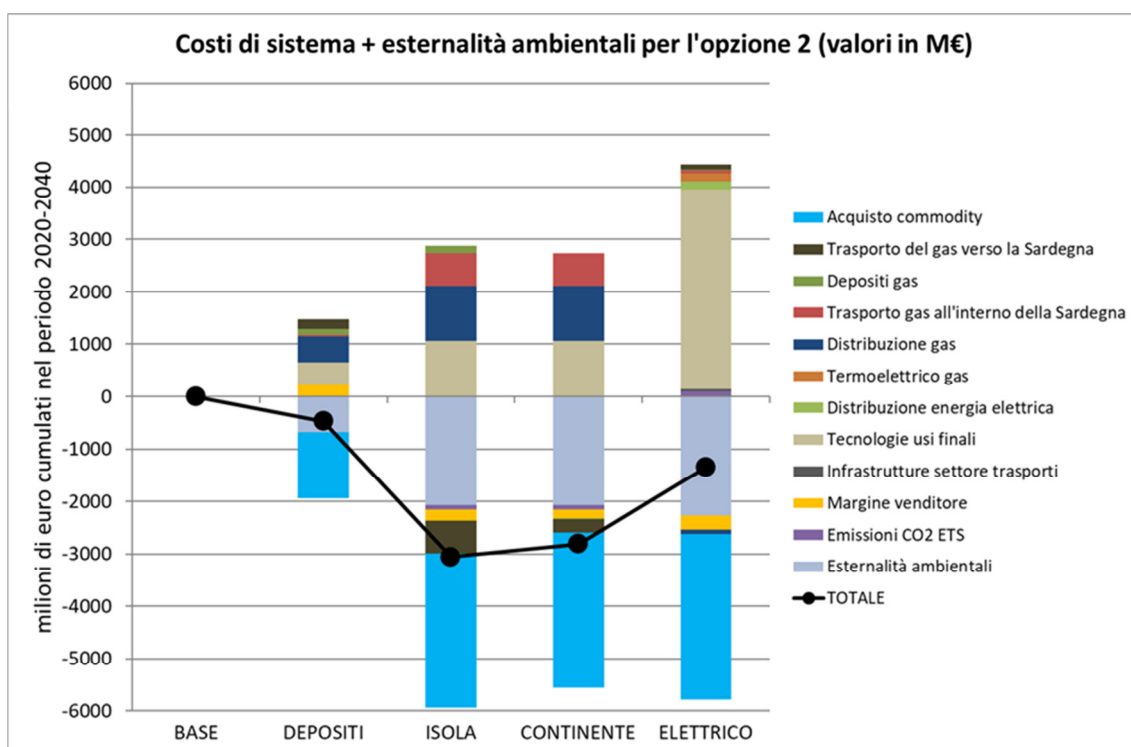


Figura 4 - Confronto costi di sistema + externalità cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 2

Costi di sistema, opzione 3 con ripartenza filiera alluminio (milioni di euro cumulati in 20 anni)

Nell'ipotesi 3 di ripartenza della filiera dell'alluminio, con la configurazione ISOLA si ottiene un risparmio cumulato di circa 0,5 miliardi di euro (Figura 5) nel periodo 2020-2040 che sale a 2,2 miliardi includendo i costi esterni ambientali monetizzabili (Figura 6). I risparmi sono confrontabili con quelli dell'opzione 1.

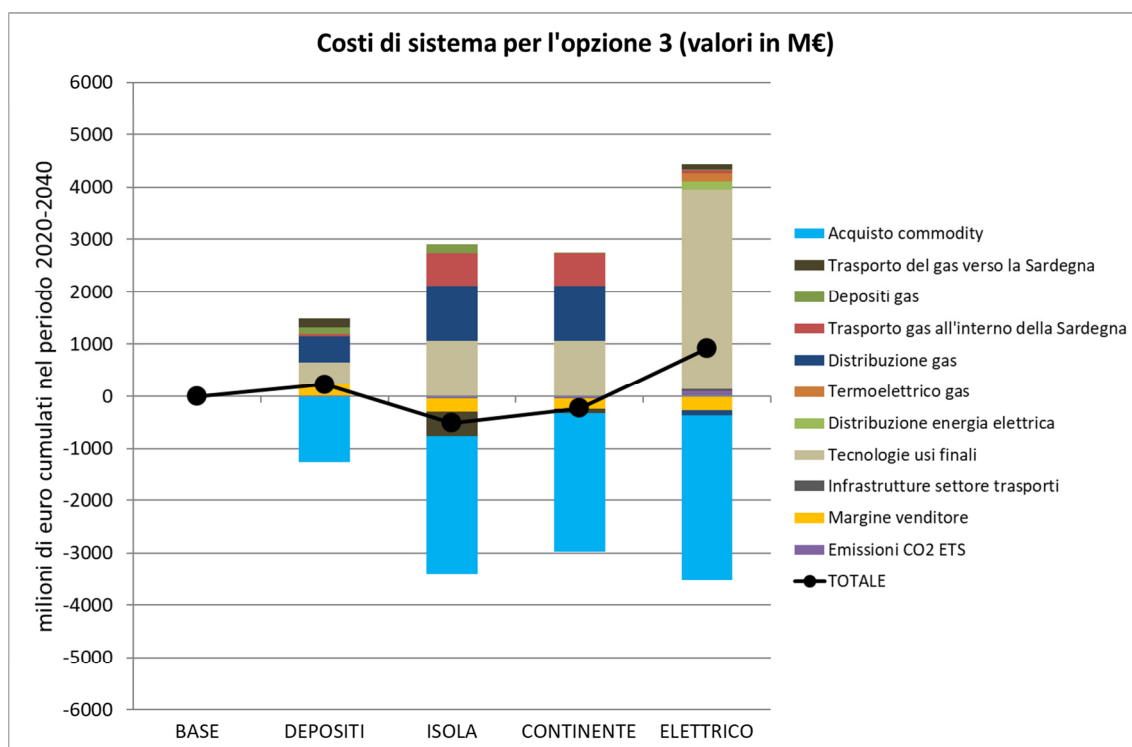


Figura 5 - Confronto costi di sistema cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 3

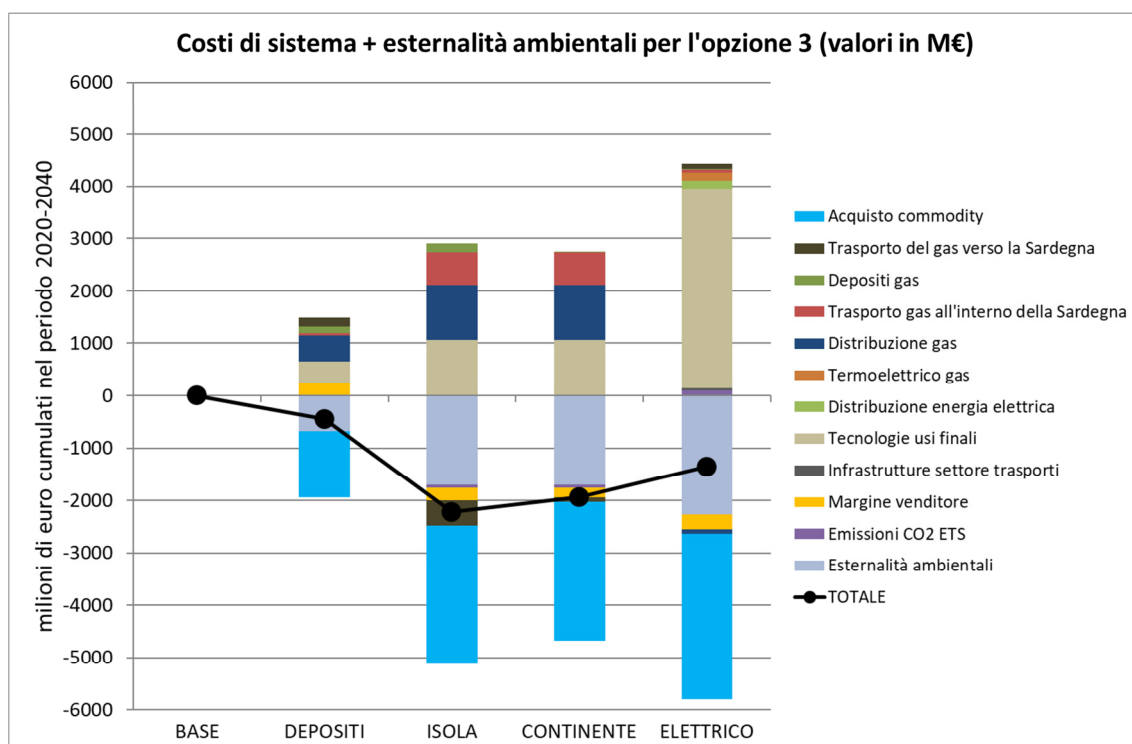


Figura 6 - Confronto costi di sistema + esternalità ambientali cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 3

Costi di sistema, opzione 4 senza ripartenza filiera alluminio (milioni di euro cumulati in 20 anni)

Infine, nell'ipotesi 4, non considerando la ripartenza della filiera dell'alluminio, con la configurazione ISOLA si ottiene un risparmio cumulato di circa 0,1 miliardi di euro (Figura 7) nel periodo 2020-2040 che sale a 1,9 miliardi includendo i costi esterni ambientali monetizzabili (Figura 8). Senza la ripartenza della filiera dell'alluminio la configurazione ISOLA rimane comunque più vantaggiosa rispetto alla configurazione BASE, anche se il risparmio si riduce notevolmente per i minori volumi di gas in gioco.

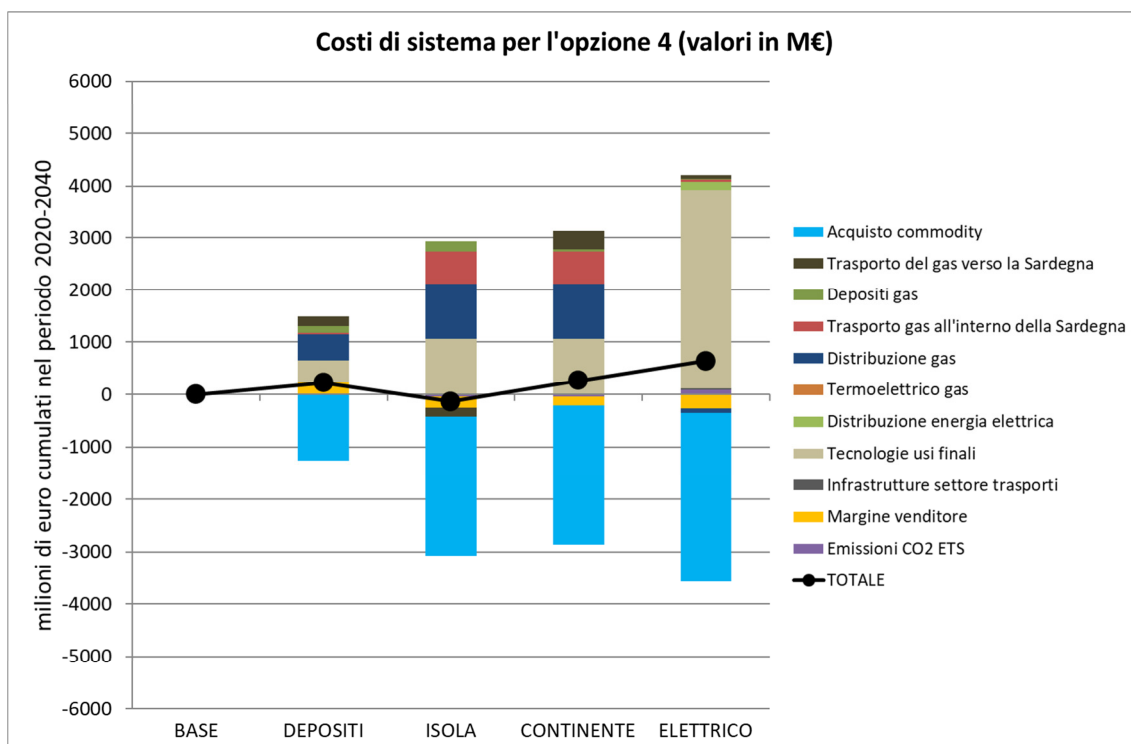


Figura 7 - Confronto costi di sistema cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 4

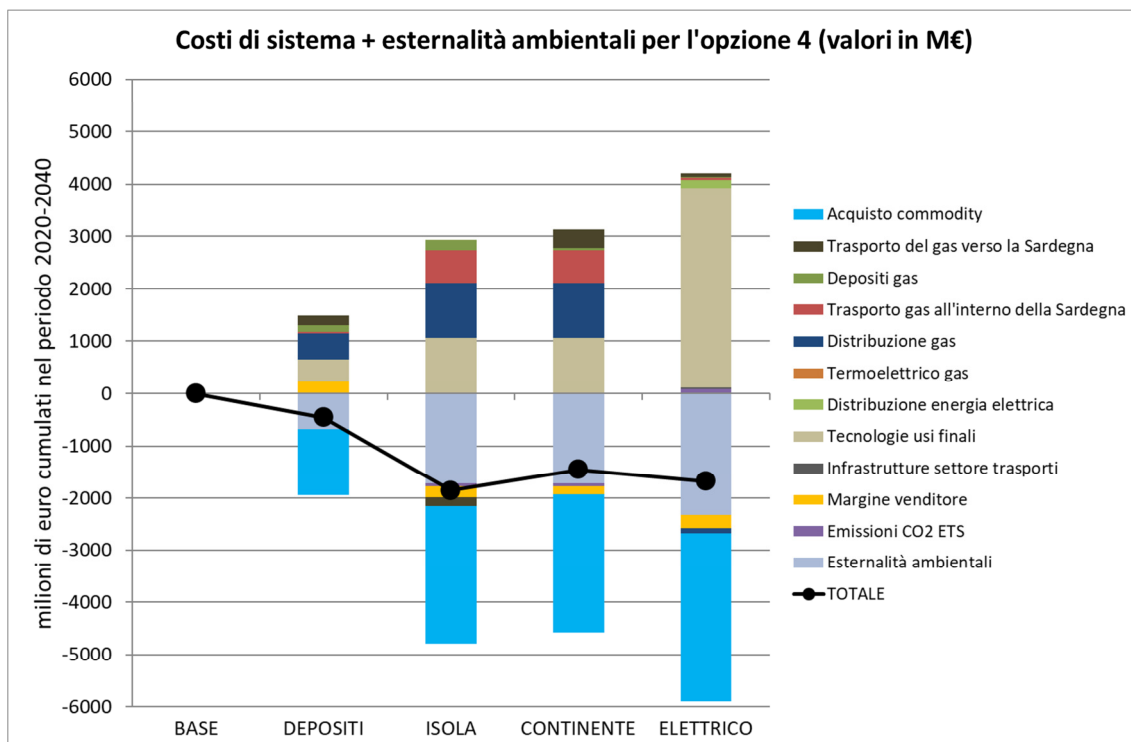


Figura 8 - Confronto costi di sistema + esternalità cumulati tra le diverse configurazioni rispetto a quella BASE, opzione 4