



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



## PRIMA STESURA DELL'AGGIORNAMENTO DEL PEARS

Relazione sulle attività svolte dall'Università degli  
Studi di Cagliari nell'ambito del contratto di  
affidamento diretto del servizio di  
“Aggiornamento del Piano Energetico Ambientale  
Regionale della Sardegna”

Cagliari 20/04/2026

Il gruppo di Lavoro UNICA

## Gruppo di lavoro di UNICA

Fabiano Asunis  
Luca Attene  
Maria Grazia Badas  
Ivan Blecic  
Giuseppe Bossi  
Giovanna Cappai  
Daniele Cocco  
Enrico Concu  
Alfonso Damiano  
Giorgia De Gioannis  
Gianpiero Deidda  
Giuseppe Desogus  
Roberto Devoto  
Gian Luigi Farru  
Gianfranco Fancello  
Andrea Frattolillo  
Gianluca Gatto  
Laura Mais  
Matteo Marchionni  
Michele Mascia  
Luca Migliari  
Susanna Mocci  
Aldo Muntoni  
Pier Francesco Orrù  
Mario Petrollese  
Fabrizio Pilo  
Francesco Piras  
Giorgio Querzoli  
Roberto Ricciu  
Angela Serpe  
Patrizia Serra  
Vittorio Tola  
Annalisa Vacca  
Paolo Valera  
Daniel Mark Vitiello  
Corrado Zoppi

## Indice

|                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Premessa                                                                                    | 7  |
| Le Linee di indirizzo per lo sviluppo del PEARS                                             | 7  |
| Impostazione metodologica di sviluppo del PEARS                                             | 10 |
| Le Attività Svolte                                                                          | 12 |
| Il Contesto Normativo                                                                       | 13 |
| Premessa                                                                                    | 13 |
| Contesto Internazionale                                                                     | 14 |
| Contesto Europeo                                                                            | 17 |
| <i>Dal quadro 2020 alla neutralità climatica al 2050</i>                                    | 18 |
| <i>Il Green Deal europeo e il pacchetto "Fit for 55"</i>                                    | 18 |
| <i>Il piano REPowerEU e il rafforzamento della sicurezza energetica</i>                     | 19 |
| <i>Sicurezza energetica, mercati e infrastrutture</i>                                       | 19 |
| <i>Trasporti, combustibili alternativi e dimensione marittima</i>                           | 20 |
| <i>Il ruolo del sistema EU ETS</i>                                                          | 20 |
| Contesto Nazionale                                                                          | 20 |
| Contesto Regionale                                                                          | 22 |
| Burden Sharing                                                                              | 23 |
| <i>La definizione di "fonti rinnovabili"</i>                                                | 24 |
| <i>Il calcolo della potenza aggiuntiva</i>                                                  | 25 |
| <i>Phase out del carbone in Sardegna -Indicazioni PNIEC</i>                                 | 26 |
| <i>DPCM 10 settembre 2025</i>                                                               | 27 |
| Il Macrosettore Elettrico                                                                   | 28 |
| Il Sistema Energetico Elettrico Nazionale                                                   | 28 |
| Il Sistema Energetico Elettrico della Regione Sardegna                                      | 31 |
| La Domanda di Energia Elettrica in Sardegna                                                 | 31 |
| <i>Dati di domanda e consumo energia elettrica in Sardegna nel 2025</i>                     | 41 |
| La Produzione di Energia Elettrica in Sardegna                                              | 42 |
| Centrale termoelettrica di Fiume Santo                                                      | 53 |
| Centrale termoelettrica "Grazia Deledda"                                                    | 54 |
| Centrale termoelettrica Sarlux                                                              | 55 |
| Composizione per fonte di alimentazione del sistema di generazione elettrico                | 57 |
| Analisi delle caratteristiche di fornitura della potenza elettrica del parco di generazione | 58 |
| <i>Aggiornamento della Capacità di Generazione installata in Sardegna nel 2025</i>          | 62 |
| L'Infrastruttura di dispacciamento dell'energia elettrica in Sardegna                       | 66 |
| <i>La rete di Alta e Altissima Tensione</i>                                                 | 67 |
| Analisi degli scambi fisici di energia elettrica                                            | 72 |
| L'infrastruttura di accumulo dell'Energia Elettrica in Sardegna                             | 73 |
| Il Bilancio di Energia Elettrica in Sardegna                                                | 77 |
| Simulatore del Sistema Energetico Elettrico della Sardegna                                  | 80 |
| Il Mercato dell'Energia Elettrica in Sardegna                                               | 80 |

|                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Conclusioni sull'analisi del sistema energetico elettrico                              | 86  |
| Il Settore Termico Industriale della Regione Sardegna                                  | 88  |
| Introduzione                                                                           | 88  |
| Ambito di applicazione e assunzioni metodologiche                                      | 89  |
| Composizione del campione di imprese rispondenti al modulo di raccolta dati            | 92  |
| I Consumi termici del settore industriale                                              | 94  |
| Bilancio Energetico di Saras s.p.a.                                                    | 95  |
| I combustibili utilizzati nel settore termico industriale                              | 98  |
| Pet Coke                                                                               | 100 |
| Olio Combustibile                                                                      | 101 |
| Gas di Petrolio Liquefatto                                                             | 107 |
| Gasolio                                                                                | 110 |
| Gas Naturale                                                                           | 114 |
| I consumi per macrosettore Ateco                                                       | 116 |
| Aggiornamento dello stato del sistema energetico termico civile della Regione Sardegna | 119 |
| Metodologia                                                                            | 119 |
| Approccio metodologico                                                                 | 119 |
| Fasi operative del modello                                                             | 119 |
| Scelta del modello di riferimento                                                      | 120 |
| Prima differenza rispetto al modello RSE originale: il driver demografico              | 120 |
| Analisi dei Fabbisogni Energetici della Sardegna                                       | 120 |
| Stima dei consumi energetici finali anno base 2020                                     | 121 |
| Settore residenziale                                                                   | 121 |
| Settore terziario                                                                      | 122 |
| Fabbisogni termici per servizio – Anno base 2011 (dati ISTAT)                          | 122 |
| Fabbisogno di riscaldamento residenziale – Anno base 2011                              | 122 |
| Fabbisogno ACS residenziale – Anno base 2011                                           | 123 |
| Fabbisogno cottura residenziale – Anno base 2011                                       | 123 |
| Proiezioni dei Fabbisogni Termici 2020–2040 – Modello RSE Base                         | 123 |
| Driver demografici nello scenario RSE originale                                        | 123 |
| Parco abitativo e numero di abitazioni nello scenario RSE                              | 124 |
| Proiezione riscaldamento residenziale – Scenario RSE base                              | 125 |
| Proiezione ACS residenziale – Scenario RSE base                                        | 125 |
| Proiezione cottura residenziale – Scenario RSE base                                    | 125 |
| Sintesi fabbisogni residenziali – Scenario RSE base                                    | 126 |
| Settore terziario – Driver e proiezioni RSE base                                       | 126 |
| Aggiornamento del Driver Demografico – Dati Reali al 2025                              | 127 |
| Popolazione e famiglie reali                                                           | 127 |
| Derivazione del fattore di correzione demografica                                      | 127 |
| Scenario A – Correzione Demografica Calibrata al 2025                                  | 128 |
| Modello RSE-based con correzione demografica costante (metodo PEARS 2025)              | 128 |

|                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabella riepilogativa – Settore residenziale Scenario A                           | 129 |
| Calcoli – Settore terziario Scenario A                                            | 129 |
| Scenario B – Correzione Demografica Rigorosa Anno per Anno                        | 130 |
| Formula e logica del metodo                                                       | 130 |
| Calcoli – Settore residenziale: Riscaldamento                                     | 130 |
| Calcoli – Settore residenziale: ACS                                               | 130 |
| Calcoli – Settore residenziale: Cottura                                           | 130 |
| Tabella riepilogativa – Settore residenziale Scenario B                           | 131 |
| Calcoli – Settore terziario Scenario B                                            | 131 |
| Confronto tra Scenari e Considerazioni Metodologiche                              | 131 |
| Confronto residenziale                                                            | 131 |
| Confronto terziario                                                               | 132 |
| Considerazioni metodologiche                                                      | 132 |
| Sintesi finale                                                                    | 132 |
| Aggiornamento della Base ISTAT: dal Censimento 2011 al Censimento 2021            | 133 |
| Confronto tra Censimento ISTAT 2011 e Censimento ISTAT 2021                       | 133 |
| Fattori di correzione per servizio termico                                        | 134 |
| Ricalcolo dell'anno base 2020 con parametri ISTAT 2021                            | 135 |
| Proiezioni RSE aggiornate con base ISTAT 2021                                     | 135 |
| Scenario A (base ISTAT 2021): correzione demografica costante $k = 0,9495$        | 136 |
| Scenario B (base ISTAT 2021): correzione demografica anno per anno                | 136 |
| Confronto sintetico: ISTAT 2011 vs ISTAT 2021 per entrambi gli scenari            | 137 |
| Riepilogo strutturale dell'effetto della frammentazione familiare                 | 137 |
| Aggiornamento dello stato del sistema energetico trasporti della Regione Sardegna | 139 |
| I Trasporti Terrestri                                                             | 139 |
| I trasporti su gomma generale                                                     | 139 |
| Analisi di dettaglio                                                              | 140 |
| Trasporti su ferro                                                                | 147 |
| Consuntivo trasporti terrestri                                                    | 148 |
| La mobilità delle merci e delle persone nei trasporti terrestri.                  | 148 |
| Mobilità merci                                                                    | 148 |
| Mobilità persone                                                                  | 149 |
| Trasporto aereo                                                                   | 151 |
| Consumo orario per un A320 e B738/800                                             | 151 |
| Consumo orario per passeggero                                                     | 153 |
| Trasporto Marittimo – I porti                                                     | 158 |
| Trasporto Marittimo – I servizi                                                   | 160 |
| Premessa                                                                          | 160 |
| Trasporto merci e passeggeri.                                                     | 160 |
| Nautica da diporto                                                                | 169 |
| Pesca                                                                             | 170 |

|                                                                                                |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Consumi Elettrici Categorie Trasporti: Settore Industria e Servizi                             | 173 |
| Consumi elettrici trasporti - settore industriale                                              | 173 |
| Consumi elettrici trasporti - settore industriale: dati disaggregati per provincia             | 174 |
| Consumi elettrici trasporti e magazzinaggio - settore servizi                                  | 176 |
| Consumi elettrici trasporti e magazzinaggio - settore servizi: dati disaggregati per provincia | 177 |
| Spostamenti Giornalieri Medi nelle Province della Sardegna                                     | 181 |
| Intensità di spostamenti divisi per provincia                                                  | 181 |
| Andamento del traffico stradale nel periodo gennaio 2019 – marzo 2025                          | 183 |
| Analisi del vettore Idrogeno                                                                   | 187 |
| Contesto strategico e cornice del Green Deal                                                   | 187 |
| Obiettivi quantitativi e fasi (2020–2050)                                                      | 187 |
| Quadro regolatorio: definizioni, certificazioni e mercato                                      | 188 |
| Definizione di idrogeno RFNBO                                                                  | 188 |
| Pacchetto “Hydrogen & Decarbonised Gas Market” (Direttiva 2024/1788; Regolamento 2024/1789)    | 188 |
| Infrastrutture per la mobilità (AFIR 2023/1804)                                                | 189 |
| Standard, strumenti finanziari e di politica industriale                                       | 189 |
| Domanda finale, settori prioritari e politiche abilitanti                                      | 190 |
| Industria hard-to-abate (acciaio e chimica)                                                    | 190 |
| Trasporti                                                                                      | 190 |
| Sistema elettrico e flessibilità                                                               | 190 |
| Quadro di contesto della Sardegna                                                              | 191 |
| Insularità energetica, decarbonizzazione e vincoli infrastrutturali                            | 191 |
| Potenzialità dell'idrogeno elettrolitico in Sardegna: motivazioni tecniche ed economiche       | 191 |
| Potenziali applicazioni                                                                        | 193 |
| Potenzialità dell'idrogeno come vettore termico                                                | 193 |
| Potenzialità dell'idrogeno nel settore trasporti                                               | 194 |
| Sustainable Aviation Fuels, Sustainable Maritime Fuels, e-chemicals                            | 196 |
| Conclusioni                                                                                    | 197 |
| Valorizzazione Energetica dei Rifiuti                                                          | 199 |
| Metodologia e documenti di riferimento                                                         | 199 |
| Sintesi                                                                                        | 202 |
| Ipotesi di scenari                                                                             | 210 |
| Validazione del Simulatore del Sistema Energetico Elettrico Sardo                              | 239 |
| Scenario di Riferimento                                                                        | 241 |
| Scenario Decarbonizzazione                                                                     | 246 |
| Scenario Sviluppo Industriale                                                                  | 249 |

## Premessa

La presente relazione rappresenta la “Prima stesura dell’aggiornamento del PEARS”, così come previsto dal Capitolato Tecnico allegato al Contratto di affidamento diretto del servizio di “Aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna”, sottoscritto tra la Regione Autonoma della Sardegna – Direzione Generale dell’Industria- Servizio Energia ed Economia Verde e l’Università degli Studi di Cagliari (CIG B4EF313666) il 23.12.2024.

Nello specifico l’attività consiste nella revisione e adeguamento del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 45/40 del 2 agosto 2016, al fine di adeguare lo strumento programmatico anche agli obiettivi tracciati dalla normativa nazionale e regionale in ottemperanza a quanto indicato nella Deliberazione della Giunta Regionale n. 39/39 del 10.10.2024

Di seguito si riportano le risultanze delle attività svolte dall’Università degli Studi di Cagliari relativamente all’oggetto del contratto.

## Le Linee di indirizzo per lo sviluppo del PEARS

Il documento di riferimento utilizzato per l’indicazione delle Linee di Indirizzo dell’Aggiornamento del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) è la Delibera della Giunta Regionale (DGR) 39/39 del 10.10.2024. In essa si indica quale riferimento, per le strategie e gli obiettivi, il Programma Regionale di Sviluppo (PRS 2024-2029) e, in particolare, per la tematica energetica, **l’Asse Strategico 8 “Transizione Energetica”**, di cui l’aggiornamento del PEARS costituisce una delle azioni programmate. Nella DGR 39/39 del 10.10.2024 sono indicati quali principi dello sviluppo del PEARS la sostenibilità della produzione energetica e del relativo utilizzo, nonché il processo di decarbonizzazione, favorendo lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, in coerenza con gli obiettivi dell’Agenda ONU 2030, il Green Deal e la Programmazione comunitaria, nazionale e regionale in materia di transizione energetica.

Nello specifico, il Programma Regionale di Sviluppo (PRS) 2024-2029, approvato dalla Giunta Regionale con DGR 4/13 del 22/01/2025, definisce le strategie e le politiche che la

Regione Sardegna intende attuare nel corso della XVII legislatura. Il Programma si fonda su dieci Ambiti strategici.

L'Ambito strategico 8 (Asse 8), denominato "Transizione Energetica", si basa sia sulla consapevolezza delle potenzialità e delle opportunità di rilancio socioeconomico per la Sardegna offerte dalla transizione energetica, sia sulle criticità tecnologiche, infrastrutturali, sociali, economiche, ambientali e paesaggistiche legate alla sua attuazione.

Per tale ambito strategico il PRS 2024-2029 fornisce le seguenti indicazioni strategiche:

*“La tematica energetica e la transizione verso fonti rinnovabili offrono un’importante opportunità di rilancio socioeconomico per la Sardegna. Grazie alla disponibilità di risorse naturali e spazi adeguati, l’Isola ha la possibilità di ridurre la dipendenza dai costi legati alle emissioni di gas clima alteranti, sostenendo la competitività dei settori produttivi. Tuttavia, affinché questa opportunità si traduca in un beneficio per la comunità sarda, è necessario implementare strumenti di tutela ambientale, economica, finanziaria e normativa, che consentano una gestione efficace della transizione energetica. La Regione intende utilizzare le risorse disponibili per garantire una transizione equa, tutelando al contempo la sicurezza energetica e i beni ambientali e paesaggistici.”*

Indicando quali interventi prioritari:

- Tutela della sicurezza energetica e dei beni ambientali;
- Supporto alla nuova occupazione nel settore “carbon free”;
- Sostegno alle imprese sensibili agli effetti della transizione per mitigare l’impatto socioeconomico;
- Promozione delle fonti rinnovabili;
- Condivisione dei benefici economici e sociali associati alla transizione energetica;
- Struttura di governance regionale;
- Diversificazione delle fonti energetiche;
- Promozione della mobilità sostenibile;

Per quanto premesso, il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna nel recepire le indicazioni della Giunta Regionale di cui alla deliberazione n. 39/39 del 10.10.2024 e del conseguente sviluppo delle analisi condotte dal Responsabile Tecnico

Scientifico (UNICA) dell'intervento, coadiuvato dai soggetti istituzionali individuati dal succitato provvedimento (Cabina di Regia, Gruppo Tecnico) intende tragguardare le seguenti finalità:

- la ricostruzione del sistema energetico regionale e del bilancio energetico allo stato attuale;
- la costruzione di nuovi scenari energetici coerenti con gli obiettivi codificati dalla normativa nazionale ed europea all'anno 2030, tenendo presente in merito che l'attuale situazione internazionale, caratterizzata da una notevole instabilità a seguito delle guerre in atto incidenti su variabili determinanti nei mercati di riferimento, non consente di definire previsioni attendibili.
- la costruzione di un set di azioni che permettano di conseguire gli scenari di cui al punto precedente.

Il Piano energetico Ambientale Regionale svilupperà i seguenti contenuti:

- introduzione, motivazioni, inquadramento generale del Piano e impostazione metodologica;
- bilancio energetico e delle emissioni. Propedeutico a qualunque ipotesi pianificatoria, conterrà il bilancio energetico regionale, in termini di fabbisogni e di produzione, articolato per settore e per fonte energetica, e il quadro delle emissioni climalteranti, compresa l'evoluzione storica (decennale) e tendenziale alla luce dell'inquadramento generale;
- confronto con gli obiettivi ambientali stabiliti a livello internazionale, comunitario e nazionale (obiettivi esogeni) e verifica della coerenza tra gli obiettivi di piano e obiettivi esogeni;
- individuazione dei vincoli: in base alla sussistenza di quelli ambientali e paesaggistici, di sostenibilità economico-finanziaria e infrastrutturali del sistema energetico che renderanno possibile determinare la fattibilità tecnica a supporto dei percorsi e risultati conseguibili rappresentati nel PEARS;
- correlazione con altri piani e programmi nazionali e regionali pertinenti ad altri livelli della gerarchia in cui è ordinato il PEARS;
- strumenti per il raggiungimento degli Scenari energetici articolati in obiettivi specifici e azioni;
- aspetti incentivanti per l'attuazione delle azioni individuate;

- definizione di un Sistema di Monitoraggio, attraverso opportuni indicatori aggiornabili, con cadenza periodica per verificare l'attuazione del piano rispetto al raggiungimento degli obiettivi e l'idoneità degli strumenti attuativi previsti (verifica dell'efficienza del piano e valutazione dell'efficacia degli strumenti attuativi) e definizione della relativa governance.

## Impostazione metodologica di sviluppo del PEARS

L'aggiornamento del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) è stato strutturato in piena coerenza con il documento di pianificazione precedentemente redatto inserendo alcuni elementi di innovatività rispetto al precedente schema.

Dall'analisi dei documenti di monitoraggio e dalla discussione con le parti interessate è emersa l'esigenza di disporre di uno strumento che rispondesse maggiormente alle esigenze della Regione Autonoma della Sardegna (RAS) in termini di flessibilità, semplicità di uso ai fini di conseguire una struttura intrinsecamente dinamica.

Pertanto, l'obiettivo dell'attività di aggiornamento è sia quello di aggiornare lo strumento di pianificazione alle mutate condizioni normative, infrastrutturali e tecnologiche sia quello di aggiornare strategie, obiettivi e azioni utilizzando uno strumento di pianificazione dinamico. Esso è stato strutturato affinché vi sia la possibilità sia di una verifica in itinere delle azioni sia di una valutazione della loro rispondenza a nuove linee e obiettivi strategici, nei tempi richiesti e nel rispetto di specifici indicatori di prestazione. Questi ultimi, sulla base delle esperienze maturate, dovranno rispondere a specifici criteri energetici e ambientali ed essere di agevole determinazione. Inoltre, lo strumento di pianificazione è stato strutturato allo scopo di consentire alla RAS di provvedere autonomamente alla definizione degli indicatori attraverso l'utilizzo di banche dati, aggiornate con cadenza almeno annuale, da parte degli Enti coinvolti nel processo di pianificazione e preposti a tale scopo.

In tale contesto è stato necessario, nella prima fase procedere alla ricostruzione della base dati relativamente alla domanda e alla produzione di energia e alle corrispondenti infrastrutture, utilizzando una metodologia accreditata e una base dati certificata. A tale scopo è stato costituito all'interno dell'Università degli Studi di Cagliari un gruppo di lavoro interdipartimentale strutturato su competenze specifiche e riconosciute. In particolare, sono state individuate cinque macroaree di lavoro principali: la macroarea "Energia Elettrica", la macroarea "Energia Termica Industriale", la macroarea "Energia Termica settore Domestico

e Terziario”, la macroarea “Trasporti” e quella “Idrogeno” a cui sono state affiancate competenze specifiche nel settore della valorizzazione dei rifiuti, dell’analisi multicriteria e della Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

A ciascun sottogruppo è stato affidato il compito di aggiornare le basi dati della domanda, della produzione e delle infrastrutture ad esse associate. Per ciascuna di queste macroaree è stato individuato un referente e un gruppo di lavoro.

I referenti di ciascun sottogruppo, insieme al coordinatore scientifico e a colleghi con competenze specifiche nel settore rifiuti, VAS e analisi multicriteria costituiscono il gruppo di gestione delle attività per UNICA. Il Coordinatore Scientifico rappresenta il gruppo UNICA nelle attività di coordinamento e gestione delle attività così come indicato nella Deliberazione della Giunta Regionale n. 39/39 del 10.10.2024.

L’attività di ricostruzione delle basi dati è stata condotta secondo criteri di valutazione della robustezza e certificazione del dato e, in caso di indisponibilità è stato ricostruito attraverso indagini puntuali e dirette secondo un approccio di tipo “bottom-up”.

La qualità e solidità del dato disponibile costituisce una condizione propedeutica allo sviluppo della seconda fase della proposta di pianificazione che ha lo scopo di costruire un modello rappresentativo del sistema energetico della Sardegna per emularne il comportamento e fornire degli indicatori che siano congruenti con quelli attualmente registrati. La costituzione del modello rappresentativo del sistema energetico regionale costituisce lo strumento finale proposto per la valutazione quantitativa dell’impatto delle azioni proposte secondo un approccio di tipo multicriteria.

Il Bilancio Energetico Regionale (BER) e la rappresentazione critica e disaggregata del dato e si basa sui dati aggiornati al 2024. L’Inventario delle Emissioni Regionali (IER) verrà sviluppato in stretto coordinamento con l’Università degli Studi di Sassari, coinvolta nel processo di pianificazione e con la quale si condivideranno i dati raccolti.

Il completamento dell’aggiornamento del BER e la rappresentazione dello stato del sistema energetico regionale sarà il primo momento di restituzione dei risultati ottenuti ai rappresentanti regionali.

In tale contesto, lo strumento di supporto alla decisione, rappresentato nella Figure 1, costituisce lo strumento asettico di valutazione idoneo a restituire degli indicatori prestazionali destinati a quantificare i criteri di fattibilità, tempistica e soprattutto l’impatto sul sistema regionale.

Obiettivo di quest'ultima fase di pianificazione sarà quello di proporre per ciascuna area le azioni di maggior impatto e raccogliere, durante il confronto con parti interessate, proposte integrative o alternative, secondo un approccio aperto e condiviso, sottoponendole allo stesso strumento di valutazione per un confronto e una analisi quantitativa degli impatti.

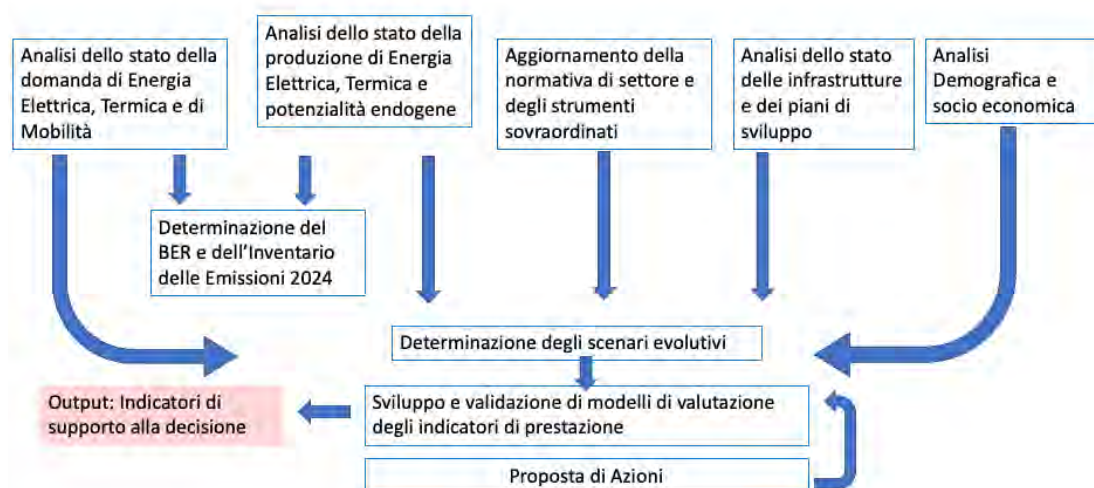


Figure 1: Schema concettuale della Pianificazione Energetica proposta

A tale scopo assume un rilievo fondamentale il confronto con il Gruppo di Coordinamento Tecnico e con la Cabina di Regia previsti quali organi di supporto dalla succitata DGR 39/39.

## Le Attività Svolte

Le attività svolte dal momento dell'individuazione del responsabile scientifico da parte di UNICA sono state:

- la definizione del piano operativo;
- la definizione del gruppo di lavoro;
- la partecipazione alle riunioni organizzate con Gruppo di Coordinamento Tecnico;
- la partecipazione alle riunioni organizzate con Gruppo Operativo Tecnico;
- la partecipazione alle riunioni organizzate con la Cabina di Regia;
- l'attivazione preliminare della procedura di VAS;
- l'aggiornamento della base dati del sistema energetico regionale aggiornata al 2024.

Nel proseguo sono descritte nel dettaglio le attività svolte relativamente a quest'ultimo punto, riportando i risultati conseguiti dal gruppo di lavoro di UNICA relativamente a:

- aggiornamento dello stato del sistema energetico elettrico della Regione Sardegna;
- aggiornamento dello stato del sistema energetico termico industriale della Regione Sardegna;
- aggiornamento dello stato del sistema energetico termico civile della Regione Sardegna;
- aggiornamento dello stato del sistema energetico trasporti della Regione Sardegna;
- aggiornamento dello stato del sistema energetico associato al trattamento rifiuti della Regione Sardegna;

## Il Contesto Normativo

### Premessa

Il quadro regolatorio internazionale in materia energetica e climatica è oggi definito dall'Accordo di Parigi e dai successivi negoziati COP, che confermano la necessità di accelerare la riduzione delle emissioni e di rafforzare le politiche di adattamento. Le analisi del Global Stocktake 2023 evidenziano che gli impegni attuali non sono ancora sufficienti a mantenere la traiettoria di 1,5°C, richiedendo un'accelerazione su rinnovabili, efficienza e resilienza. Nel Mediterraneo e nei territori insulari, riconosciuti come "hot spot climatici", la transizione energetica assume valenza strategica in termini di sicurezza, sostenibilità e stabilità socioeconomica.

A livello europeo, il Green Deal, il pacchetto Fit for 55 e il piano REPowerEU fissano obiettivi giuridicamente vincolanti al 2030 e al 2050, rafforzando il ruolo delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e delle infrastrutture critiche. La riforma della RED III, dell'EED, della EPBD e del sistema ETS costituisce il pilastro normativo per la decarbonizzazione dei settori elettrico, civile, industriale e dei trasporti. Parallelamente, la sicurezza energetica europea è perseguita tramite interconnessioni, smart grid, accumuli e diversificazione delle fonti.

In Italia, il PNIEC 2024 e il Testo Unico FER definiscono gli obiettivi nazionali e introducono un nuovo assetto di burden sharing regionale per garantire il raggiungimento degli impegni europei. Il decreto "aree idonee" prima e le più recenti modifiche al TU FER dettano le regole sottese all'individuazione delle aree idonee all'installazione di impianti rinnovabili elencandone un contingente predeterminato a livello nazionale (cd. aree idonee ex lege) e

disciplinano altresì la potenza aggiuntiva ed i criteri di calcolo della stessa. Sono previsti obblighi stringenti per Regioni e Province autonome, accompagnati da un sistema di monitoraggio MASE GSE RSE e da poteri sostitutivi statali in caso di inadempimento.

## Contesto Internazionale

La necessità di ridurre le emissioni climalteranti rappresenta oggi uno degli impegni prioritari della comunità internazionale. Dopo il Protocollo di Kyoto, ratificato dall'Unione Europea nel 2002 e primo accordo internazionale con obiettivi di riduzione vincolanti per i Paesi industrializzati, il quadro globale di riferimento è stato profondamente ridefinito dall'Accordo di Parigi, adottato nel dicembre 2015 nell'ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) ed entrato in vigore nel novembre 2016.

L'Accordo di Parigi costituisce il pilastro dell'attuale governance climatica globale e impegna tutte le Parti a mantenere l'aumento della temperatura media mondiale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e proseguendo l'azione volta a limitare tale aumento a 1,5° C rispetto ai livelli preindustriali. A tal fine, ciascun Paese è tenuto a definire e aggiornare ogni cinque anni i propri Contributi Determinati a livello Nazionale (NDC) alla risposta mondiale ai cambiamenti climatici, intraprendendo e comunicando sforzi ambiziosi rispetto a quanto definito all'interno dell'accordo al fine di conseguirne lo scopo ed accompagnando la propria azione ad un sistema rafforzato di trasparenza, monitoraggio e verifica dei risultati. Nel quadro dell'UNFCCC, le Conferenze delle Parti (COP) succedutesi dal 2016 hanno progressivamente definito le regole attuative dell'Accordo di Parigi (cosiddetto Paris Rulebook), rafforzando gli strumenti di cooperazione internazionale in materia di mitigazione, adattamento, finanza climatica e trasferimento tecnologico. Un passaggio chiave è rappresentato dal Global Stocktake, il primo dei quali si è concluso nel 2023, volto a valutare collettivamente i progressi compiuti rispetto agli obiettivi climatici globali. Tale valutazione ha evidenziato come gli impegni attuali risultino ancora insufficienti a mantenere una traiettoria compatibile con il limite di 1,5 °C, rendendo necessario un'accelerazione significativa delle politiche di riduzione delle emissioni e di transizione energetica.

Parallelamente, è stato progressivamente rafforzato il ruolo delle soluzioni basate sulla natura, in particolare attraverso il consolidamento del meccanismo REDD+, volto alla riduzione delle emissioni derivanti da deforestazione e degrado forestale, nonché alla conservazione e gestione sostenibile delle foreste. Le foreste continuano a rivestire un ruolo strategico nel bilancio globale del carbonio, sia in termini di mitigazione sia di adattamento

e sostegno finanziario ai Paesi in via di sviluppo per l'attuazione di politiche forestali sostenibili, che rimangono uno degli elementi centrali dell'azione climatica internazionale.

Un ulteriore ambito di crescente rilevanza è quello dell'adattamento ai cambiamenti climatici ed alla gestione delle perdite e dei danni (Loss and Damage), con particolare attenzione ai Paesi e ai territori più vulnerabili agli impatti climatici. In questo contesto, le COP più recenti hanno avviato e rafforzato strumenti finanziari dedicati, riconoscendo la necessità di affiancare alle politiche di mitigazione misure strutturali di resilienza dei sistemi economici, sociali e ambientali.

Nel complesso, il contesto internazionale evidenzia una chiara e irreversibile traiettoria verso la decarbonizzazione dei sistemi energetici, l'aumento dell'efficienza energetica, la diffusione delle fonti rinnovabili e l'elettrificazione dei consumi finali, in coerenza con l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro la metà del secolo. In tale quadro, anche i livelli di governo sub-nazionali, comprese le Regioni, sono chiamati a svolgere un ruolo attivo nell'attuazione delle politiche climatiche ed energetiche, contribuendo al conseguimento degli obiettivi nazionali ed europei attraverso strategie territoriali integrate e coerenti con il quadro internazionale di riferimento.

Nel contesto delle politiche climatiche ed energetiche internazionali, assume una particolare rilevanza la dimensione mediterranea e insulare, riconosciuta anche a livello scientifico e istituzionale come area particolarmente esposta agli impatti dei cambiamenti climatici. La regione mediterranea è infatti identificata come hot-spot climatico, caratterizzato da un aumento delle temperature superiore alla media globale, da una crescente frequenza di eventi estremi, da una riduzione delle risorse idriche e da pressioni significative sugli ecosistemi naturali e sulle attività economiche. I territori insulari, inoltre, presentano specifiche criticità strutturali legate all'isolamento geografico, alla dipendenza energetica dall'esterno, alla limitata capacità di interconnessione delle reti e alla vulnerabilità dei sistemi costieri. In tale quadro, le strategie di transizione energetica basate sulla diffusione delle fonti rinnovabili, sul miglioramento dell'efficienza energetica, sull'innovazione tecnologica e sul rafforzamento della resilienza dei sistemi locali assumono un ruolo strategico non solo per il contributo alla mitigazione delle emissioni climalteranti, ma anche per il rafforzamento della sicurezza energetica, dello sviluppo sostenibile e della coesione territoriale, in coerenza con gli indirizzi e gli obiettivi del quadro internazionale ed europeo di riferimento. In sintesi, di seguito si riporta la cronistoria:

- **il 16-06-1972 si tiene la Conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente umano.** Si tratta della prima grande conferenza delle Nazioni Unite sulle questioni ambientali internazionali e segna una svolta nello sviluppo della politica ambientale internazionale.
- **Il 29-06-2021 entra in vigore la legge europea sul clima.** Entra in vigore la legge europea sul clima. La prima legge dell'UE sul clima rende obbligatorio il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. Essa mira inoltre a raggiungere emissioni negative dopo il 2050 e fissa un obiettivo climatico intermedio di riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030.
- **Il 13-11-2021 la COP26 si svolge a Glasgow.** Durante la COP26 i paesi hanno concordato l'obiettivo della neutralità climatica, un aumento dei finanziamenti per i paesi in via di sviluppo vulnerabili e una riduzione dei fondi destinati a nuovi progetti relativi ai combustibili fossili. Non è stata raggiunta una risposta comune sull'eliminazione graduale dell'uso del carbone.
- **Il 20-11-2022 la COP27 si svolge a Sharm el-Sheikh.** I paesi hanno concordato di creare un fondo per le perdite e i danni per aiutare i paesi vulnerabili colpiti da catastrofi climatiche. Tuttavia, nonostante i lenti progressi nella graduale eliminazione dei combustibili fossili e nel raggiungimento dell'obiettivo di 1,5 °C fissato dall'accordo di Parigi, non sono state concordate nuove misure.
- **Il 13-12-2023 la COP28 compie progressi sui combustibili fossili.** La conferenza sui cambiamenti climatici COP28, tenutasi a Dubai, approva una tabella di marcia per la transizione dai combustibili fossili. I negoziatori della COP28 concordano anche sugli impegni per triplicare la capacità delle energie rinnovabili e raddoppiare il tasso di miglioramento dell'efficienza energetica entro il 2030. Inoltre, compiono progressi in relazione alle misure di adattamento ai cambiamenti climatici e ai finanziamenti.
- **Il 24-11-2024 si svolge la COP29.** La conferenza COP29 sui cambiamenti climatici, tenutasi a Baku, in Azerbaigian, raggiunge un accordo che dovrebbe vedere i paesi sviluppati fornire almeno 300 miliardi di dollari all'anno ai paesi in via di sviluppo entro il 2035 per sostenere l'azione per il clima. I negoziati stabiliscono anche le regole su come i paesi e le aziende possono vendere e acquistare crediti di carbonio legati alle attività di riduzione o prevenzione delle emissioni di gas a effetto serra.

- **Il 20-01-2025 gli Stati Uniti si ritirano dall'accordo di Parigi.** Nel primo giorno del suo secondo mandato, il Presidente degli Stati Uniti Donald Trump annuncia che il paese si ritirerà dall'accordo di Parigi.
- **Il 22-11-2025** si svolge la conferenza COP30 sui cambiamenti climatici, tenutasi a Belém, in Brasile. Si raggiunge un accordo che include misure a sostegno dei paesi nell'attuazione dei loro contributi determinati a livello nazionale e dei piani di adattamento nazionali, nonché un'iniziativa per abbandonare i combustibili fossili. La conferenza si conclude con la raccomandazione di triplicare almeno il sostegno finanziario per il clima entro il 2035, il che rafforzerebbe la solidarietà con i più vulnerabili.

## Contesto Europeo

La politica energetica e climatica dell'Unione europea si è progressivamente consolidata a partire dalla fine degli anni '90, ponendo al centro la promozione delle fonti rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni climalteranti, con l'obiettivo di garantire un sistema energetico sostenibile, sicuro e competitivo.

Una prima fase, sviluppatasi tra il 1997 e il 2010, è stata caratterizzata dall'adozione di strumenti basati prevalentemente su obiettivi indicativi, quali la direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e la direttiva 2003/30/CE sui biocarburanti. Tale approccio ha prodotto risultati disomogenei tra gli Stati membri, evidenziando la necessità di un quadro normativo più coerente e vincolante.

Con il Consiglio europeo del 2007 e il Piano d'Azione per una Politica Energetica per l'Europa, l'Unione ha introdotto obiettivi obbligatori per il 2020, sintetizzati nel pacchetto "20-20-20", successivamente recepiti nella Direttiva 2009/28/CE sulle energie rinnovabili. Tale direttiva ha rappresentato un passaggio strutturale, estendendo l'azione europea a tutti i settori di consumo energetico (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e fissando obiettivi nazionali vincolanti.

Parallelamente, l'UE ha rafforzato il quadro normativo in materia di efficienza energetica, in particolare nel settore edilizio, con la Direttiva 2010/31/UE (EPBD) e successivamente con la Direttiva 2012/27/UE, introducendo obblighi di ristrutturazione, audit energetici e strumenti finanziari dedicati.

### *Dal quadro 2020 alla neutralità climatica al 2050*

Nel lungo periodo, la strategia europea si è orientata verso una profonda decarbonizzazione dell'economia. La Comunicazione COM(2011) 885, "Energy Roadmap 2050", ha delineato scenari di riduzione delle emissioni dell'80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, individuando come pilastri comuni a tutti gli scenari:

- il miglioramento strutturale dell'efficienza energetica;
- la crescita prevalente delle fonti rinnovabili nel mix energetico;
- lo sviluppo delle reti, delle interconnessioni e dei sistemi di accumulo;
- l'elettrificazione dei consumi e l'uso di combustibili alternativi nei settori difficilmente elettrificabili.

Queste traiettorie sono state ulteriormente rafforzate con il nuovo quadro clima-energia al 2030, approvato dal Consiglio europeo nell'ottobre 2014, che ha fissato:

- una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40%;
- una quota minima di energia da fonti rinnovabili a livello UE;
- il rafforzamento delle politiche di efficienza energetica.

### *Il Green Deal europeo e il pacchetto "Fit for 55"*

Con l'adozione del Green Deal europeo (COM(2019) 640), l'Unione europea ha assunto l'obiettivo giuridicamente vincolante della neutralità climatica entro il 2050, trasformando la transizione energetica in una strategia complessiva di sviluppo economico, industriale e sociale.

Il Green Deal è stato attuato attraverso il pacchetto legislativo "Fit-for-55", che aggiorna in modo organico la normativa europea per allinearla all'obiettivo di riduzione delle emissioni di almeno il 55% al 2030. Tra gli strumenti principali si segnalano:

- la revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili (RED III), con obiettivi più ambiziosi e rafforzamento delle procedure autorizzative;
- la revisione della Direttiva sull'efficienza energetica (EED);
- l'aggiornamento della EPBD, con l'orientamento verso edifici a emissioni zero;
- il rafforzamento del Sistema europeo di scambio delle quote di emissione (EU ETS) e l'estensione a nuovi settori;
- lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi e l'elettrificazione dei trasporti.

### *Il piano REPowerEU e il rafforzamento della sicurezza energetica*

Nel 2022, a seguito delle criticità geopolitiche e della crisi energetica internazionale, l'Unione europea ha adottato il piano REPowerEU, con l'obiettivo di ridurre in modo rapido e strutturale la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili, in particolare dalla Federazione Russa, accelerando al contempo la transizione verso un sistema energetico più resiliente, sostenibile e autonomo.

REPowerEU si inserisce nel quadro del Green Deal europeo e del pacchetto "Fit-for-55", rafforzandone e anticipandone l'attuazione attraverso tre assi principali:

- risparmio ed efficienza energetica, con misure immediate per la riduzione dei consumi;
- diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento, anche mediante il potenziamento delle infrastrutture energetiche;
- accelerazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, con particolare attenzione alla semplificazione delle procedure autorizzative e alla diffusione della generazione distribuita.

Il piano attribuisce un ruolo centrale alle energie rinnovabili quali pilastro della sicurezza energetica europea, promuovendo l'incremento rapido della capacità installata, l'integrazione delle rinnovabili nei sistemi elettrici e lo sviluppo dei sistemi di accumulo. Particolare rilievo è assegnato inoltre alla produzione e all'utilizzo di idrogeno rinnovabile, quale vettore strategico per la decarbonizzazione dei settori difficilmente elettrificabili.

REPowerEU riconosce esplicitamente l'importanza delle specificità territoriali, incluse le regioni insulari e i sistemi energetici caratterizzati da limitate interconnessioni, per i quali risultano prioritari il rafforzamento dell'autosufficienza energetica, la flessibilità delle reti e l'uso efficiente delle risorse locali. In tale prospettiva, il piano costituisce un riferimento strategico per le politiche energetiche regionali, orientando gli interventi verso una transizione più rapida, sicura e coerente con gli obiettivi climatici dell'Unione europea.

### *Sicurezza energetica, mercati e infrastrutture*

Nel contesto dell'Unione dell'energia, la sicurezza dell'approvvigionamento e il completamento del mercato interno dell'energia rappresentano priorità strategiche. L'UE promuove:

- la diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento;
- il rafforzamento delle interconnessioni elettriche e del gas;

- lo sviluppo delle reti intelligenti, della generazione distribuita e dei sistemi di accumulo;
- la piena integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato.

Particolare attenzione è rivolta ai territori con limitata interconnessione e alle aree insulari, per le quali il miglioramento delle infrastrutture energetiche e della flessibilità del sistema assume un ruolo cruciale.

### *Trasporti, combustibili alternativi e dimensione marittima*

La decarbonizzazione dei trasporti costituisce uno degli assi portanti della politica europea. In tale ambito si collocano:

- la normativa sulle infrastrutture per i combustibili alternativi;
- l'elettrificazione della mobilità;
- l'uso del GNL e, progressivamente, di combustibili a basse e zero emissioni nel trasporto marittimo.

Le disposizioni internazionali e comunitarie derivate dalla Convenzione MARPOL e dalla normativa europea in materia di emissioni navali si inseriscono in una strategia più ampia volta alla riduzione dell'impatto ambientale del traffico marittimo, particolarmente rilevante nei bacini mediterranei.

### *Il ruolo del sistema EU ETS*

Il Sistema europeo di scambio delle quote di emissione (EU ETS) costituisce il principale strumento di mercato per la riduzione delle emissioni climalteranti nei settori energivori. La progressiva riduzione del tetto massimo delle emissioni e il rafforzamento del segnale di prezzo del carbonio sono finalizzati a orientare gli investimenti verso tecnologie a basse emissioni, l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi climatici al 2030 e al 2050.

## **Contesto Nazionale**

La Legge 9 gennaio 1991, n. 10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" è una normativa fondamentale per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in Italia. La sua promulgazione ha segnato un passo significativo verso l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Entrata in vigore il 17 gennaio 1991, la legge stabilisce una serie di obiettivi, principi e misure che

mirano a migliorare l'efficienza energetica degli edifici e a promuovere l'adozione di energie rinnovabili. Il processo di attribuzione alle Regioni di funzioni normative e regolamentari in ambito energetico è iniziato con la legge n. 10/91 che ha assegnato loro il compito di predisporre i Piani Energetici Regionali. Ad esempio, il PEARS della Sardegna adottato nel 2016 ha delineato, per la prima volta, le linee di indirizzo in tema di energia in un orizzonte temporale che arrivava al 2030.

Il percorso di aggiornamento degli obiettivi è stato reso complesso da una continua evoluzione del contesto normativo nazionale ed europeo: nel 2022, col Piano REPowerEU, la Commissione Europea ha infatti modificato la propria politica energetica a seguito della Guerra in Ucraina, mentre nel 2023 è stata prodotta una nuova bozza del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima Italiano (PNIEC), oltre che lo Schema di Decreto del 13 luglio 2023 che ha nuovamente aggiornato i target nazionali sulle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) elettriche al 2030 e fissato una ripartizione dell'obiettivo nazionale tra le Regioni italiane. A settembre 2023 il Parlamento Europeo ha inoltre approvato in via definitiva il testo della cd. RED 3 (Renewable Energy Directive). **A Luglio 2024 l'Italia ha inviato alla Commissione europea il testo definitivo del PNIEC aggiornato a giugno 2024.**

Il 2 luglio 2024 è stato pubblicato Gazzetta Ufficiale il decreto interministeriale del 21 giugno 2024, con cui è stata individuata la quota di potenza aggiuntiva da FER rispetto ai livelli del dicembre 2020 che ciascuna Regione e Provincia Autonoma sarà chiamata a raggiungere entro il 2030, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto "Fit-for-55", anche alla luce del pacchetto "Repower UE", per la cui evoluzione normativa si rimanda alla trattazione che segue a proposito del Burden Sharing.

Parallelamente allo sviluppo di potenza aggiuntiva da FER risulta essenziale la programmazione efficiente delle infrastrutture deputate ad accoglierla.

In merito, la prassi ha riscontrato il fenomeno della cosiddetta *saturazione virtuale della rete elettrica*, in ragione della quale un eccessivo numero di richieste di connessione per nuovi impianti FER determinavano la saturazione *virtuale* della rete; tale fenomeno è riconducibile al fatto che le richieste di connessione anche non giungendo all'effettiva realizzazione impegnavano comunque la capacità di rete.

Il Consiglio dei Ministri ha approvato il decreto-legge n. 21 del 20 febbraio 2026, pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n. 42 del 20 febbraio 2026 ed attualmente in fase di conversione presso le Camere, che all'articolo 7 rubricato "*Misure urgenti per la connessione alla rete*

*degli impianti alimentati a fonti rinnovabili*” detta una disciplina *ad hoc* volta a prevedere un complesso di strumenti per la risoluzione della saturazione virtuale.

Ulteriore elemento da considerare con riguardo al contesto normativo nazionale attiene alla proposta di legge, il cui iter legislativo risulta attualmente in corso, attinente alla “*Delega al Governo per l'organizzazione, la realizzazione, lo sviluppo e il potenziamento dei centri di elaborazione dati*”, dalla documentazione parlamentare si ricava che il Governo sarà delegato ad adottare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, uno o più decreti legislativi, per la disciplina dei centri di elaborazione dati, per il coordinamento delle procedure e per la loro realizzazione e organizzazione.

## Contesto Regionale

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS) è lo strumento attraverso il quale l'Amministrazione Regionale persegue obiettivi di carattere energetico, socioeconomico e ambientale partendo dall'analisi del sistema energetico e la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER).

Con la deliberazione n. 45/40 del 2 agosto 2016 è stato approvato il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS) 2015 - 2030 “Verso un’economia condivisa dell’Energia” che ha individuato nella sua strategia l’obiettivo di favorire, in Sardegna, l’implementazione di modello basato su sistemi per la gestione intelligente e l’uso efficiente dell’energia sfruttando appieno gli sviluppi che derivano dal nuovo paradigma dell’economia condivisa.

Di seguito riportati i punti chiave del PEARS 2016:

- obiettivi e strategie: pone al centro la sostenibilità ambientale, il ricorso alle migliori tecnologie disponibili, l’autoconsumo distribuito e la riduzione delle emissioni.
- contesto: è il primo piano strutturato senza il metanodotto Algeria-Sardegna-Italia (Galsi).
- fonti rinnovabili: mira al loro sviluppo integrando l'energia con i sistemi di gestione intelligenti.
- mobilità elettrica: prevede interventi specifici per la mobilità sostenibile con fondi FSC 2014/2020.

## Burden Sharing

Il Burden sharing rappresenta la misura dell'impegno richiesto a ciascuna regione e provincia autonoma, in ordine al raggiungimento dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020 al fine di traguardare gli obiettivi fissati - a livello nazionale - dal PNIEC e - a livello eurounitario - dai pacchetti Fit for 55 e Repower EU.

Nell'ambito delle attività normative tese all'adattamento del diritto interno al diritto dell'Unione europea, il legislatore nazionale ha adottato il d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199, recante: Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. L'art. 20, comma 2, del d.lgs. 199/2021, per il "raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC" demandava al Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali -fra gli altri- il compito di stabilire "la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti".

Ai tali fini, con il D.M. 21 giugno 2024 cd. Decreto "aree idonee" il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica di concerto con il Ministero della Cultura ed il Ministero dell'Agricoltura della Sovranità Alimentare e delle Foreste hanno individuato all'art. 2 Tabella A del Decreto aree idonee la traiettoria di conseguimento dell'obiettivo di potenza aggiuntiva nell'orizzonte temporale 2021/2030, in capo a ciascuna regione e provincia autonoma (il cosiddetto Burden sharing). Lo stesso decreto, in ordine al raggiungimento degli obiettivi di cui sopra, stabiliva al Titolo II, artt. 7 e successivi, i "Principi e criteri omogenei per l'individuazione delle aree idonee" all'installazione di impianti di energie rinnovabili.

Il legislatore nazionale, anche a seguito delle decisioni adottate dal TAR Lazio sul Decreto aree idonee, con il D.L. 21 novembre 2025 n. 175 recante: Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e di produzione di energia da fonti rinnovabili convertito con modificazioni dalla L. 25 febbraio 2022 n. 15 che modifica il D.Lgs. 25 novembre 2024 n. 190 (TU FER), è intervenuto in materia riportando il Burden sharing all'interno dell'Allegato C-bis Tabella 1 al TU FER (disponibile di seguito). Preme osservare in merito che la ripartizione regionale indicata nella tabella citata reca la potenza aggiuntiva minima per anno, che -come anticipato in premessa- con specifico riferimento alla Regione Sardegna, è pari a 6.264 MW da raggiungere entro il 2030. Con lo stesso intervento il legislatore ha inserito altresì,

all'interno del TU FER, la disciplina in materia di Aree idonee su terraferma ed Aree idonee a mare rispettivamente agli articoli 11-bis e 11-ter.

Nell'attuale formulazione le disposizioni in commento orientano l'attività legislativa delle regioni e delle province autonome, che sono chiamate ad individuare le aree idonee all'installazione di impianti da fonti rinnovabili, entro scadenze precise (i.e. entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto per quanto riguarda le regioni ed entro 180 giorni dalla stessa data per quanto riguarda le province autonome). In concreto l'obbligo di regioni e province autonome si sostanzia nel legiferare garantendo il raggiungimento al 2030 degli obiettivi di potenza installata da fonti rinnovabili, di cui dell'Allegato C-bis Tabella 1 del TU FER. A tale scopo, la disposizione di cui all'11-bis comma 3 del TU FER chiarisce come le aree idonee individuate dalle regioni debbano essere "ulteriori" rispetto a quelle predeterminate per legge a livello nazionale (c.d. aree idonee "ex lege") ai sensi dell'art. 11-bis comma 1 del TU FER, con ciò chiarendo i contorni del perimetro delle aree idonee da individuare -e dunque dell'obbligo in capo a regioni e province autonome- che deve estendersi oltre predeterminato in via generale dal legislatore nazionale.

L'art. 11-bis comma 7, per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, ha previsto che le società concessionarie autostradali affidino le aree idonee di cui al comma 1 lett. e), ovvero i siti e gli impianti nelle disponibilità delle stesse società, sulla base di procedure a evidenza pubblica, nel rispetto dei principi di trasparenza, imparzialità e proporzionalità, garantendo condizioni di concorrenza effettiva.

### *La definizione di "fonti rinnovabili"*

Per una corretta interpretazione del dettato normativo risulta essenziale richiamare la definizione di fonti rinnovabili, che trova espressa indicazione all'articolo 2 par. 1, comma 1, punto 1) della direttiva n. 2018/2001/UE, cd. RED II, come sostituito dalla direttiva, n. 2023/2413/UE, cd. RED III, in base al quale, per energia da fonti rinnovabili o energia rinnovabile si intende *"l'energia da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia osmotica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, energia della bio massa, dei gas di discarica, dei gas residuati dai processi di depurazione e biogas"*.

### *Il calcolo della potenza aggiuntiva*

Il Burden sharing regionale, come anticipato, è riportato all'interno dell'Allegato C-bis del TU FER che indica puntualmente la potenza minima, che ciascuna regione e provincia autonoma è chiamata a raggiungere, anno per anno, nell'orizzonte temporale che va dal 2021 al 2030.

In ordine al calcolo della potenza necessaria al raggiungimento degli obiettivi, il legislatore ha individuato puntualmente i criteri da seguire, in particolare, secondo la formulazione dell'Allegato C-Bis, occorre tenere conto:

*“...della potenza nominale degli impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 fino al 31 dicembre dell'anno di riferimento, realizzati sul territorio della regione;  
della potenza nominale aggiuntiva derivante da interventi di rifacimento, integrale ricostruzione, potenziamento o riattivazione entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 fino al 31 dicembre dell'anno di riferimento, realizzati sul territorio della regione;  
del cento per cento della potenza nominale degli impianti a fonti rinnovabili off-shore entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 fino al 31 dicembre dell'anno di riferimento le cui opere di connessione alla rete elettrica sono realizzate sul territorio della regione costiera, fatto salvo quanto previsto al punto 2....”*

Regole puntuali vengono poi definite in merito agli impianti off-shore che sono connessi alla rete elettrica in regioni diverse rispetto a quella costiera interessata, in proposito vale la regola secondo cui *“la ripartizione di cui alla lettera c) del punto 1 è attribuita per il 20 per cento alla regione sul cui territorio sono realizzate le opere di connessione alla rete elettrica e per il restante 80 per cento alla regione costiera. Nelle ipotesi in cui le regioni costiere interessate siano più d'una, la quota dell'80% è attribuita a ciascuna regione interessata in via proporzionale rispetto alla reciproca distanza, tra le regioni la cui costa è prospiciente l'impianto.”*

Da ultimo e con specifico riferimento agli impianti geotermoelettrici e idroelettrici secondo la previsione dell'Allegato C-bis *“è riconosciuta una potenza nominale aggiuntiva pari alla potenza di ogni fonte rinnovabile per il relativo parametro di equiparazione. Il GSE pubblica i parametri di equiparazione sulla base della producibilità media rilevata delle fonti geotermoelettrica e idroelettrica rispetto alla producibilità media della fonte fotovoltaica. Tali parametri sono periodicamente aggiornati sulla base dell'andamento dei dati rilevati.”*

### *Phase out del carbone in Sardegna -Indicazioni PNIEC*

La transizione energetica della Sardegna, in linea con gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), prevede una progressiva dismissione degli impianti a carbone, con l'obiettivo di integrare le FER, **garantendo al contempo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico in Sardegna.**

Di seguito si riporta il riferimento riportato nel PNIEC in relazione alla dismissione delle centrali alimentate a carbone in Sardegna.

*“...Per la Sardegna invece, lo sviluppo di FER, accumuli e nuove interconnessioni con il Continente (Tyrrhenian link, SACOI 3) sono indispensabili per garantire le condizioni tecniche di sicurezza della rete necessarie a completare l'abbandono del carbone nella produzione elettrica (totale circa 1.000 MW) e ad oggi vi sono difficoltà tecniche a conseguire a pieno tale obiettivo entro il 2025. Appare quindi realistica, come già detto, l'ipotesi di avviare il phase-out nell'Isola, comunque, a partire dal 2025 (data prevista per l'effettiva entrata in esercizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste del CM 2024) e completare il processo nel 2028. Di seguito la tabella per la Sardegna alla luce delle considerazioni fatte:*

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

La dismissione della capacità termoelettrica alimentata a carbone, ovvero delle unità delle centrali di Sulcis e Fiumesanto, avverrà in tre Fasi principali, quali:

- **FASE1** - dismissione di 445 MW di capacità di generazione a carbone: condizionata all'entrata in esercizio dei sistemi di accumulo contrattualizzata in Sardegna con l'asta del Capacity Market, prevede l'avvio della dismissione (phase-out), di una unità di produzione per ognuna delle due Centrali.
- **FASE2** - dismissione di ulteriori 250 MW di capacità di generazione a carbone: condizionata dall'entrata in esercizio del primo cavo del ramo ovest del collegamento Tyrrhenian Link, prevede la dismissione di una unità di produzione a carbone (i.e., gruppo di Sulcis considerati i MW indicati nel PNIEC).

- **FASE3** - dismissione di ulteriori 265 MW di capacità di generazione a carbone: condizionata dall'entrata in esercizio del collegamento Tyrrhenian Link completo, prevede la dismissione dell'ultima unità di produzione a carbone (i.e., gruppo di Fiumesanto).

### *DPCM 10 settembre 2025*

Il DPCM 10 settembre 2025, pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 255 del 3 novembre 2025, relativo all'individuazione delle opere e infrastrutture necessarie al phase out del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali definisce le opere e infrastrutture strategiche, urgenti e di pubblica utilità, necessarie per:

- superare definitivamente l'utilizzo del carbone in Sardegna,
- garantire la sicurezza energetica durante la transizione,
- supportare la decarbonizzazione dei distretti industriali dell'Isola, in coerenza con il PNIEC.

In attuazione dell'art. 31 del decreto-legge 77/2021", recita il testo, si individuano "le opere e le infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola". Tutte le opere individuate sono definite di "pubblica utilità, indifferibili e urgenti".

Con riferimento allo sviluppo FER, viene confermato l'obiettivo per la Sardegna di 6,6 GW al 2030, così come previsto nel Burden Sharing. Per gestire questa nuova capacità e garantire la stabilità della rete dopo l'addio al carbone, sono state individuate opere cruciali affidate a Terna. Tra queste spiccano il Tyrrhenian Link, il potenziamento del collegamento SA.CO.I.3 e la nuova "Hypergrid Dorsale Sarda". A queste si aggiungono 550 MW di batterie di accumulo già contrattualizzate e l'installazione di nuovi compensatori sincroni.

Con riferimento alla strategia sul gas, il DPCM introduce un "collegamento virtuale" che estende la rete nazionale del trasporto fino alla Sardegna, anche a fini tariffari. Questo sistema si baserà su due nuove Unità Galleggianti di Stoccaggio e Rigassificazione (FSRU), considerate più flessibili e a minor impatto ambientale. Una sarà collocata nell'area portuale di Oristano, per servire il polo industriale e termoelettrico centro-meridionale e i bacini di consumo di Cagliari, Medio Campidano e Sulcis. La seconda FSRU sarà realizzata a Porto Torres, ma la sua costruzione è condizionata alla riconversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo.

## Il Macrosettore Elettrico

### Il Sistema Energetico Elettrico Nazionale

La domanda di energia elettrica in Italia nel 2024 è stata pari a 311,9 TWh e ha registrato un aumento del 2,1% rispetto all'anno precedente.

Il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'83,6% da produzione nazionale destinata al consumo, per un valore di 260,9 TWh (+2,6% rispetto al 2023), e per la quota restante, pari al 16,4%, dalle importazioni nette dall'estero per un ammontare di 51,0 TWh.

I consumi annuali di energia elettrica in Italia nel 2024 sono stati pari a 292,7 TWh.

Tra il 2023 e il 2024 si è registrato un aumento dei consumi di energia elettrica pari all'1,9% (+5,3 TWh).

Nel dettaglio:

- l'industria è aumentata dello 0,3% attestandosi a 124,8 TWh: gli aumenti più significativi in valore assoluto sono stati rilevati nei comparti dell'industria alimentare (+0,5 TWh, pari al +3,3%) e dell'industria cartaria (+0,4 TWh, pari al +5,7%);
- i servizi sono aumentati del 2,6% attestandosi a 95,8 TWh: il maggior aumento in valore assoluto ha interessato le attività professionali, scientifiche e tecniche (+0,8 TWh, pari al +6,7%), trasporto e magazzinaggio (+0,5 TWh, pari al +3,9%) e altri servizi (+0,5 TWh, pari al +4,9%);
- l'agricoltura ha registrato un aumento del 5,6% attestandosi a 6,7 TWh;
- il domestico è aumentato del 3,5% attestandosi a 65,4 TWh.

Per quanto riguarda l'utilizzo del calore prodotto in assetto cogenerativo, la maggior concentrazione è stata rilevata nell'industria (79,0% del totale di calore utile) e in particolare nell'industria del coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (20,3%), nella chimica (11,9%) e nella cartaria (15,3%). I servizi hanno rappresentato una quota del 6,6% dell'utilizzo totale di calore; la maggiore concentrazione è stata rilevata nella sanità e assistenza sociale (3,2%). Rispetto alla tipologia di destinazione si osserva che il 60,1% del calore utilizzato è autoconsumato e il 39,9% è ceduto a terzi.

La produzione nazionale lorda è stata pari a 271,0 TWh, registrando un incremento del 2,4% rispetto al 2023.

La fonte termoelettrica non rinnovabile ha coperto la maggior parte del fabbisogno, rappresentando il 49,8% della produzione (in calo dell'8% rispetto al 2023). Tra le fonti rinnovabili si registra il record storico del fotovoltaico, che nel 2024 ha totalizzato oltre 36,0

TWh di produzione (+17,2% rispetto al 2023); in diminuzione la produzione eolica con un decremento del 5,6% rispetto al 2023 (22,3 TWh). Dopo il minimo storico della produzione idroelettrica registrato nel 2022 (-36,2% rispetto al 2021) quest'ultima è tornata a salire sia nel 2023 che nel 2024 con un +31,1% attestandosi a 53,1 TWh. Si registra un aumento delle bioenergie e una diminuzione della produzione geotermoelettrica, rispettivamente del 7,6% e dello 0,3% rispetto al 2023.

Relativamente alla produzione termoelettrica, si rileva come gli impianti di cogenerazione (che hanno rappresentato nel 2024 il 57,8% del termoelettrico totale a fronte di una produzione elettrica di 91,2 TWh) hanno prodotto, in assetto cogenerativo, 51,7 TWh termici, con un relativo utilizzo del calore pari all'85,5%. Analizzando invece la produzione termoelettrica per combustibile sono stati registrati i seguenti dati:

- -70,1% sulla produzione da combustibili solidi (3,9 TWh);
- -0,4% sulla produzione da gas naturale (118,6 TWh pari al 78,3% della produzione termoelettrica);
- -30,2% sulla produzione da prodotti petroliferi (2,5 TWh);
- un aumento del 2,5% sulla produzione da altri combustibili.

Esaminando i dati inerenti alla potenza lorda installata, la potenza efficiente lorda di generazione, al 31 dicembre 2024, è pari a 137,6 GW, con un incremento del 5,7% rispetto all'anno precedente. In particolare, con una capacità installata di 74,5 GW le fonti rinnovabili hanno raggiunto il 54% della capacità totale installata nel nostro Paese, con un aumento dell'11,5% rispetto al 2023.

Analizzando il parco di generazione per fonte:

- il termoelettrico ha registrato una diminuzione (-1,7%) passando dai 63,2 GW del 2023 ai 62,1 GW del 2024. Tale diminuzione è stata rilevata sia sugli impianti di sola produzione di energia elettrica, la cui potenza passa da 36,4 GW del 2023 a 35,4 GW del 2024 (-2,7%), sia sugli impianti cogenerativi, la cui potenza passa da 26,8 GW del 2023 a 26,7 GW del 2024 (-0,5%);
- l'idroelettrico ha registrato un aumento di capacità dell'1,6% (attestandosi a 23,6 GW);
- il fotovoltaico ha registrato un aumento di potenza del 22,0% attestandosi a 37,0 GW (erano 30,3 GW nel 2023);

- l'eolico ha registrato un incremento, passando dai 12,3 GW di potenza del 2023 ai 13,0 GW del 2024 (+5,3%);
- il geotermoelettrico è rimasto invariato con una potenza di 0,8 GW.

Con specifico riguardo ai sistemi di accumulo, al 31 dicembre 2024 risultano in esercizio 733.737 sistemi di accumulo sottesi ad altri impianti (+41% sul 2023) per una potenza attiva nominale complessiva pari a 4.534 MW (+40% sul 2023) e 9.106 MWh di capacità massima utilizzabile.

## Il Sistema Energetico Elettrico della Regione Sardegna

Il sistema energetico elettrico della Sardegna rappresenta una delle principali infrastrutture dell'isola e costituisce uno dei pilastri per la transizione energetica in atto. Infatti, il processo di decarbonizzazione della domanda e della produzione di energia individua nel vettore elettrico uno degli strumenti per l'integrazione e per la gestione del processo di transizione. Il sistema energetico elettrico sardo ha delle caratteristiche, sia in termini di consumo sia infrastrutturali e produttive che, unitamente alle condizioni di insularità, lo rendono unico nel panorama energetico europeo. Tali peculiarità non consentono una estensione lineare e diretta delle strategie di transizione proposte a livello nazionale ed europeo e richiede una attenta valutazione sia tecnica, sia ambientale, sia economica che sociale, affinché il processo di transizione produca gli impatti desiderati ed indicati a livello nazionale ed europeo. Allo scopo di fornire gli elementi tecnici chiave di supporto per lo sviluppo dell'attività di pianificazione vengono di seguito riportati, relativamente a tale sottosistema, i dati relativi alla struttura e alla composizione del consumo energetico, rappresentandone anche l'evoluzione nel tempo. Inoltre, verrà illustrato lo stato attuale del sistema di generazione elettrica e la struttura del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Infine, verrà analizzato il mercato elettrico con una particolare attenzione sia all'Area di Mercato "Sardegna" sia alla sua evoluzione considerando i recenti aggiornamenti normativi.

## La Domanda di Energia Elettrica in Sardegna

La domanda di energia rappresenta il punto di partenza nei processi di pianificazione energetica giacché uno degli obiettivi di processo è quello di assicurare la fornitura di energia nelle forme, nelle quantità, nei luoghi e nei tempi richiesti dall'utenza a condizioni economicamente e ambientalmente sostenibili per lo sviluppo armonico delle comunità coinvolte garantendo in tal modo la sicurezza energetica.

Pertanto, la conoscenza dell'evoluzione della domanda di energia sul territorio su cui insiste il processo di pianificazione è propedeutica all'analisi dello stato del sistema, alla individuazione di eventuali criticità e alla definizione di scenari evolutivi. Questo patrimonio conoscitivo di natura tecnica rappresenta la base tecnica su cui elaborare le strategie e gli obiettivi da cui conseguono le azioni di piano.

In tale contesto è stata inizialmente condotto un aggiornamento dello stato della domanda di energia elettrica in Sardegna utilizzando come fonte di riferimento il rapporto statistico

elaborato da TERNA. In questo viene riportata la composizione della domanda di energia elettrica richiesta da una determinata regione suddividendola in energia richiesta dalle utenze, perdite e energia richiesta dai pompaggi e dai sistemi di accumulo. Successivamente tale domanda viene disaggregata per settore (domestico, agricolo, industriale e terziario) e per aree di mercato sui quali viene gestita la domanda. Inoltre, nei rapporti di analisi della domanda, la richiesta di energia elettrica per il settore industriale viene disaggregata per ciascun settore merceologico. L'analisi condotta si basa sulle fonti attualmente disponibili che risultano aggiornate al 2024. La domanda finale di energia nel 2024 è stata di 7.831,10 GWh/anno con un incremento di circa il 2% rispetto al 2023.

Al fine di aggiornare la base dati del PEARS è stata ricomposta la distribuzione della domanda a partire dal 2014 (ultima rilevazione del PEARS) come riportato nella Tabella 1. Nello specifico, sono riportati sia i dati dei consumi elettrici finali totali dal 2014 al 2024 sia le corrispondenti componenti dei settori agricolo, industriale, terziario e domestico. Tale attività di aggiornamento ha permesso di ricostruire l'evoluzione storica del consumo di energia elettrica in Sardegna dal dopoguerra sino ad oggi insieme all'evoluzione del consumo specifico riportato nella Figure 2. Da questo si rileva che il consumo finale della Sardegna registra ad oggi valori confrontabili con quelli del 1987.

*Tabella 1: Aggiornamento dei dati di domanda finale di Energia Elettrica della Regione Sardegna dal 2014-2024 (Fonte: Terna)*

| Consumi di energia elettrica in Sardegna per settore di utilizzazione [GWh] |             |           |           |           |          |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Anno                                                                        | Agricoltura | Industria | Terziario | Domestico | Totale   |
| <b>2014</b>                                                                 | 213,5       | 3.780,90  | 2.269,00  | 2.114,50  | 8.377,90 |
| <b>2015</b>                                                                 | 215         | 3.747,40  | 2.290,50  | 2.150,50  | 8.403,50 |
| <b>2016</b>                                                                 | 214,2       | 3.776,10  | 2.229,90  | 2.074,70  | 8.295,00 |
| <b>2017</b>                                                                 | 234,4       | 3.746,50  | 2.288,50  | 2.156,60  | 8.426,00 |
| <b>2018</b>                                                                 | 224,6       | 3.786,50  | 2.249,70  | 2.164,00  | 8.424,70 |
| <b>2019</b>                                                                 | 248,1       | 3.796,00  | 2.201,10  | 2.227,10  | 8.472,40 |
| <b>2020</b>                                                                 | 231,7       | 3.625,80  | 1.899,90  | 2.225,70  | 7.983,00 |
| <b>2021</b>                                                                 | 237,9       | 3.787,30  | 2.073,80  | 2.335,50  | 8.434,50 |
| <b>2022</b>                                                                 | 235,9       | 3.460,70  | 2.151,10  | 2.264,70  | 8.112,40 |
| <b>2023</b>                                                                 | 232,7       | 3.098,20  | 2.117,40  | 2.188,60  | 7.636,90 |
| <b>2024</b>                                                                 | 230,6       | 3.264,70  | 2.129,50  | 2.206,30  | 7.831,10 |

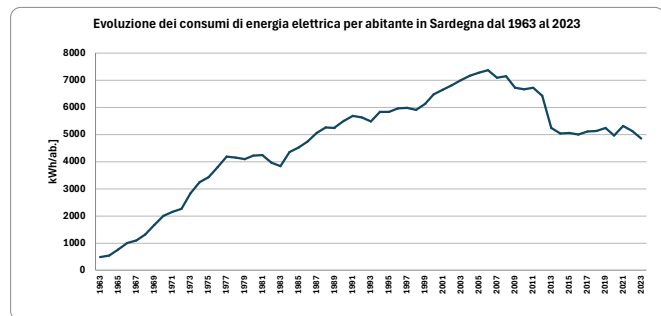
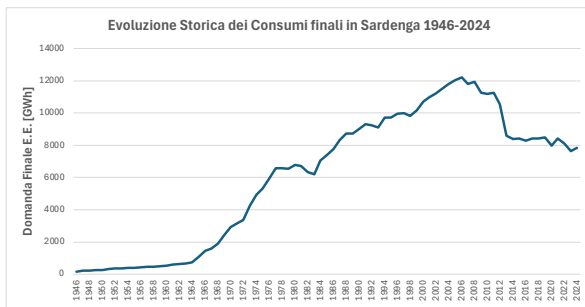


Figure 2: Evoluzione della domanda di energia elettrica in Sardegna dal 1946 al 2024 e dei rispettivi consumi specifici. (fonte Terna)

Inoltre, è stata determinata l'incidenza percentuale di ogni settore sulla domanda finale di energia in Sardegna nel 2024 e riportato in Figure 3.

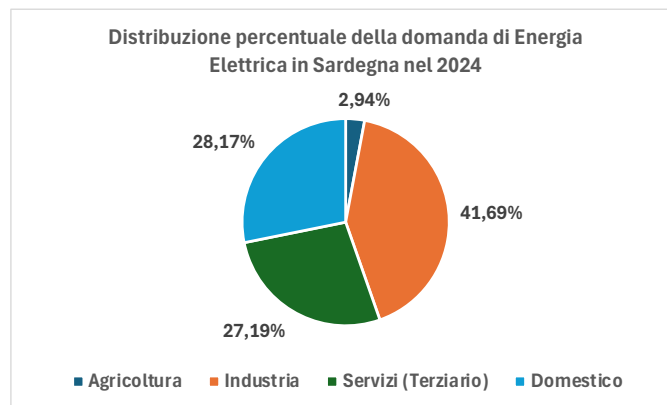


Figure 3: Distribuzione percentuale della domanda di energia elettrica per settore nel 2024 in Sardegna

I dati riportati in Tabella 1 evidenziano una sostanziale invarianza della domanda di energia elettrica delle utenze finali dal 2014 al 2019 a cui è corrisposto, a causa degli eventi pandemici, una riduzione nel 2020 e un rimbalzo nel 2021 a cui è seguita una successiva riduzione. Dal 2014 al 2024 si registra una riduzione dei consumi totali dell'6,5% rispetto al valore registrato nel 2014. L'analisi del dato disaggregato fa emergere un incremento della domanda di energia nel settore agricolo una invarianza nel settore domestico e un decremento nel settore terziario e industriale. Il dato relativo alla riduzione dei consumi nel settore industriale è quello più rilevante, raggiungendo circa 13,6% nel periodo compreso tra il 2014 al 2024. Per il settore terziario la riduzione è meno marcata ed assume nello stesso periodo un valore del 6,15%.

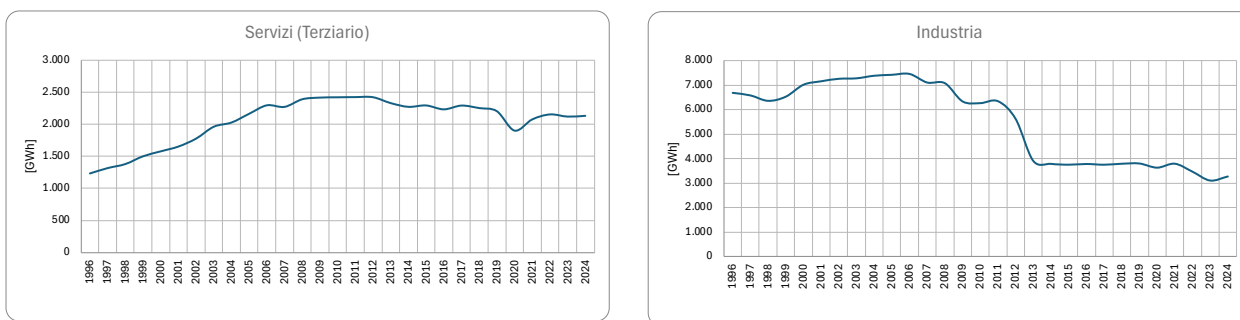


Figure 4: Evoluzione storica della domanda finale nel settore terziario e dell'industria nel periodo 1996-2024. (fonte Terna)

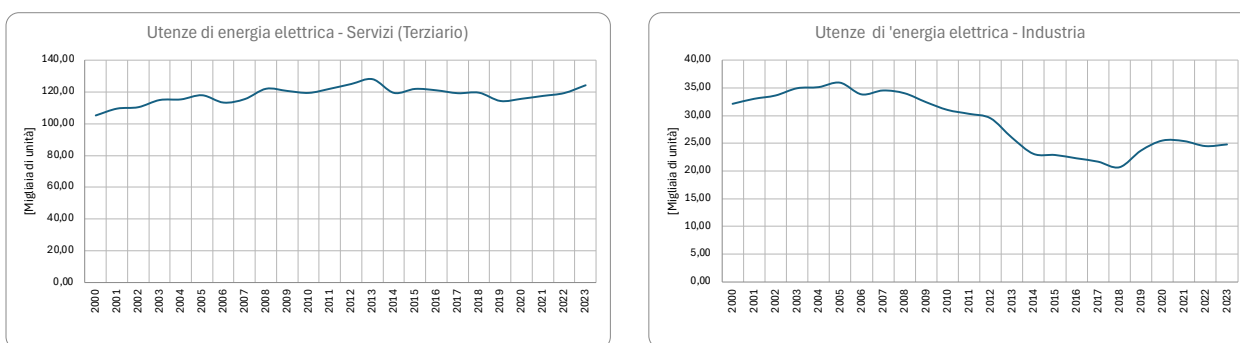


Figure 5: Evoluzione nel periodo 2000-2023 del numero di utenze nel settore terziario e Industriale (fonte Terna)

I dati di consumo nel settore terziario e industriale in un periodo più ampio sono riportati in Figure 4. Da tali dati emerge che mentre il numero di utenze nel settore terziario (Figure 5) è rimasto pressoché invariato il consumo ha subito una riduzione. Tuttavia, in questo caso la riduzione del consumo è associabile ad azioni praticate per aumentare l'autoconsumo e l'efficienza energetica come certificato anche dagli studi del GSE; per il settore industriale il numero di utenze è rimasto pressoché invariato e la riduzione dei consumi è concentrata in un periodo più limitato ed in particolare a valle dell'evento pandemico. Ciò ha richiesto un approfondimento sull'analisi dei consumi di energia elettrica nel settore industriale. Dall'analisi emerge che i settori industriali più energivori, quali quello metallurgico e chimico, hanno condizionato pesantemente l'evoluzione dei consumi industriali nell'isola come evidenziato dai grafici riportati in Figure 6. Tale processo di riduzione è stato continuo nel settore chimico mentre ha registrato una significativa accelerazione nel settore della metallurgia dal 2021 al 2024. I settori del legno e mobilio, cartario, tessile abbigliamento e pelli e plastiche e gomme presentano dei consumi finali limitati mentre i due settori che registrano una tenuta dei consumi sono quello alimentare e della raffinazione come evidenziato in Figure 7.

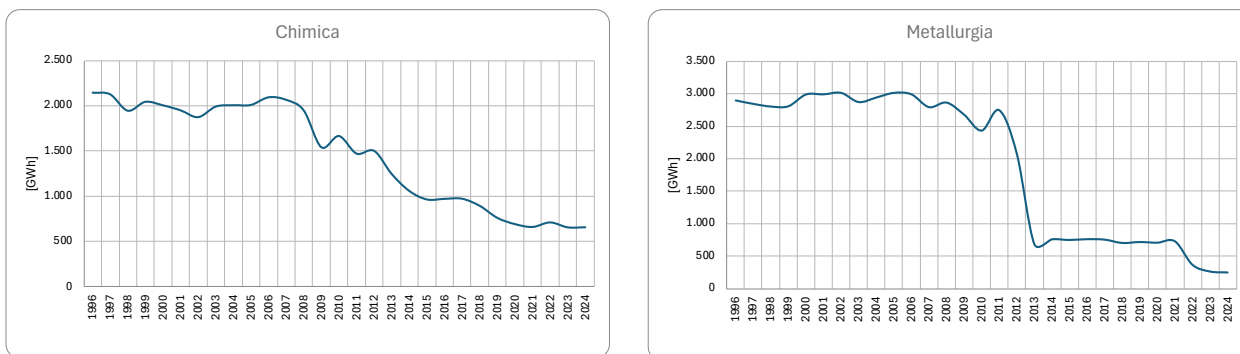


Figure 6: Evoluzione della domanda elettrica nei settori chimici e della metallurgia al 1996 al 2024. (fonte Terna)

Nello specifico il settore della raffinazione è il principale utilizzatore di energia elettrica nel comparto industriale della Sardegna nel 2024 con una quota percentuale dei consumi industriali pari al 40%.

L'evoluzione del consumo nel settore agricolo presenta un continuo incremento dei consumi seppure la sua consistenza sulla domanda di energia elettrica regionale sia del 3%. Il comparto domestico presenta una domanda stabile come riportato nella Figure 8.

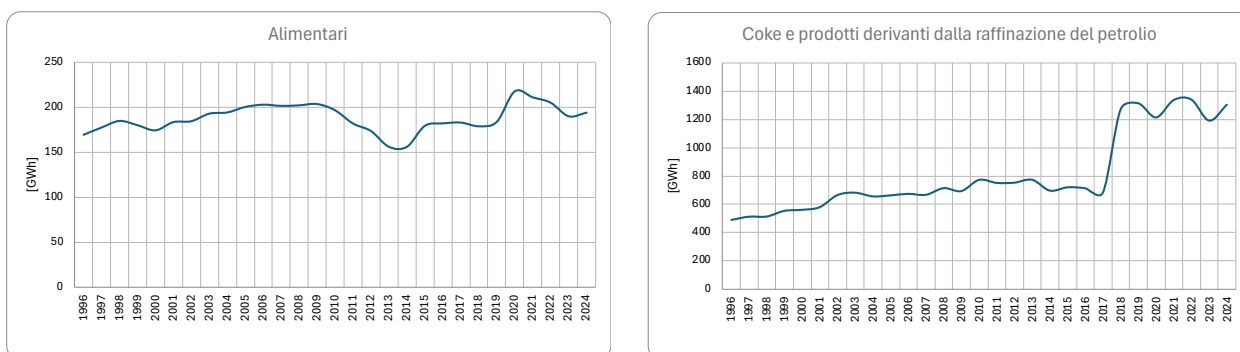


Figure 7: Evoluzione della domanda di energia elettrica nel settore alimentare e della raffinazione dal 1996 al 2024(fonte Terna)

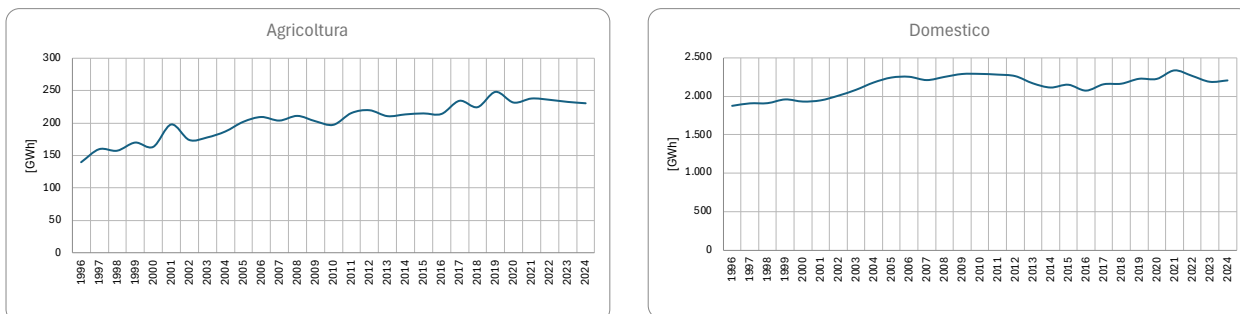


Figure 8: Evoluzione della domanda di energia elettrica nel settore agricolo e domestico dal 1996 al 2024 (fonte Terna)

Da quanto riportato si evince chiaramente quale sia l'impatto del comparto industriale sulla definizione dell'evoluzione dei consumi energetici elettrici della Sardegna e di quanto esso

impatti nella definizione degli scenari e delle sue evoluzioni temporali. In conclusione, l'analisi della domanda di energia elettrica aggiornata al 2024 permette di definire percentualmente l'incidenza sul valore complessivo di ogni singolo settore (Figure 3) evidenziando come quello industriale presenti ancora il maggior peso percentuale. Pertanto, l'evoluzione negativa registrata va' considerata ed evidenziata allo scopo di definire opportunamente le strategie e le azioni. Altro elemento rilevante è la distribuzione geografica della domanda di energia elettrica. Sono stati raccolti i dati relativi alla distribuzione geografica della domanda di energia elettrica nel periodo 2017-2024 e riportati nella Tabella 2. Il periodo considerato fa riferimento alla struttura di suddivisione provinciale adottata dal 2017.

*Tabella 2: Distribuzione provinciale della domanda finale di energia elettrica*

| GWh/anno        | 2017            | 2018            | 2019            | 2020            | 2021            | 2022            | 2023            | 2024            |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>Cagliari</b> | 3.353,50        | 3.507,10        | 3.470,20        | 3.246,80        | 3.448,00        | 3.489,30        | 3.236,10        | 3.398,20        |
| <b>Nuoro</b>    | 654,3           | 642             | 658,1           | 630,3           | 665,9           | 669,7           | 652,5           | 652,30          |
| <b>Oristano</b> | 557,8           | 550,2           | 564,1           | 552,1           | 574,2           | 561,5           | 552,3           | 565,10          |
| <b>Sassari</b>  | 1.936,70        | 1.936,40        | 1.951,60        | 1.829,20        | 1.939,10        | 1.966,70        | 1.917,20        | 1.935,70        |
| <b>Sud Sar.</b> | 1.923,80        | 1.788,90        | 1.828,50        | 1.724,70        | 1.807,30        | 1.425,20        | 1.278,80        | 1.279,80        |
| <b>Sardegna</b> | <b>8.426,00</b> | <b>8.424,70</b> | <b>8.472,40</b> | <b>7.983,00</b> | <b>8.434,50</b> | <b>8.112,40</b> | <b>7.636,90</b> | <b>7.831,10</b> |

I dati precedenti sono riferiti ad una distribuzione provinciale differente e, pertanto, per omogeneità ci si è riferiti nell'aggiornamento a dati congruenti. Da questi emerge una significativa concentrazione della domanda nell'Area Metropolitana di Cagliari (42,4%) e nella provincia di Sassari (24,7%) come evidenziato in Figure 8. Inoltre, l'evoluzione storica dei consumi ripartita per provincia evidenzia una significativa riduzione dei consumi nel periodo 2017-2024 nel Sud Sardegna pari al 33,5%. Un'analisi disaggregata della domanda di energia nella provincia del "Sud Sardegna" rileva che la riduzione è imputabile principalmente al settore industriale passato nel periodo dal 2017 al 2024 da un consumo di 1.012 GWh/anno a 439,5 GWh/anno con una riduzione del 56,50%.

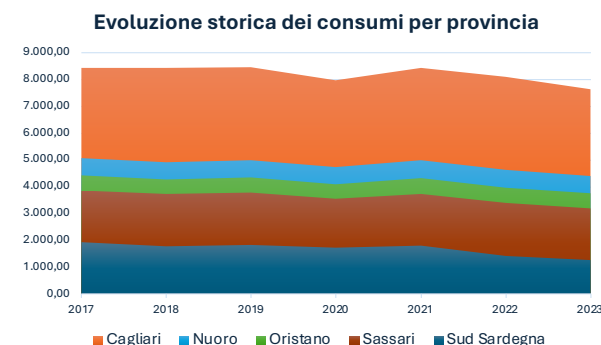
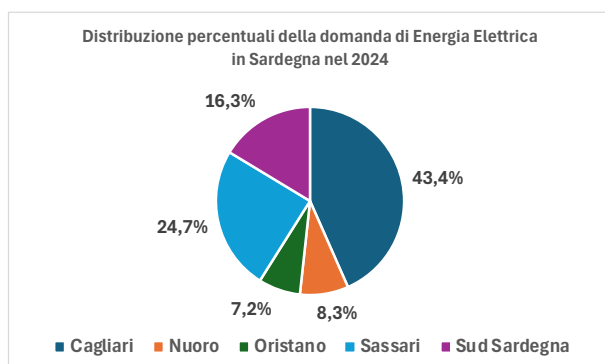


Figure 9: Ripartizione della domanda per province in Sardegna- ripartizione percentuale nel 2024 ed evoluzione storica dal 2017

L'analisi della distribuzione territoriale dei consumi fa emergere un altro dato particolarmente interessante ed è quello relativo alla distribuzione percentuale dei consumi provinciali per settore.

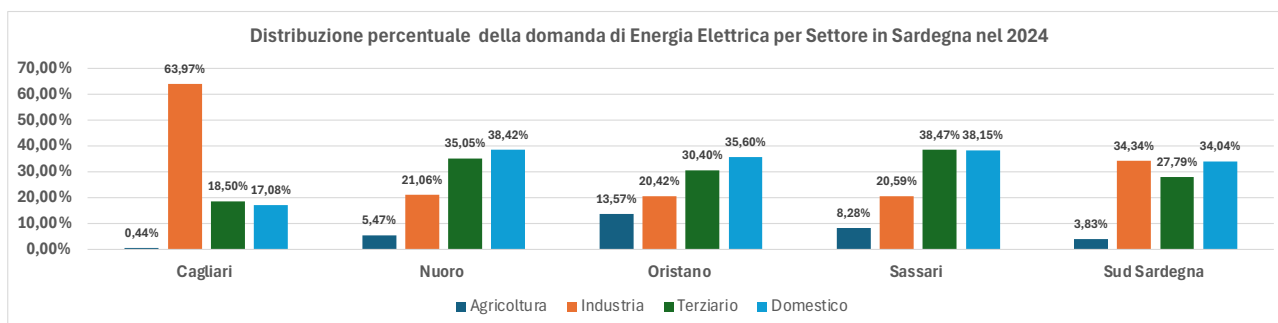


Figure 10: Distribuzione percentuale dei consumi provinciali per Settore in Sardegna nel 2024

Questa evidenza che il 66,58 % della domanda di energia elettrica del comparto industriale della Sardegna è concentrato nell'Area Metropolitana di Cagliari che rimane l'unica con una significativa presenza di domanda industriale (64% rispetto ai consumi totali dell'Area) mentre in tutte le altre province la domanda industriale è inferiore o confrontabile alla domanda nei settori Terziario e Domestico. Questo risultato è rappresentato in Figure 10 e conferma che la natura della domanda di energia elettrica nella maggior parte del territorio regionale (82% del territorio regionale) ha assunto una configurazione distribuita. Inoltre, si rileva una forte polarizzazione della domanda industriale, concentrata in una specifica area della Sardegna.

La domanda finale di energia elettrica rappresenta uno dei parametri che caratterizzano la domanda di energia elettrica su base regionale. Un altro parametro fondamentale, strettamente correlato alla domanda annuale di energia elettrica, è il diagramma di carico che rappresenta l'evoluzione oraria della potenza richiesta da parte del sistema energetico elettrico della Sardegna. Il diagramma di carico presenta un'evoluzione

giornaliera che muta a seconda delle stagioni, dello stato del sistema produttivo, sociale ed economico.

Uno degli elementi che caratterizzano la stabilità del sistema elettrico è il bilanciamento tra la potenza richiesta e la potenza erogata. Questa condizione è funzionale a garantire il corretto esercizio in frequenza del sistema elettrico. Una qualsiasi condizione di sbilanciamento determina una modifica della frequenza della tensione di esercizio su rete che per gli standard di qualità deve rimaner compresa tra 49,5÷50,5 Hz. In condizioni di emergenza o di ripristino, la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz. Per poter garantire il corretto esercizio della rete è necessario prevedere i carichi e gestire opportunamente il sistema di generazione allo scopo di garantire un'opportuna riserva per bilanciare eventi imprevisti e garantire il corretto esercizio della rete. Tale funzione viene svolta dal Gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna. Per il processo di pianificazione assume rilevanza conoscere quale sia la domanda di potenza elettrica attuale e stimare quella futura allo scopo di pianificare le azioni che garantiscano la sicurezza del sistema elettrico e consentano di far fronte a richieste di potenza di nuove iniziative.

Per la valutazione dell'evoluzione della domanda di potenza globale della regione Sardegna sono stati utilizzati i dati orari resi disponibili da Terna e da dall'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). I dati sono disponibili e sono stati rielaborati e validati con i dati di energia riportati nei report statistici, evidenziando un ottimo livello di sovrapposizione. I diagrammi di carico orari presentano un'evoluzione temporale caratterizzata da una variabilità che dipende dal giorno (lavorativo, festivo), dalla stagione, dalla presenza di eventi sociali e culturali, dalla presenza di flussi turistici.

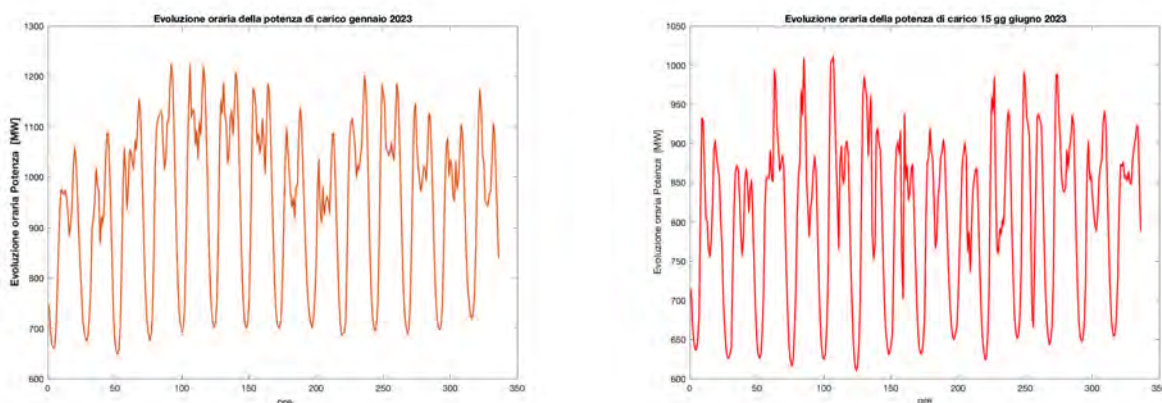


Figure 11: Diagrammi di carico della regione Sardegna in un periodo di due settimane relative al periodo di gennaio e giugno 2023.

Pertanto, come evidenziato dai grafici riportati in Figure 11, rappresentativi i digrammi di carico orari bisettimanali in diversi periodi dell'anno 2023, l'estrazione delle informazioni utili e di sintesi dai dati puntuali risulta piuttosto complicata. A tale scopo si utilizzano dei diagrammi rappresentanti l'evoluzione complessiva su base annuale dei valori di potenza occorsi nella regione Sardegna.

Uno di tali diagrammi utilizzati a livello nazionale è il diagramma di durata. Esso riporta il set di dati di potenza oraria registrati nell'arco dell'anno, ordinati e normalizzati sul numero di ore presenti in un anno. In Figure 12 è riportato il confronto tra i diagrammi di durata della Sardegna dal 2016 al 2023. Da questi si evince che la regione Sardegna presenta un livello base di richiesta di potenza elettrica che, escludendo il 2020, è pari a 600 MW. Questa potenza è quella viene sicuramente richiesta 24 ore al giorno per tutti i giorni dell'anno. A questa potenza base va ad aggiungersi una ulteriore componente di potenza modulante compresa tra 0 e 600 MW che consente di soddisfare le richieste di potenza per il 90-95% delle occorrenze registrate a secondo dell'anno considerato. Potenze oltre i 1400 MW, definite di picco, presentano un numero di occorrenze annue che è inferiore all'1% delle ore nell'anno. L'analisi comparativa delle curve di durata annuali relative al periodo 2016-2024, evidenzia una loro traslazione. In particolare, il valore massimo è stato registrato nel 2021 e valori minimi nel 2020 e 2023. Tale evoluzione è indice di una riduzione di carico di un valore costante di entità pari a circa 100 MW tipico del settore industriale, in piena coerenza con l'analisi dei dati energetici disaggregati.

Allo scopo di rappresentare il valore massimo della potenza massima richiesta sono stati determinati e riportati in Figure 13 i picchi di domanda registrati dal 2016 al 2024 e allo scopo di verificare in quale periodo questi si manifestano è stato estratto il picco massimo e minimo giornaliera della potenza elettrica registrata in Sardegna sia per il 2023 che per il 2024. I dati riportati in Figure 13 evidenziano che in due periodi dell'anno (gennaio-febbraio e giugno-luglio) sono presenti le condizioni di maggiore richiesta di potenza che si intervallano con periodo di minore richiesta nei periodi primaverile e autunnale mentre i valori minimi presentano un incremento sono nel periodo di massima domanda (giugno-luglio).

In conclusione, si può affermare che si dispone di una base dati, sia in termini domanda energetica sia di richiesta di potenza, solida e completa almeno sino al 2023 e si ritiene di poter completare l'aggiornamento della base dati con quella del 2024. Inoltre, si dispone di

dei profili di potenza richiesta che permettono di stimare con un certo grado di incertezza il valore della domanda quasi in tempo reale. Tale base dati sarà utilizzata come dato di input aggregato per lo sviluppo del sistema di supporto alla decisione.

Inoltre, è disponibile il dato aggregato alla scala comunale dei consumi elettrici che permetterà una rappresentazione più puntuale della distribuzione del consumo elettrico e costituirà un elemento di valutazione e analisi e definizione degli indicatori di evoluzione dei risultati di azioni di settore elettrico sino alla scala comunale.

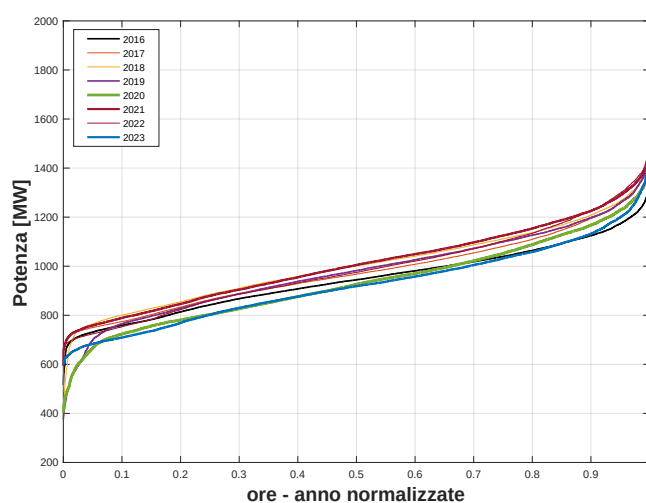


Figure 12: Diagrammi di durata della Potenza richiesta in Sardegna dal 2016 al 2023

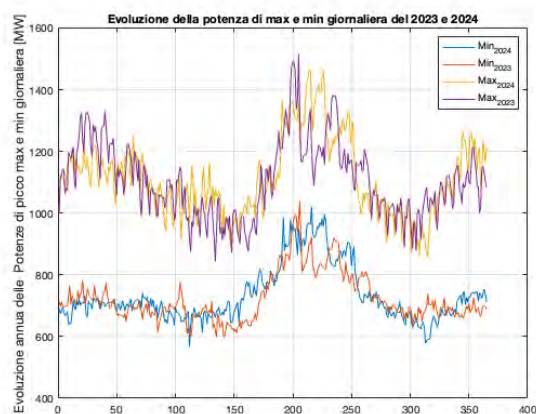
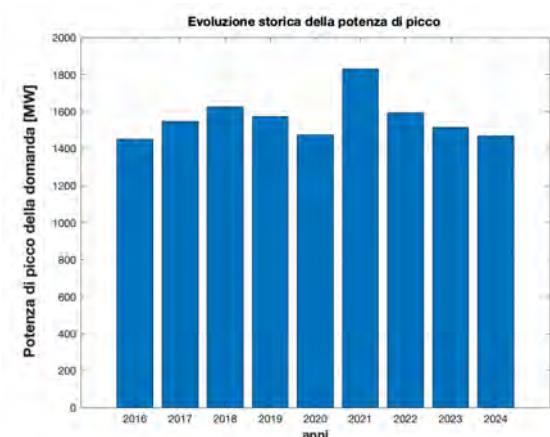


Figure 13: Evoluzione storica dei picchi annuali di potenza registrati dal 2016 al 2024 e rappresentazione dei valori massimi e minimi giornalieri registrati nel 2023 e 2024.

A conclusione dell'analisi della domanda si riporta il confronto tra l'evoluzione della domanda di energia elettrica regionale e quella nazionale. Allo scopo di poter effettuare una analisi comparativa, i dati sono stati normalizzati al valore registrato nel 1997. La Figure 14 descrive le traiettorie evolutive della domanda da cui si evince che la domanda di energia

elettrica ha seguito dal 1997 al 2006 la stessa evoluzione di quella nazionale. Successivamente, dal 2006 al 2011, la domanda di energia elettrica a livello nazionale si è stabilizzata per subire dal 2011 in poi una progressiva seppur modesta riduzione. In Sardegna dal 2006 al 2011 si è rilevata una tendenza di riduzione dei consumi più marcata, precursore di un brusco calo della domanda tra il 2011 e 2013, prodotto dalla fermata di sistemi produttivi industriali energivori, a cui è seguito un periodo di stabilizzazione analogo a quello nazionale. Tuttavia, dal 2021 in poi la tendenza di riduzione percentuale dei consumi a livello regionale risulta superiore a quella nazionale e costituisce un indicatore storico da considerare. Si evidenzia che la domanda di energia a livello nazionale è il 10% superiore rispetto a quella registrata nel 1997 mentre in Sardegna è inferiore di circa il 25%.

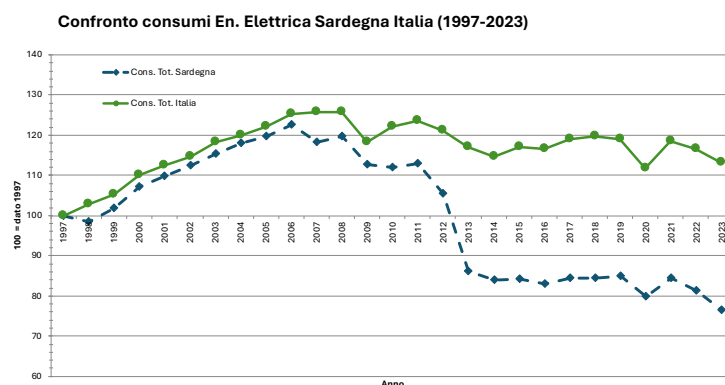
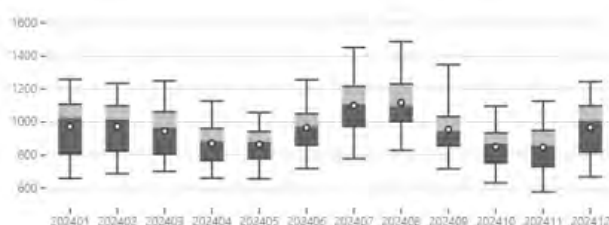


Figure 14: Analisi comparativa di evoluzione della domanda finale normalizzata al 1997 di energia elettrica tra Italia e Sardegna.

### Dati di domanda e consumo energia elettrica in Sardegna nel 2025

Di seguito si riportano i dati non certificati forniti da TERN A relativi all'evoluzione della domanda di energia elettrica in Sardegna. Tali dati forniscono un'indicazione dell'evoluzione della domanda di energia elettrica in Sardegna e dovranno essere certificati dall'ufficio di Statistico di TERN A. A livello orario, il fabbisogno di energia elettrica in Sardegna assume valori compresi tra minimi nell'intorno dei 600 MW e massimi intorno ai 1.500 MW per il 2024, come mostrato nei seguenti boxplot. Nel 2025 il picco ha assunto un valore prossimo a 1.600 MW, registrato nel mese di luglio.

Anno 2024 - Boxplot Fabbisogno Energia Elettrica Orario (MWh)



Anno 2025 - Boxplot Fabbisogno Energia Elettrica Orario (MWh)

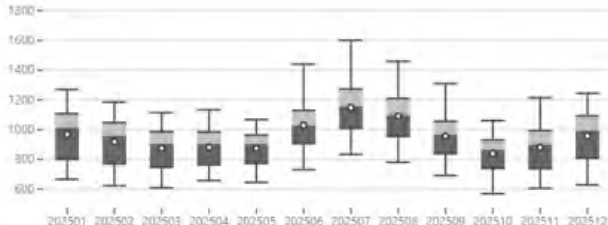
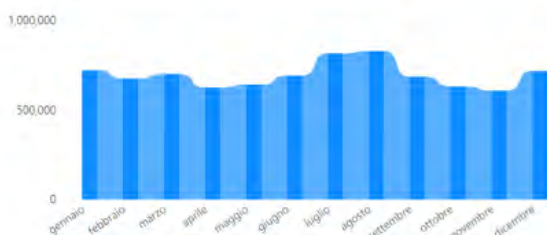


Figure 15: Fabbisogno Orario 2024-2025 (boxplot).

I consumi sono più elevati nei mesi estivi, in particolare nei mesi di luglio ed agosto, a riprova della forte vocazione turistica dell'Isola. Tale andamento risulta ancora più evidente per il 2025.

Anno 2024 - Fabbisogno Energia Elettrica Mensile (MWh)



Anno 2025 - Fabbisogno Energia Elettrica Mensile (MWh)

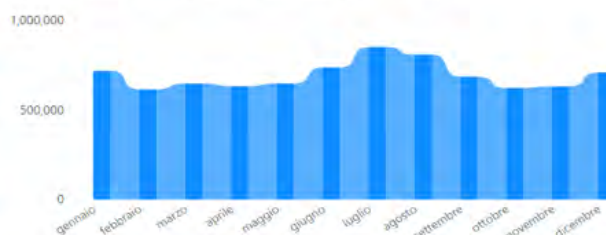


Figure 16: Fabbisogno mensile 2024-2025

I consumi più elevati durante il periodo estivo si riflettono anche sull'andamento orario giornaliero che registra consumi più elevati durante le giornate estive, in particolar modo nelle ore dove maggiore è il consumo per il raffrescamento.

## La Produzione di Energia Elettrica in Sardegna

La produzione dell'energia elettrica costituisce uno degli elementi essenziali per la valutazione, l'analisi e la pianificazione delle azioni necessarie a garantire la stabilità e la sicurezza della fornitura di tale vettore energetico. L'energia elettrica ha assunto e assumerà nel prossimo futuro un ruolo rilevante nei sistemi energetici sostenibili in virtù delle sue doti di flessibilità, adattabilità e integrabilità con gli altri sottosistemi energetici. Pertanto, la conoscenza dello stato del sistema di produzione dell'energia elettrica e la sua evoluzione nel tempo, unitamente alle sue specificità territoriali, costituisce un elemento di contestualizzazione fondamentale per poter sviluppare un processo di pianificazione.

Per poter descrivere lo stato del sistema produttivo elettrico in esercizio nella Regione Sardegna sono stati utilizzate basi dati ufficiali accreditate e pubblicamente disponibili. Tale approccio metodologico ha lo scopo di poter consentire il corretto processo di verifica e confronto durante le successive fasi di confronto disciplinate dalla VAS. In particolare, le basi dati utilizzate sono quelle fornite e rese pubbliche sul proprio sito istituzionale dall'Operatore di gestione della rete di trasmissione nazionale (TERNA), dal Gestore dei Servizi Energetici nazionale (GSE) e dal principale Operatore di gestione della rete di distribuzione elettrica della Sardegna (Enel Distribuzione). Inoltre, nel caso di operatori privati di produzione sono state analizzate le dichiarazioni ambientali sviluppate annualmente secondo norma di legge e pubblicate nei rispettivi siti istituzionali.

Per l'analisi del sistema di produzione dell'energia elettrica si è preliminarmente concentrata l'attenzione su due grandezze caratteristiche associate alla produzione quali la capacità installata ed energia lorda e netta prodotta. La capacità installata rappresenta la potenza nominale cumulata degli impianti installati e viene generalmente utilizzata per rappresentare l'entità della consistenza della potenza elettrica erogabile e la relativa distribuzione per strutture impiantistiche tecnologicamente omogenee. L'unità di misura adottata per la capacità nei sistemi energetici elettrici è il megawatt (MW). L'energia elettrica lorda prodotta è la quantità di energia elettrica prodotta dal componente di generazione principale. L'energia elettrica netta prodotta costituisce la quantità di energia elettrica che viene immessa nella rete di trasmissione o distribuzione al netto degli assorbimenti funzionali al corretto esercizio degli impianti di conversione e condizionamento energetico. L'unità di misura adottata per l'energia elettrica nei sistemi energetici elettrici è generalmente il gigawattora (GWh), corrispondente a un milione di kilowattora.

Gli ultimi dati resi disponibili da Terna e successivi all'elaborazione del proprio ufficio statistica indicano una composizione del sistema di produzione di energia elettrica della Sardegna relativo al 2024 riportato in Tabella 3. Da tali dati emerge che la produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Sardegna nel 2024 è stata pari a 4.324,7 GWh pari al 36,24% della produzione energetica elettrica lorda e circa il 37,44% di quella netta. I dati relativi alla produzione netta di energia elettrica sono riportati nella Tabella 4. Da questa si evince la differenza tra la produzione lorda e netta nel comparto termoelettrico associata ai consumi di energia elettrici necessari per l'esercizio degli impianti pari a 595,3 GWh corrispondente a circa il 7% della produzione lorda del comparto termoelettrico. Su tali basi

dati la distribuzione percentuale della produzione elettrica lorda della Regione Sardegna relativa al 2024 è riportata nel diagramma riportata in Figure 17.

*Tabella 3: Produzione di energia elettrica lorda nella Regione Sardegna nel 2024 (Fonte dati: Terna)*

|                                                          |               |
|----------------------------------------------------------|---------------|
| Produzione di E.E. Lorda termoelettrica da fonte fossile | 8.051,20 GWh  |
| Produzione di E.E. Lorda da Fotovoltaico                 | 1.839,3 GWh   |
| Produzione di E.E. Lorda da Eolico                       | 1.890,8 GWh   |
| Produzione di E.E. Lorda da Bio-Energie                  | 464,9 GWh     |
| Produzione di E.E. Lorda Idroelettrico                   | 129,7 GWh     |
| Produzione di E.E. Lorda pompaggi                        | 250,9 GWh     |
| Produzione di E.E. Lorda Totale                          | 12.626,80 GWh |

*Tabella 4: Produzione di energia elettrica netta nella Regione Sardegna nel 2024 (Fonte dati: Terna)*

|                                          |               |
|------------------------------------------|---------------|
| Produzione di E.E. netta termoelettrica  | 7.920,80 GWh  |
| Produzione di E.E. netta da Fotovoltaico | 1.815,00 GWh  |
| Produzione di E.E. netta da Eolico       | 1.865,40 GWh  |
| Produzione di E.E. netta Idroelettrico   | 370,20 GWh    |
| Produzione di E.E. netta Totale          | 11.971,40 GWh |

Sulla base dei documenti resi disponibili da Terna è stato possibile determinare anche lo stato della capacità installata e del numero di impianti installati. Nello specifico è disponibile il dato relativo alla Potenza Efficiente lorda, intesa come la potenza elettrica massima che un impianto di generazione può erogare per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. Questo valore per la Sardegna al 31/12/2024 era pari a 5.898,30 MW con un incremento rispetto al 2023 di 434 MW corrispondente all'8% su base annua. La Potenza Efficiente imputata a soggetti produttori è di 5.447,3 MW; quella associata a soggetti auto produttori è di 395,6 MW. Si evidenzia che la percentuale di incremento della Potenza Efficiente dei soggetti auto produttori rispetto al valore registrato nel 2023 è stata di circa 47%. Nella Tabella 5 è riportata la distribuzione e la consistenza in termini di numeri di impianti e valore cumulato della potenza efficiente

sia lorda sia netta classificata per tipologie di fonte di alimentazione degli impianti. Tale dato evidenzia che il 49 % della potenza efficiente netta installata in Sardegna sia di tipo programmabile mentre il 51% sia di tipo intermittente.

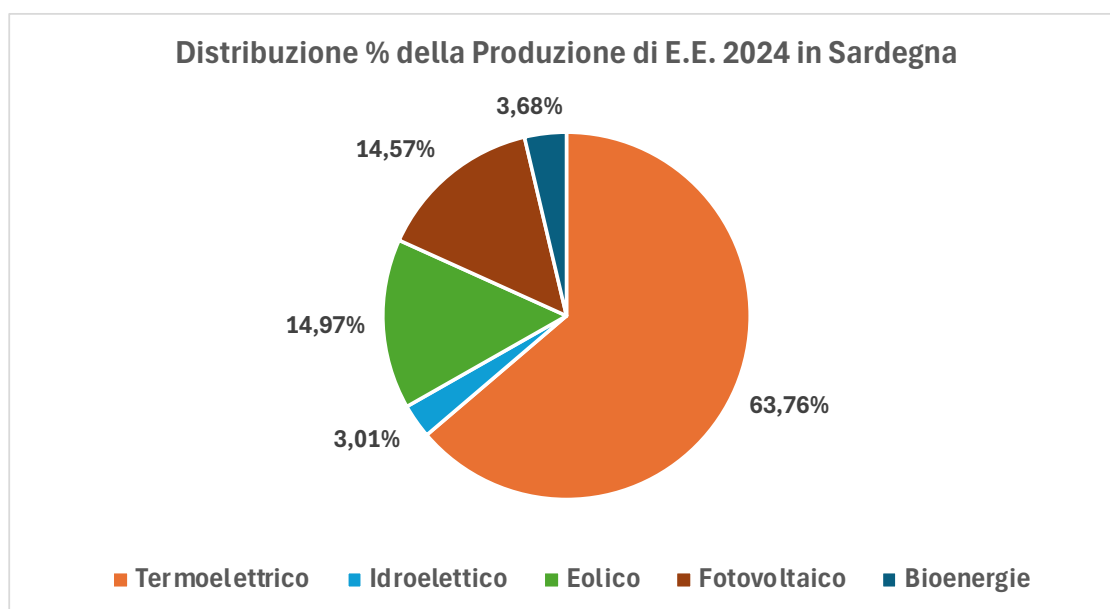


Figure 17: Distribuzione percentuale della produzione di energia elettrica lorda in Sardegna nel 2024 (Fonte dati: Terna)

Tabella 5: Consistenza e Potenza efficiente lorda e netta per tipologia di impianto nel 2024 in Sardegna aggiornata al 2024

|                         | N° Impianti | Potenza efficiente lorda | Potenza efficiente netta |
|-------------------------|-------------|--------------------------|--------------------------|
| Impianti termoelettrici | 56          | 2.395,5 MW               | 2174,9 MW                |
| Impianti Idroelettrici  | 18          | 467,9 MW                 | 463,4 MW                 |
| Impianti fotovoltaici   | 67.990      | 1.722,10 MW              | 1.722,10 MW              |
| Impianti Eolici         | 618         | 1.193,50 MW              | 1.193,50 MW              |
| Impianti Bio-energie    | 44          | 119,30 MW                | 119,30 MW                |
| Totale                  | 68.726      | 5.898,30 MW              | 5.673,20 MW              |

Allo scopo di evidenziare quale sia stata l'evoluzione del sistema di generazione elettrico nella Regione Sardegna dal 2014 ad 2024 è stato condotto un aggiornamento dell'evoluzione storica del sistema di generazione elettrico utilizzando i dati del precedente PEARS e integrandoli con quelli resi disponibili in forma pubblica da parte di Terna. Nello specifico è stata valutata sia l'evoluzione storica della produzione che della capacità elettrica distinguendola tra le differenti tipologie impiantistiche. I dati raccolti sono rappresentati nelle Figure 18 e Figure 19. L'analisi dei dati evidenzia una progressiva riduzione della componente di generazione associata agli impianti termoelettrici alimentati con fonti fossili dal 2006 sino al 2010 a cui è seguito un periodo in cui la produzione si è mantenuta sostanzialmente costante per poi subire una successiva riduzione dal 2020 in poi. La produzione di energie da fonti rinnovabili ha registrato dal 2002 sino al 2012 un'evoluzione

quasi esponenziale per poi mantenersi sostanzialmente invariata sino al 2018 per riavviare il suo processo di incremento grazie soprattutto all'apporto della produzione da fotovoltaico. La medesima analisi evolutiva è stata condotta sulla consistenza e sulla potenza efficiente lorda. In particolare, l'attenzione si è prima concentrata sullo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e a tale scopo sono stati analizzati di rapporti statistici del GSE che hanno permesso di ricostruire sia l'evoluzione storica della potenza efficiente lorda fotovoltaica ed eolica in Sardegna sia di valutarne i gradienti annui di potenza installata nel tempo. Quest'ultimo dato assume una particolare importanza in quanto permette di identificare un parametro acquisito relativo alla potenza annua installabile per tecnologia nel contesto regionale sardo. Dai dati riportati in Figure 22 emerge che la capacità installata espressa in termini di Potenza efficiente lorda degli impianti fotovoltaici è aumentata dal 2010 sino al 2014 per poi subire un significativo rallentamento sino al 2018, momento dal quale si è registrata una evoluzione di tipo quasi esponenziale. Tale analisi è confermata dal dato relativo alla potenza annua installata ed entrata in esercizio riportata in Figure 23 da cui si rileva che dal 2021 al 2024 l'evoluzione di tale parametro è stato sempre crescente raggiungendo un valore di 350 MW/annui entrati in esercizio nel 2024. Situazione diametralmente opposta è quella rilevata per gli impianti eolici per i quali, a seguito di un significativo incremento della potenza installata dal 2008 al 2011, si è registrata una sostanziale staticità della potenza entrata in esercizio con un incremento dal 2014 al 2024 di 200 MW pari a circa il 20% di quanto installato nel 2014. Tutto ciò è rilevabile dalle Figure 24 e Figure 25. Tale dato rende evidente che allo stato attuale sono presenti sul territorio regionale circa 1000 MW di generatori eolici con un tempo di esercizio superiore o uguale a 10 anni. Relativamente alla potenza installata sono disponibili ulteriori dati forniti da Terna attraverso il portale T.E.R.R.A. Questi consentono di monitorare l'evoluzione della potenza installata per tipologia di impianto e per livello di tensione di esercizio. Questi ultimi assumono un ruolo particolarmente significativo per la valutazione della natura delle installazioni realizzate negli ultimi anni e le caratteristiche degli stessi.

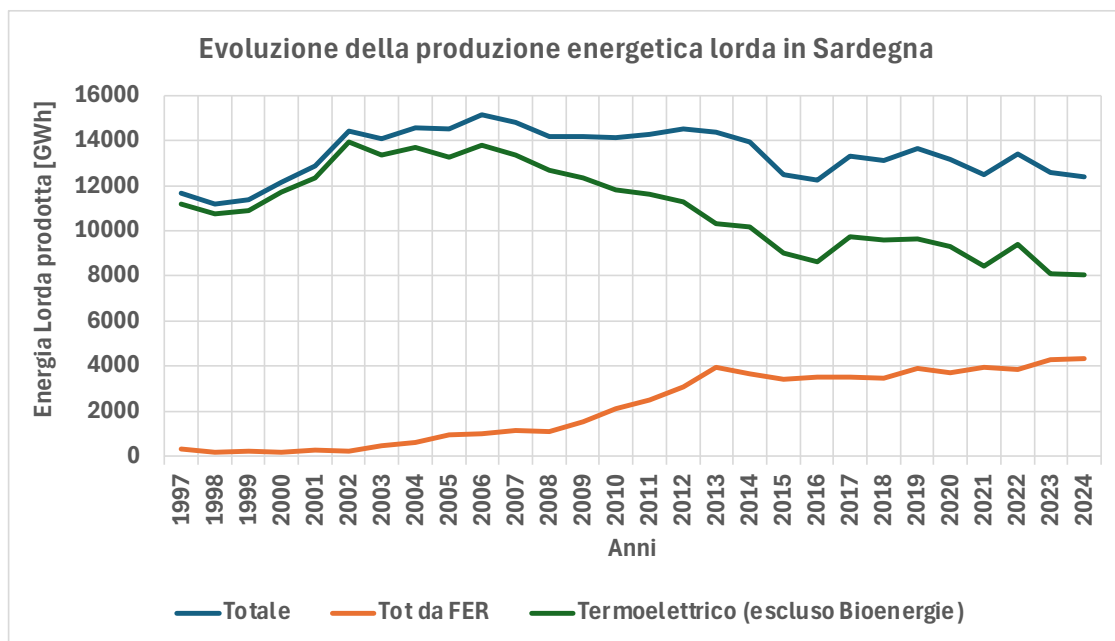


Figure 18: Evoluzione storica della produzione di Energia Elettrica lorda dal 1997 al 2024 in Sardegna (base dati: Terna)

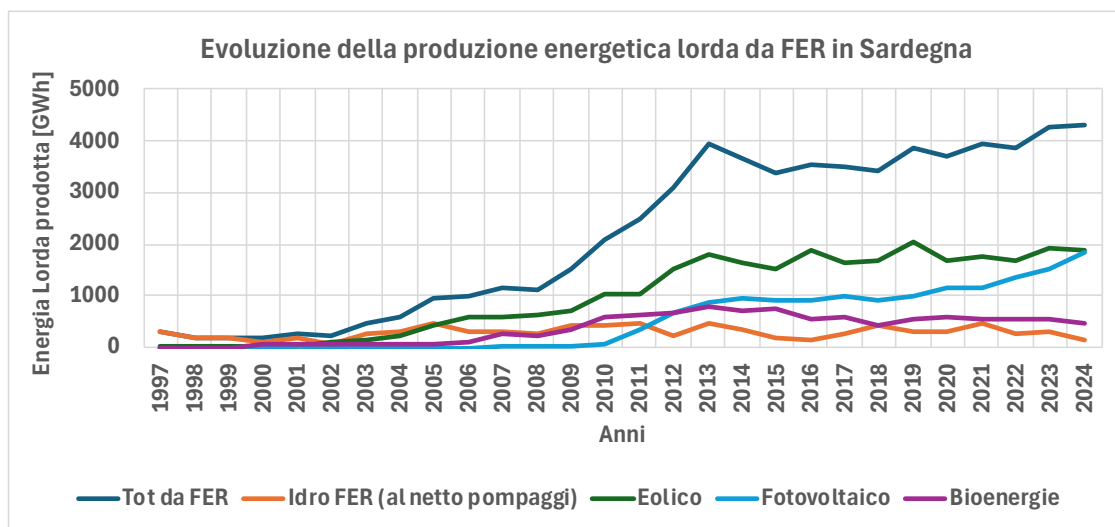
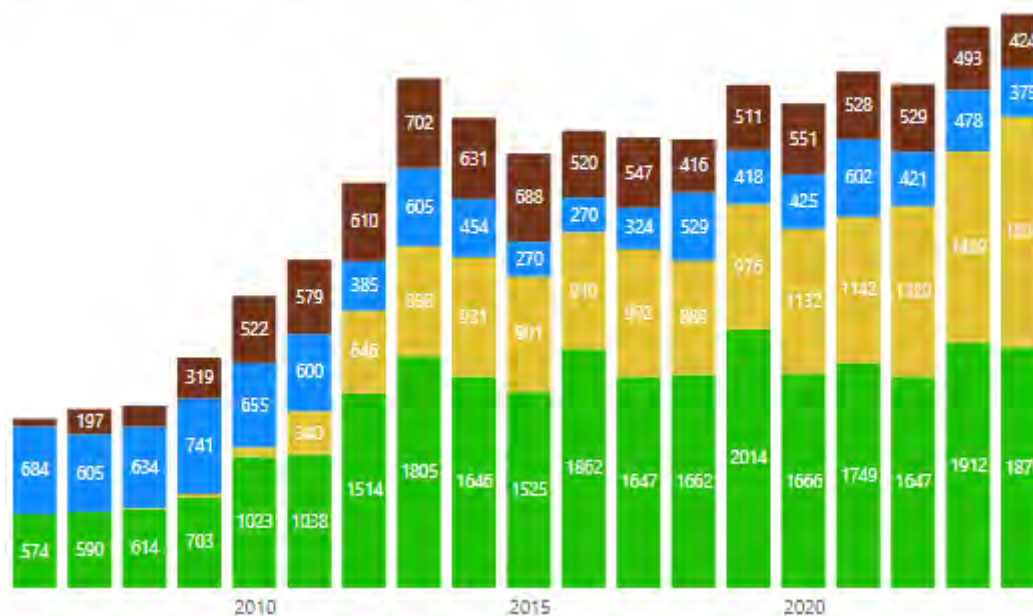


Figure 19: Evoluzione storica della produzione di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili in Sardegna dal 1997 al 2024. (Base dati: Terna)

### FER - dettaglio annuale (GWh)

● EOLICO ● FOTOVOLTAICO ● IDROELETTRICO ● BIOMASSE



● EOLICO ● FOTOVOLTAICO ● IDROELETTRICO ● BIOMASSE

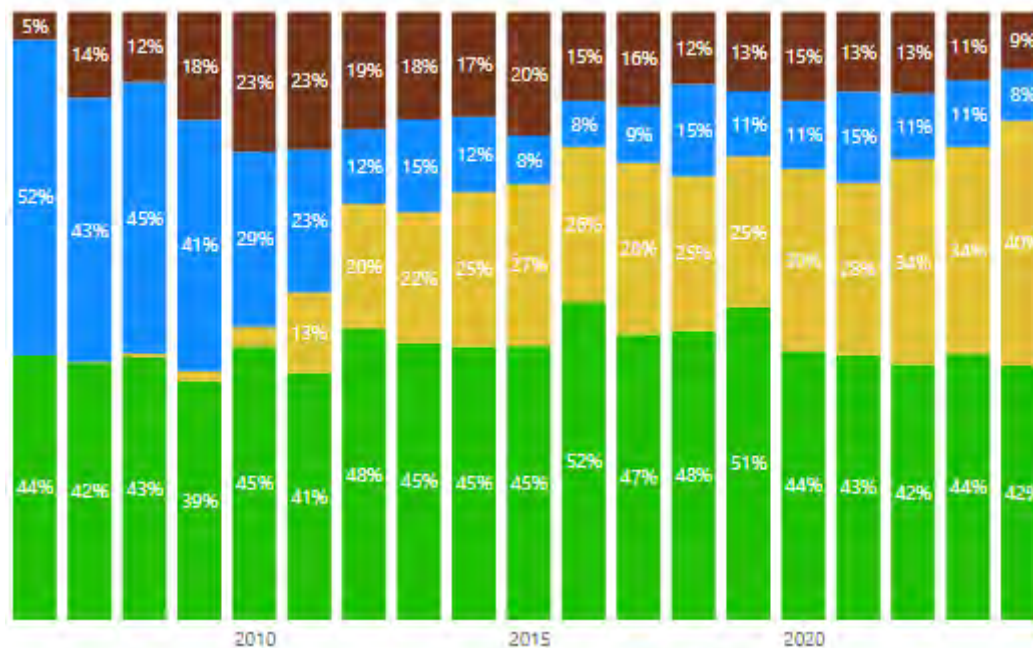
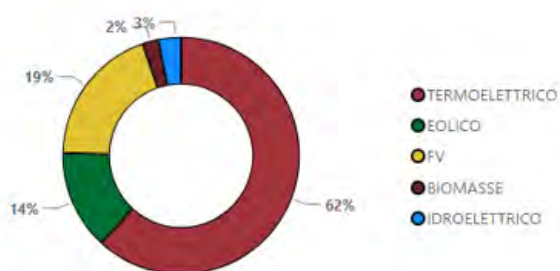


Figure 20: Evoluzione storica della produzione di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili in Sardegna dal 2006 al 2024 in termini assoluti e percentuali relativi. (Base dati: Terna)

I dati disponibili e provvisori relativi al 2025 evidenziano che la produzione termoelettrica nell'Isola continua ad essere la fonte predominante, rispetto alla produzione totale, anche per il 2025 attestandosi intorno al 62% rispetto al 69% del 2024.

La produzione eolica registra un notevole aumento attestandosi al 14% rispetto al 4% registrato nel 2024.

Anno 2025 - Produzione Energia Elettrica [%]



Anno 2024 - Produzione Energia Elettrica [%]

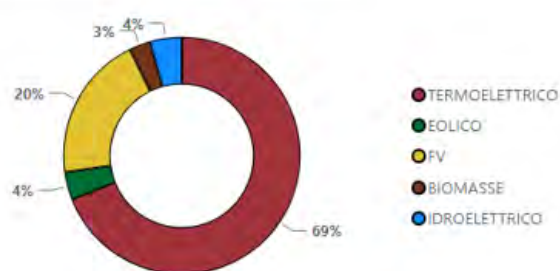


Figure 21: – Produzione FER – mix per fonte – 2025 e 2024 (Fonte: Terna)

La produzione fotovoltaica mantiene la stessa quota attestandosi ad un 19% rispetto al 20% del 2024. Stessa cosa si può registrare per l'idroelettrico e le biomasse che si attestano rispettivamente al 3% ed al 2% per il 2025.

Si precisa che tali dati non sono stati sottoposti ad un processo di verifica e validazione da parte degli Enti preposti e pertanto sono da considerarsi preliminari e indicativi di un processo evolutivo delle installazioni di impianti di generazione da fonte rinnovabile nella regione Sardegna che pertanto tendenzialmente confermerà o supererà i valori di potenza annua installata registrati nel 2024.

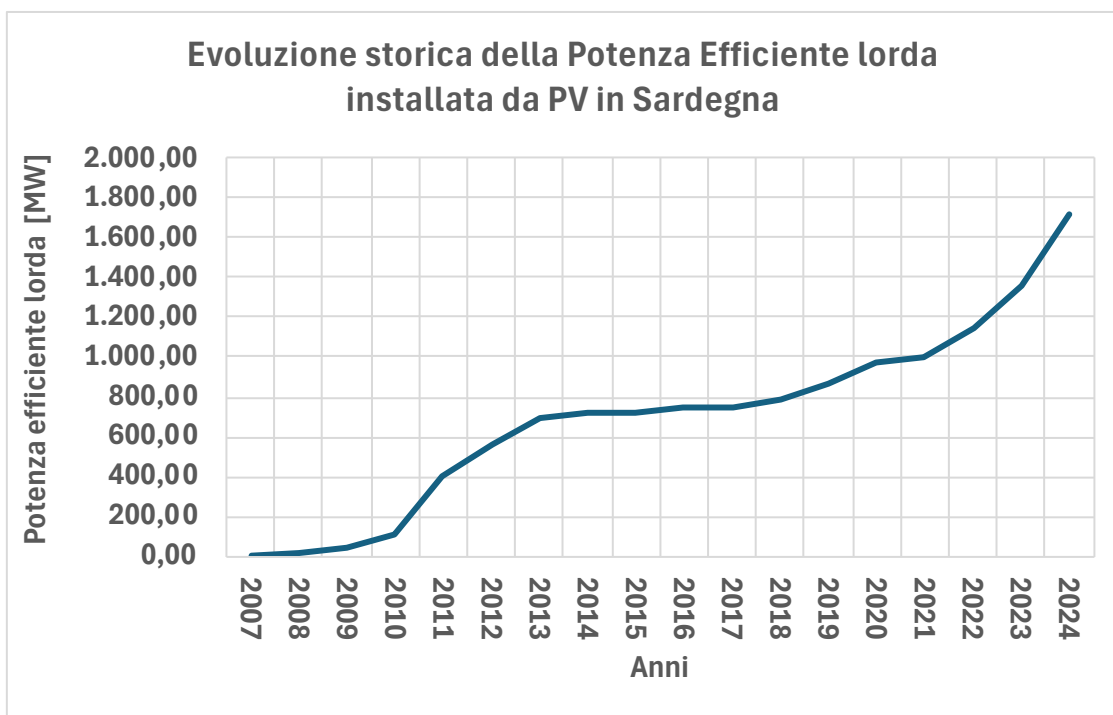


Figure 22: Evoluzione storica della Potenza efficiente lorda in Sardegna dal 2007 al 2024 (fonte: GSE)

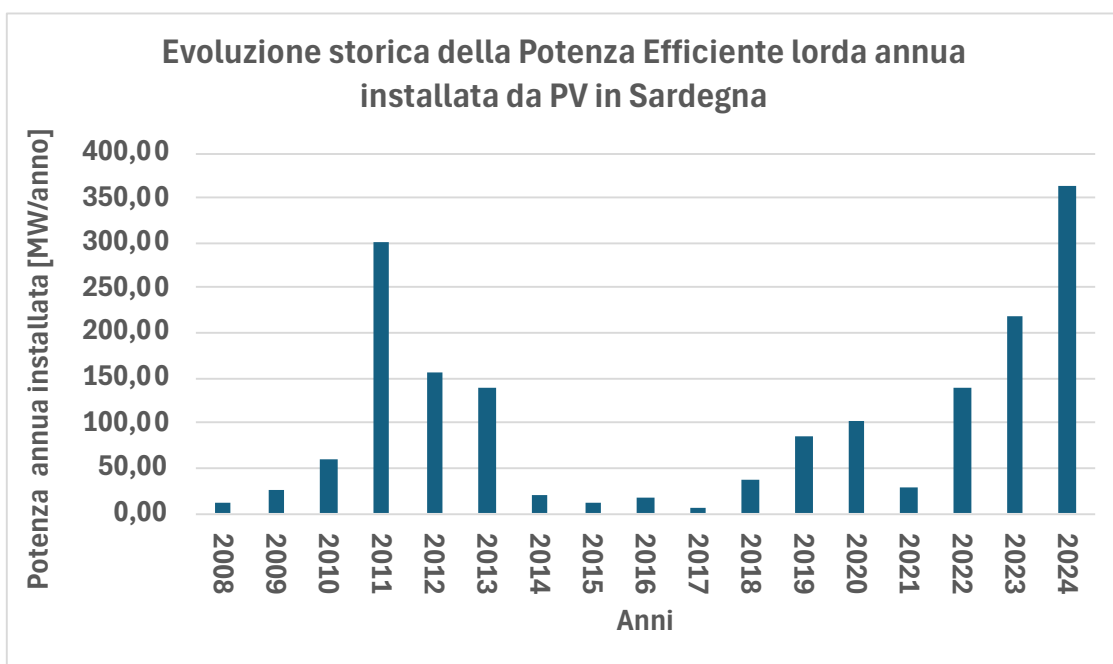


Figure 23: Evoluzione della Potenza Fotovoltaica annua entrata in Esercizio (Fonte: GSE)

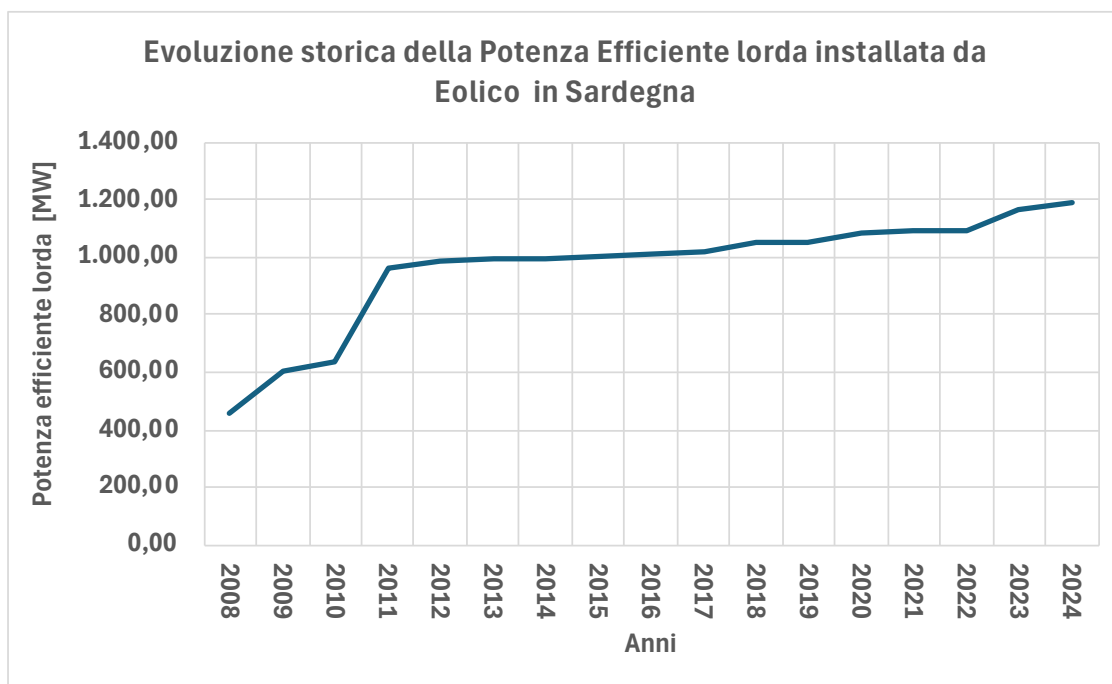


Figure 24: Evoluzione della Potenza Eolica annua entrata in Esercizio (Fonte: GSE)

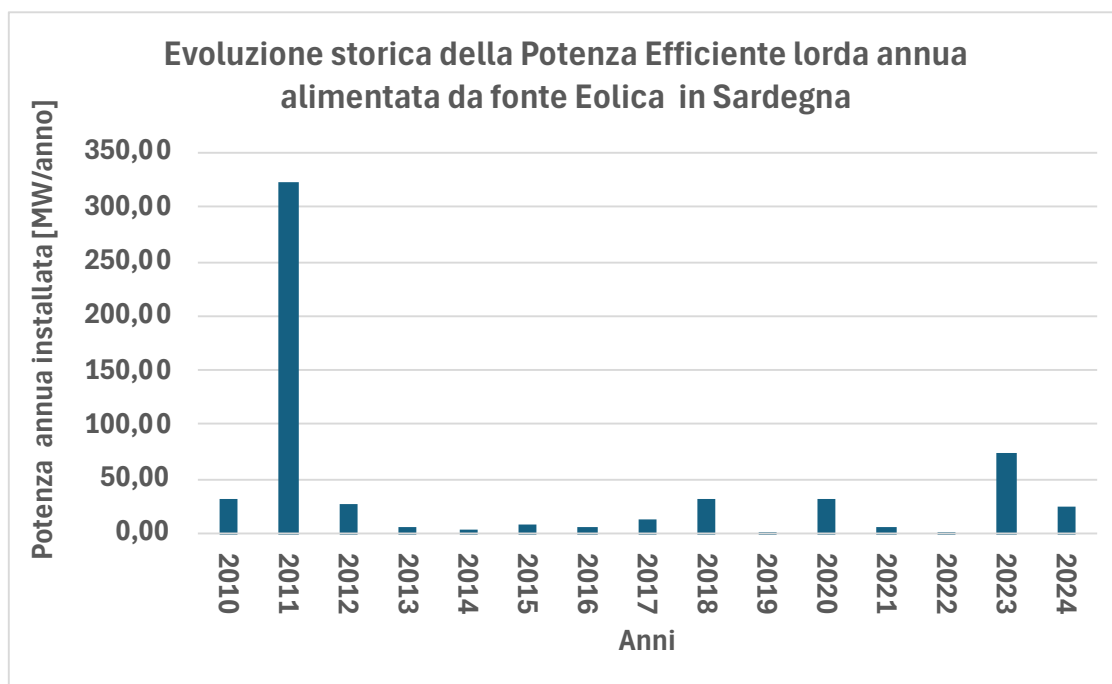


Figure 25: Evoluzione della Potenza Eolica annua entrata in Esercizio

Per quanto concerne la produzione idroelettrica si evince dal confronto del dato 2024 con quello riportato nel precedente PEARS che la consistenza del parco di generazione idroelettrica in Sardegna non ha subito modifiche. Il numero di impianti idroelettrici in esercizio in Sardegna è pari a 18 per una potenza efficiente lorda pari a 466,7 MW. La composizione del parco centrali gestito da Enel Produzione è riportata in Tabella 6. Quello

gestito da Enas, per conto della Regione Autonoma della Sardegna, è riportato in Tabella 7.

Tabella 6: Parco centrali idroelettriche gestito da Enel produzione

| Denominazione  | Invaso/<br>Corso d'acqua                                  | Comune                   | Prov. | Anno          | Potenza<br>[MW] | n.<br>gruppi | Salto<br>[m] | Portata<br>[mc/s] | Macchinario              |
|----------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------|-------|---------------|-----------------|--------------|--------------|-------------------|--------------------------|
| Cucchinadorza  | Lago Gusana                                               | Ovodda                   | NU    | 1961          | 41,6            | 2            | 290          | 15                | Francis asse verticale   |
| Badu Ozzana    | Lago<br>Cucchinadorza                                     | Teti                     | NU    | 1962          | 26,4            | 2            | 180          | 15                | Francis asse verticale   |
| Benzone        | Lago Benzone                                              | Sorradile                | OR    | 1963          | 6,3             | 1            | 37           | 17                | Francis asse verticale   |
| Taloro*        | Gusana/<br>Cucchinadorza                                  | Ovodda                   | NU    | 1972-<br>1978 | 240             | 3            | 290          | 95                | Francis asse verticale   |
| Posada         | Diga<br>IsMaccheronis                                     | Torpè                    | NU    | 1960          | 0,812           | 1            | 28           | 4                 | Francis asse orizzontale |
| PedraOthoni    | Sbarramento<br>PedraOthoni                                | Dorgali                  | NU    | 2007          | 3,8             | 1            | 43           | 9                 | Francis asse verticale   |
| Cedrino        | Cedrino                                                   | Dorgali                  | NU    | 1951          | 1,6             | 3            | 43,50        | 4,7               | Francis asse orizzontale |
| Casteldoria    | Lago di<br>Casteldoria                                    | S. Maria<br>Coghinas     | SS    | 1963          | 5               | 1            | 22           | 18,37             | Kaplan asse verticale    |
| Coghinas       | Bacino de<br>Coghinas                                     | Oschiri                  | OT    | 1927          | 22,7            | 1            | 90,3         | 33,50             | Francis asse verticale   |
| Ozieri         | Lago di<br>Monte Lerno                                    | Ozieri                   | SS    | 1994          | 9,9             | 1            | 215,75       | 5,5               | Francis asse verticale   |
| Flumendosa I   | Alto<br>Flumendosa,<br>torrenti Bau Mela<br>e Bau Mandara | Villagrande<br>Strisaili | OG    | 1949          | 7,8             | 2            | 130,30       | 7                 | Francis asse orizzontale |
| Flumendosa II  |                                                           |                          |       | 1949          | 28,2            | 3            | 417,5        | 7                 |                          |
| Flumendosa III |                                                           |                          |       | 1949          | 9,6             | 2            | 169,05       | 7                 |                          |
| Tirso I        | Diga Tirso                                                | Busachi                  | OR    | 2005          | 20              | 1            | 54,4         | 59                |                          |
| Tirso II       |                                                           |                          |       |               | 4               | 1            | 16,5         | 31                |                          |

Tabella 7: Parco centrali idroelettriche gestito da ENAS (RAS)

| Ubicazione       | Denominazione | Potenza [MW] |
|------------------|---------------|--------------|
| Quartucciu       | Simbirizzi    | 1,3          |
| Sestu            | S. Lorenzo    | 1,25         |
| Siurgus Donigala | Uvini         | 14,3         |
| Furtei           | S. Miali      | 25,7         |

La struttura di produzione dell'energia elettrica della Sardegna è caratterizzata, come rappresentato nella Figure 18, da una percentuale significativa di generazione programmabile da fonte fossile proveniente da centrali termoelettriche. L'aggiornamento dei dati di produzione delle centrali termoelettriche è stato condotto riferendosi ai rapporti ambientali disponibili e ai dati forniti dall'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Il confronto tra i dati forniti dai rapporti ambientali dei principali operatori di produzione, i dati Terna e quelli dell'ENTSO-E ha permesso di costruire una base dati robusta e aggiornata sino al 2023. I dati disponibili consentono di definire la produzione del 2024 e stimare quella del 2025. Tuttavia, la mancanza di dati di confronto degli operatori di produzione e i dati Terna non consente di certificare il dato che pertanto verrà considerato solo di tipo indicativo e previsionale. Il confronto tra i dati di Terna e i dati degli operatori di produzione evidenzia che il 96% della produzione termoelettrica netta in Sardegna è concentrato su 3 delle 56 centrali censite da Terna. In particolare, queste sono la centrale termoelettrica Sarlux, la centrale termoelettrica di Fiume Santo gestita dalla EPH e la centrale termoelettrica Grazia Deledda gestita da Enel Produzione. Considerata l'incidenza di tali centrali sul comparto produttivo regionale, una sezione specifica è stata dedicata alla loro descrizione e all'analisi dell'evoluzione storica dei dati associati alla loro produzione.

### Centrale termoelettrica di Fiume Santo

La centrale termoelettrica di Fiume Santo produce energia elettrica dal processo di conversione termoelettrico di carbone e biomassa in co-combustione al carbone. La centrale è classificabile nella tipologia di centrali a vapore surriscaldato. Essa presenta due gruppi di conversione ciascuno di potenza nominale pari a 320 MW. Attualmente la capacità netta installata in esercizio è pari a 599 MW.

La centrale è ubicata all'interno dell'area industriale di Porto Torres, in località Capu Aspru, e ha un'estensione di 153 ettari. Le informazioni che seguono sono tratte dalle dichiarazioni ambientali pubblicate da EPH, società di gestione della centrale. In particolare, i dati sono aggiornati al 2024. Nello specifico vengono riportati i dati rilevanti ai fini dell'analisi del PEARS e relativi alla produzione energetica elettrica lorda e netta ai combustibili utilizzati e alle emissioni di CO<sub>2</sub> totali e specifiche associate alla produzione finale netta. Inoltre, allo scopo di valutare l'indice di utilizzo del sistema produttivo è stata stimato anche il fattore di utilizzo espresso in termini percentuali rispetto alla produzione annua netta potenziale

determinata dalla sua capacità netta. L'analisi dei dati riportati in Tabella 8 evidenzia che la produzione di energia elettrica ha registrato il suo massimo nel 2019 con un fattore di utilizzo del 63,5% per poi ridursi progressivamente e continuativamente sino a raggiungere nel 2024 il suo minimo di produzione con un fattore di utilizzo del 41%. Dal punto di vista ambientale si registra una modifica del fattore emissivo specifico dopo il 2021 con una significativa riduzione nel 2022 che successivamente è aumentato rispetto a quello del 2022 a seguito di una progressiva riduzione del fattore di utilizzo, mentendosi tuttavia sempre al di sotto dei valori registrati negli anni precedenti.

Tabella 8: Evoluzione dei principali parametri produttivi e ambientali della Centrale Fiume Santo nel periodo 2016-2024

|                                                    | 2024   | 2023   | 2022   | 2021     | 2020     | 2019   | 2018   | 2017   | 2016     |
|----------------------------------------------------|--------|--------|--------|----------|----------|--------|--------|--------|----------|
| Emissioni CO <sub>2</sub> [kton]                   | 2.165  | 2.277  | 2.944  | 2.391    | 3.083    | 3.318  | 3.160  | 3.514  | 2.535    |
| Fonte utilizzata: Carbone [kton]                   | 935    | 1.003  | 1.259  | 1.018    | 1.313    | 1.434  | 1.362  | 1.487  | 1.013    |
| Fonte utilizzata: Biomasse [kton]                  | 0      | 0      | 0      | 2        | 2        | 2      | 2      | 3      | 14       |
| Fonte utilizzata: Olio combustibile [kton]         | 2,8    | 2,9    | 3,42   | 2        | 1        | 2      | 2      | 2      | 5        |
| Autoconsumo [GWh]                                  | 340    | 330    | 418    | 359      | 448      | 458    | 438    | 479    | 356      |
| Energia elettrica lorda prodotta [GWh]             | 2.479  | 2.783  | 3.263  | 2.725    | 3.498    | 3.789  | 3.635  | 4.044  | 2.810    |
| Energia elettrica netta prodotta [GWh]             | 2.139  | 2.443  | 2.845  | 2.365    | 3.050    | 3.331  | 3.197  | 3.565  | 2.454    |
| Fattore emissivo specifico [gCO <sub>2</sub> /kWh] | 946,24 | 828,08 | 710,72 | 1.010,78 | 1.010,82 | 996,10 | 988,43 | 985,69 | 1.033,01 |
| Fattore di utilizzo della Capacità netta [%]       | 40,76% | 46,56% | 54,22% | 45,08%   | 58,13%   | 63,48% | 60,93% | 67,94% | 46,77%   |

### Centrale termoelettrica “Grazia Deledda”

La centrale termoelettrica “Grazia Deledda” produce energia elettrica dal processo di conversione termoelettrica di carbone e biomassa in co-combustione al carbone. La centrale presenta due gruppi di conversione la Sezione 3 denominata SU3 presenta un processo di conversione termoelettrico a vapore con caldaia alimentata a polverino di carbone. La SU3 è caratterizzata da una potenza nominale elettrica di 240 MW. La Sezione 2 denominata SU2, classificabile nella tipologia di centrali a vapore, adotta, per la conversione del combustibile in energia termica, un letto fluido circolante che le consente la co-combustione di biomasse e carbone. Ciascuna delle due sezioni presenta un proprio generatore di vapore. La SU2 è caratterizzata da una potenza nominale elettrica di 350 MW. Nel suo complesso la potenza nominale della centrale “Grazia Deledda” è pari a 570 MW.

La centrale è ubicata all'interno dell'area industriale di Portovesme nel comune di Portoscuso. Le informazioni che seguono sono tratte dalle dichiarazioni ambientali pubblicate dalla società Enel produzione gestore della centrale.

L'analisi dei dati riportati in Tabella 9 evidenzia che la produzione di energia elettrica ha registrato il suo massimo nel 2021 con un fattore di utilizzo del 28,4% per poi ridurre, progressivamente e continuativamente, la produzione sino a raggiungere nel 2024 un fattore di utilizzo del 19,2%. Dal punto di vista ambientale si registra fattore emissivo specifico sostanzialmente invariato in tutto il periodo in esame e pari mediamente a 1100 gCO<sub>2</sub>/kWh. Si evidenzia il ridotto fattore di utilizzo di tale tipo di centrale rispetto alla sua potenza nominale. Esso è inferiore rispetto a quello degli altri impianti produttivi simili alimentati dalla stessa fonte energetica primaria installati nella regione.

Tabella 9: Evoluzione dei principali parametri produttivi e ambientali della Centrale "Grazia Deledda" nel periodo 2016-2024

|                                                    | 2024     | 2023     | 2022     | 2021     | 2020     | 2019     | 2018     | 2017     | 2016     |
|----------------------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Emissioni CO <sub>2</sub> [kton]                   | 1.121,78 | 1.239,67 | 1.390,25 | 1.571,15 | 1.237,70 | 1.152,20 | 1.011,39 | 1.064,20 | 679,6    |
| Fonte utilizzata: Carbone [kton]                   | 477,38   | 529,982  | 607,596  | 669,87   | 528,761  | 480,547  | 414,228  | 442,337  | 260,65   |
| Fonte utilizzata: Biomasse [kton]                  | 601      | 10,115   | 24,042   | 35,173   | 47,593   | 67,672   | 50,586   | 62,739   | 47       |
| Fonte utilizzata: Olio combustibile [kton]         | 5,854    | 6,413    | 9,34     | 8,03     | 5,65     | 6,001    | 4,84     | 7,285    | 2,286    |
| Autoconsumo [GWh]                                  | 190      | 208      | 237      | 248      | 211      | 197      | 185      | 183      | 142      |
| Energia elettrica lorda prodotta [GWh]             | 1175     | 1.319    | 1.508    | 1.716    | 1.369    | 1.306    | 1.099    | 1.187    | 760      |
| Energia elettrica netta prodotta [GWh]             | 992      | 1.111    | 1.271    | 1.468    | 1.158    | 1.109    | 914      | 1.001    | 618      |
| Fattore emissivo specifico [gCO <sub>2</sub> /kWh] | 1.130,83 | 1.115,81 | 1.093,82 | 1.070,27 | 1.068,83 | 1.038,95 | 1.106,55 | 1.063,14 | 1.099,68 |
| Fattore di utilizzo della Capacità [%]             | 19,19    | 21,50%   | 24,59%   | 28,40%   | 22,41%   | 21,46%   | 17,68%   | 19,37%   | 11,96%   |

## Centrale termoelettrica Sarlux

La Centrale termoelettrica Sarlux costituisce una peculiarità del sistema produttivo elettrico regionale giacché il suo approvvigionamento energetico primario è strettamente connesso con il processo produttivo della Saras. La Saras è la società che gestisce il polo di raffinazione petrolifero sito a Sarroch. I residui del processo di raffinazione vengono utilizzati, a seguito di un processo di gassificazione, nell'impianto a ciclo combinato costituente la centrale termoelettrica Sarlux. L'impianto risulta particolarmente complesso e a causa della sua stretta integrazione con la raffineria e con altri siti produttivi chimici insistenti nel polo non può essere analizzato e comparato con gli stessi indicatori energetici utilizzati per le altre centrali termoelettriche.

La prima delle peculiarità di tale impianto è proprio il suo sistema di approvvigionamento. La materia prima utilizzata per l'alimentazione della centrale è un gas di sintesi (syngas) prodotto dalla gassificazione degli idrocarburi pesanti (TAR) provenienti dall'impianto di Visbreaking della Saras utilizzato per la raffinazione dei prodotti petroliferi grezzi. Il processo di gassificazione utilizzando TAR e ossigeno produce una miscela di contenente

principalmente CO, H<sub>2</sub>, e H<sub>2</sub>S. Il syngas viene poi trattato per eliminare totalmente i composti solforati che vengono trasformati in zolfo elementare. Il syngas così ottenuto è quindi utilizzato per produrre energia elettrica e termica, estraendo dalla miscela l'idrogeno utilizzato successivamente nel processo di raffinazione. Maggiori dettagli sono riportati nella sezione dedicata all'analisi termica industriale. Il gas di sintesi prodotto è inizialmente utilizzato per l'alimentazione di una turbina a gas e successivamente i gas di scarico vengono utilizzati per alimentare una caldaia per la produzione di vapore a media e bassa pressione utilizzato sia per alimentare le turbine a vapore sia per i processi interni della raffineria. L'impianto è caratterizzato da tre treni di generazione identici per una potenza nominale di 550 MWe. Pertanto, il processo di approvvigionamento della centrale Sarlux è strettamente integrato con il processo di raffinazione e gassificazione vincolandolo sia produttivamente sia dinamicamente. Allo scopo di identificare i principali indicatori energetici ed ambientali sono stati estratti dalle dichiarazioni ambientali i dati riportati in Tabella 10. Si precisa che a causa della forte integrazione tra il processo produttivo di raffinazione e di generazione dell'energia elettrica non è stato possibile identificare l'entità dell'autoconsumo essendo di difficile valutazione e, pertanto, il dato di riferimento considerato ai fini energetici elettrici è stato quello relativo all'energia prodotta netta, cioè immessa nella rete di trasmissione nazionale.

L'analisi dei dati riportati in Tabella 10 evidenzia che la centrale Sarlux è il principale produttore di energia elettrica della regione con una quota di generazione netta nel 2024 pari al 33%. Si evidenzia inoltre l'elevato coefficiente di utilizzo degli impianti generalmente superiore all'80% ad esclusione degli anni in cui sono state condotte le manutenzioni programmate. Si sottolinea inoltre la presenza di un'altra centrale di produzione interna al sito ed utilizzata sia per autoconsumo interno sia per l'erogazione di energia elettrica in rete per una quota media nel periodo 2018-2024 di circa 50 GWh/anno.

*Tabella 10: Evoluzione dei principali parametri produttivi e ambientali della Sarlux nel periodo 2016-2024*

|                                                    | 2024    | 2023    | 2022    | 2021    | 2020    | 2019    | 2018    | 2017    | 2016   |
|----------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Emissioni CO <sub>2</sub> associate IGCC [kton]    | 3.622,2 | 3.280,3 | 3.623,3 | 3.194,0 | 3.577,6 | 3.603,4 | 3.741,3 | 3.585,5 | 3838,6 |
| Fonte: Grezzo ingresso Saras [kton]                | 13.480  | 12.885  | 13.168  | 12.978  | 11.369  | 13.172  | 13.512  | 14.060  | 12.923 |
| Energia elettrica netta prodotta [GWh]             | 3.955   | 3.550   | 4.100   | 3.517   | 4.071   | 4.004   | 4.287   | 4.015   | 4.512  |
| Fattore emissivo specifico [gCO <sub>2</sub> /kWh] | 915,86  | 924,03  | 883,72  | 908,19  | 878,82  | 900,05  | 872,75  | 893,01  | 850,71 |
| Fattore di utilizzo della Capacità [%]             | 82,09%  | 73,68%  | 85,10%  | 72,99%  | 84,49%  | 83,10%  | 88,97%  | 83,33%  | 93,65% |

## Composizione per fonte di alimentazione del sistema di generazione elettrico

L'aggiornamento dello stato del sistema di generazione elettrica in Sardegna permette la definizione dell'attuale composizione del sistema di generazione e la rappresentazione per fonte di generazione della produzione elettrica in Sardegna nonché la determinazione di alcuni indicatori energetico ambientali quali il fattore emissivo specifico associato alla generazione elettrica della regione Sardegna. Riferendosi ai valori del 2024 la composizione della produzione energetica elettrica per fonte presenta la composizione riportata in Figure 26. Il valore delle emissioni specifiche è stato calcolato riferendosi al valore di energia netta immessa nel sistema energetico elettrico regionale riportato in Tabella 4 e deducendo il valore delle emissioni e della produzione della centrale "Grazia Deledda". Sulla base di tali assunzioni è stato stimato un livello di emissioni di CO<sub>2</sub> per l'intero comparto elettrico di circa 7 milioni di tonnellate. Pertanto, il fattore di emissioni specifiche stimato della produzione di energia elettrica in Sardegna nel 2024 è di 580gCO<sub>2</sub>/kWh. Tale valore risulta inferiore del 10% al valore registrato nel 2013 che era pari a 648gCO<sub>2</sub>/kWh ma ancora lontano dai valori medi nazionali. Tali valori saranno corroborati e affinati da studi di dettaglio in corso presso l'Università degli Studi di Sassari relativi alla valutazione del bilancio delle emissioni.

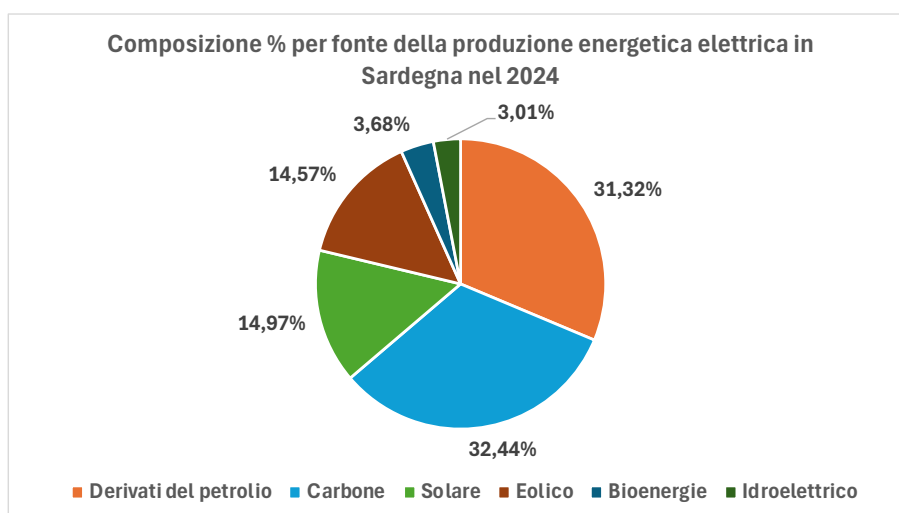


Figure 26: Composizione percentuale per fonte primaria della produzione netta di energia elettrica in Sardegna nel 2024

## Analisi delle caratteristiche di fornitura della potenza elettrica del parco di generazione

Definita la consistenza e la composizione del parco di generazione elettrico in esercizio in Sardegna assume, nell'ambito dell'analisi del sistema elettrico, un rilievo significativo la valutazione delle distribuzioni statistiche di potenza associate a ciascuna tipologia di fonte. Il sistema elettrico richiede che sia istante per istante garantito il bilanciamento tra le potenze prodotte, assorbite ed accumulate coerentemente con i vincoli di trasmissione esistenti. In caso di mancato bilanciamento il sistema ricorre a misure di compensazione attive e/o passive al fine di ristabilire la condizione di equilibrio. Considerata l'attuale configurazione di generazione caratterizzata da una percentuale del 49 % di potenza efficiente netta installata in Sardegna di tipo programmabile e del 51% di tipo intermittente e, tenuto conto che la capacità di tipo programmabile in esercizio è concentrata in tre centrali di produzione, è opportuno valutare quali siano, sulla base dei dati disponibili, le attuali modalità di esercizio di tali impianti. Infatti, le centrali in esercizio sono caratterizzate dall'utilizzo di tecnologie di conversione che presentano dinamiche di risposta specifiche e pertanto con ben definiti margini di flessibilità nella fornitura di servizi di potenza. Inoltre, la Sarlux a causa della sua peculiare configurazione e forma di approvvigionamento presenta margini di flessibilità limitati essendo la sua potenza di produzione strettamente vincolata ai parametri di gestione del processo di raffinazione. Allo scopo di valutare quale sia la distribuzione di potenza da parte di ciascuna tipologia di impianti di produzione è stata condotta un'analisi delle basi dati fornite da Terna relative ai profili di produzione orari associati alla potenza erogata sulla rete di trasmissione della Sardegna dagli impianti termoelettrici alimentati da Carbone, da prodotti derivati del petrolio, e dall'insieme degli impianti fotovoltaici, idroelettrici ed eolici insistenti sul territorio regionale.

La prima azione condotta è stata la scelta dell'annualità sulla quale svolgere l'indagine e la validazione del dato disponibile. La necessità di validare il dato orario disponibile con quello energetico consolidato, unitamente alla condizione occorsa nel 2023 di un arresto programmato della Raffineria Saras per manutenzioni programmate, ha condotto a svolgere l'analisi sui dati orari di potenza erogata relativi al 2023.

La base dati disponibile consente di riprodurre l'evoluzione oraria dei profili di produzione relativi al 2023.

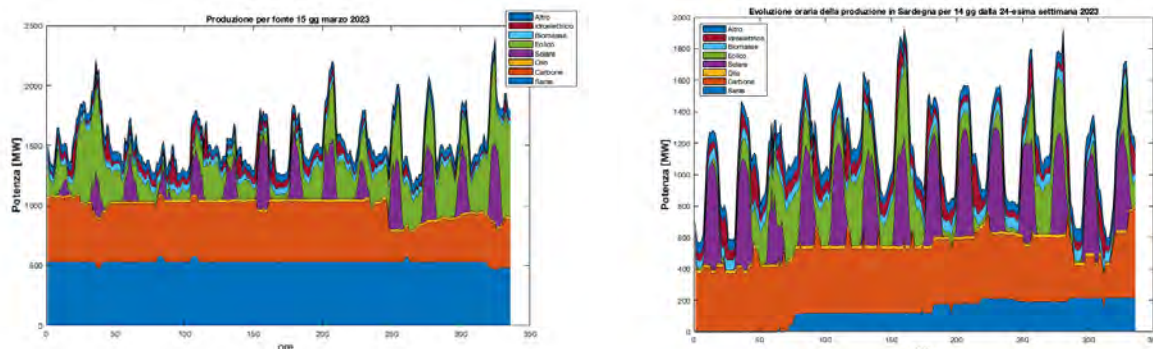


Figure 27: Riproduzione dei dati di potenza oraria per fonte di generazione relativa a 15 gg nel marzo 2023 e a seguito del riavvio della centrale Sarlux nella 24-esima settimana del 2023.

In Figure 27 sono riprodotti le evoluzioni delle potenze elettriche relative alle singole fonti energetiche riferite a specifici periodi dell'anno e durante la fase di riavvio della centrale Sarlux. Il dato disponibile è stato validato con successo utilizzando i dati statistici energetici di Terna rilevando per tutte le componenti di generazione (termoelettrico, idroelettrico, fotovoltaico ed eolico) presentano una ottima sovrapposizione con il dato statistico certificato. Considerata la mole dei dati e la loro variabilità, è stata sviluppata un'analisi delle distribuzioni statistiche sui profili di potenza i cui risultati sono di seguito riportati e commentati.

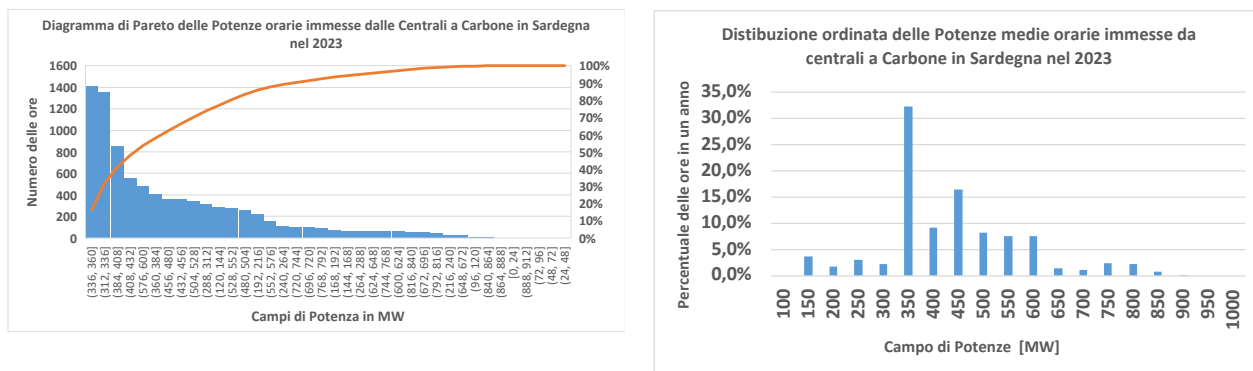


Figure 28: Diagrammi di Pareto e distribuzione ordinata delle occorrenze di potenza oraria generata dalle centrali termoelettriche alimenta da Carbone delle Sardegna nel 2023.

L'analisi della distribuzione oraria delle potenze delle centrali a carbone operanti in Sardegna è riportata in Figure 28 evidenzia che a fronte di una potenza nominale ad esse associate di 1170 MW il loro esercizio è compreso per 81,4 % delle ore dell'anno in un intervallo di potenza compreso tra 300 e 600 MW. Tali centrali sono state esercitate continuativamente per tutto il 2023 e hanno svolto un ruolo di regolazione e bilanciamento essendo state utilizzate, seppur per periodi limitati, sia in un intervallo di potenza tra 100 e

250 MW (10,6% delle ore anno) che in un intervallo di potenza compreso tra 600 e 900 MW (8,1% delle ore anno).

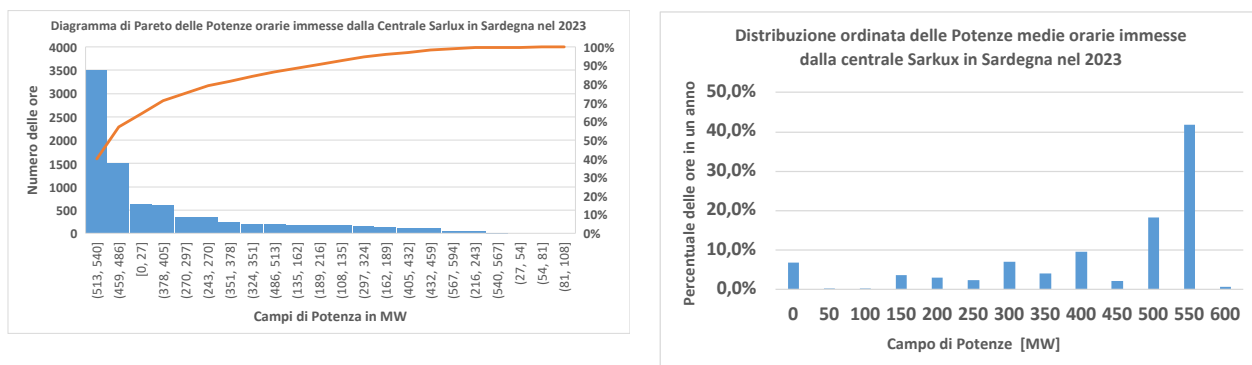


Figure 29: Diagrammi di Pareto e distribuzione ordinata delle occorrenze di potenza oraria generata dalla centrale Sarlux alimentata da derivati petroliferi in Sardegna nel 2023.

L'analisi della distribuzione di potenza della Centrale Sarlux è stata condotta in un anno in cui è stato eseguito un fermo impianto programmato per opere di manutenzione. Si ritiene che le valutazioni in tali condizioni assumano un rilievo per la pianificazione giacché consentono di valutare il livello di affidabilità del sistema energetico elettrico in una condizione critica quale quello della mancanza di un apporto pianificato di una centrale termoelettrica rilevante.

L'analisi della base dati illustrata in Figure 29 evidenzia che il fermo impianto si è protratto per 24 giorni pari a 600 ore preceduto e seguito da un processo di fermata e riavvio degli impianti in cui la disponibilità di potenza è stata inferiore a quelle nominali, compresa tra i 100 e 450 MW (30% delle ore anno). Successivamente la centrale è entrata in esercizio erogando una potenza elettrica in un campo di potenza compreso tra 450 e 550 MW per il 62% delle ore anno.

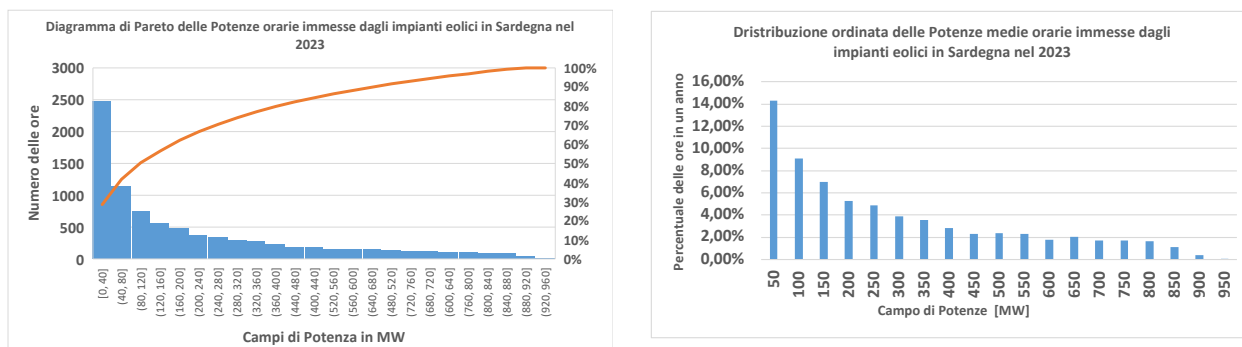


Figure 30: Diagrammi di Pareto e distribuzione ordinata delle occorrenze di potenza oraria generata dall'aggregato di impianti eolici in Sardegna nel 2023.

La distribuzione delle potenze erogate dal parco di generazione eolico aggregato della Sardegna è riportato nella Figure 30. Questo evidenzia che per circa il 46% delle ore dell'anno la potenza cumulata degli impianti eolici sia stata inferiore a 50 MW a fronte di una potenza efficiente lorda di 1168,8 MW. La distribuzione di potenza generata nel resto dell'anno evidenzia una distribuzione percentuale uniforme della potenza in un intervallo di potenza compresa 150 e 600 MW con un'occorrenza di valori superiori a 600 MW per 8,55% delle ore dell'anno con un valore di picco orario pari a 950 MW.

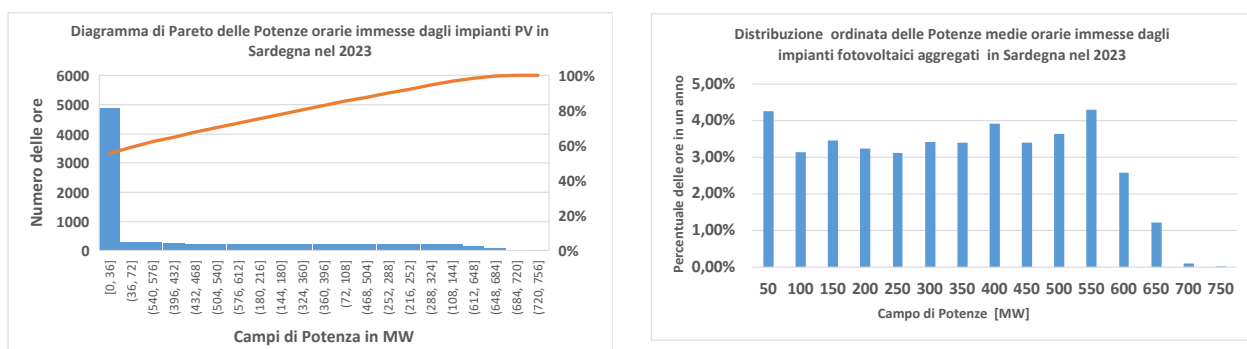


Figure 31: Diagrammi di Pareto e distribuzione ordinata delle occorrenze di potenza oraria generata dall'aggregato di impianti fotovoltaici in Sardegna nel 2023.

La distribuzione delle potenze fotovoltaiche aggregate presenta come attesa un'evoluzione simile a quella associata alla produzione eolica e in particolare per il circa 57% delle ore dell'anno la potenza aggregata fotovoltaica assume valori nulli per poi assumere una distribuzione pressoché uniforme nel campo delle potenze comprese tra 50 e 600 MW per una percentuale di ore anno pari al 42% a fronte di una potenza efficiente lorda di 1360,1 MW. IL valore di picco registrato nel 2023 è stato di 750 MW rispetto al valore di 1360 MW installati

Da tale analisi emergono chiaramente elementi tecnici di valutazione. La generazione programmabile sta svolgendo un ruolo di fornitura della componente di base della potenza elettrica richiesta dal sistema energetico elettrico sardo e una azione di regolazione con dinamiche definite dai limiti operativi dalle caratteristiche tecnologiche. La produzione da fonte fossile sta progressivamente diminuendo. La generazione rinnovabile pur essendo prevedibile, con definiti margini di incertezza, introduce nel sistema energetico elettrico una componente di generazione intermittente aggregata e caratterizzata da un ampio campo di variabilità e da una disponibilità oraria nell'arco dell'anno che è di circa il 50%. Tali

valutazioni si basano sull'osservazione di dati misurati e pubblicati relativi allo stato del sistema energetico elettrico.

Pertanto, una corretta pianificazione energetica elettrica, soprattutto in un sistema debolmente interconnesso come quello sardo, deve considerare e valutare tali elementi preventivamente allo scopo verificare se il livello di flessibilità raggiungibile dal sistema energetico elettrico sia in grado di gestire l'incremento pianificato di penetrazione delle fonti rinnovabili garantendone tecnicamente la sicurezza e la qualità.

### *Aggiornamento della Capacità di Generazione installata in Sardegna nel 2025*

Sulla base dei dati disponibili sulla piattaforma Gaudi, al 31 dicembre 2025, si rilevano in Sardegna 75.541 impianti di generazione: 74.543 connessi alla rete di Bassa Tensione (BT), 922 connessi sulla Media Tensione (MT) ed i restanti 76 connessi sull'Alta Tensione (AT). Analizzando la capacità installata totale, pari a 6.283 MW, la quota maggiore è connessa sull'AT (4.540 MW), seguita dagli impianti connessi sulla MT (1.185 MW) e sulla BT (557 MW).

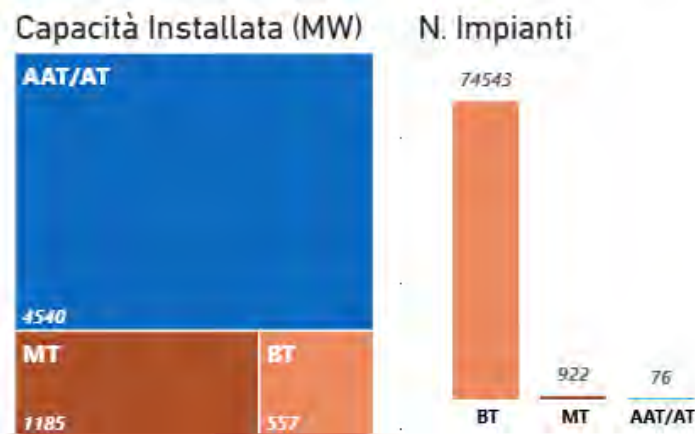


Figure 32: Capacità Installata in Sardegna nel 2025 per livello di tensione di esercizio e numerosità degli impianti Fonte: Gaudi.

Relativamente alla distribuzione per fonte si registra che:

- la capacità termoelettrica ammonta a 2.367 MW, circa il 38% della totale;
- la capacità solare ammonta a 2.035 MW, circa 32% della totale;
- la capacità l'eolica ammonta a 1.210 MW, circa il 19% della totale;
- la capacità l'idroelettrica ammonta a 537 MW, circa il 9% della totale;
- la capacità impianti a biomasse ammonta a 133 MW, circa il 2% della totale.

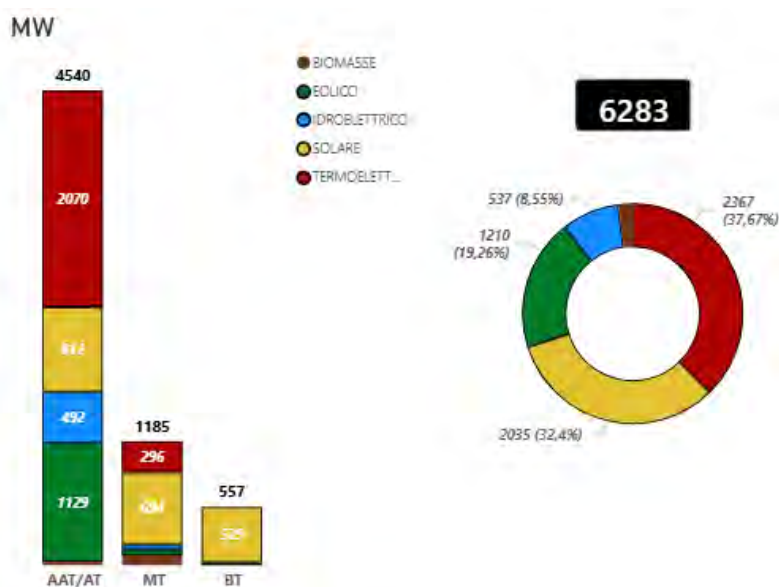


Figure 33: Capacità Installata in Sardegna nel 2025 classificata per fonte energetica. Fonte:Gaudi.

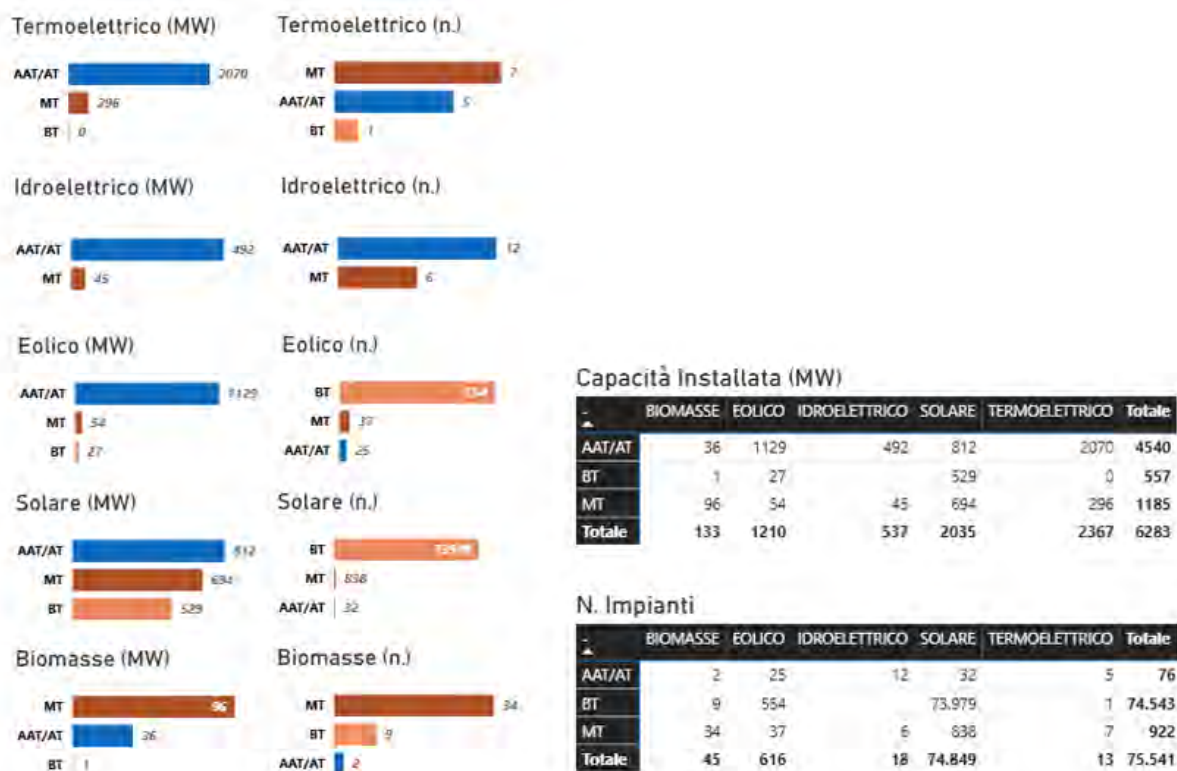


Figure 34: Capacità Installata in Sardegna nel 2025 classificata per fonte energetica e per livello di tensione. Fonte:Gaudi.

Le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), con 75.483 impianti, presentano una capacità installata pari a 3.916 MW (pari al 62% del parco di generazione della regione Sardegna), così composta:

- circa il 52% da fonte solare (2.035 MW);
- circa il 31% da fonte eolica (1.210 MW);

- circa il 14% da fonte idroelettrica (537 MW);
- circa il 3% da fonte termoelettrica rinnovabile (133 MW), che converte calore da fonti sostenibili (i.e. biomasse) in energia elettrica.

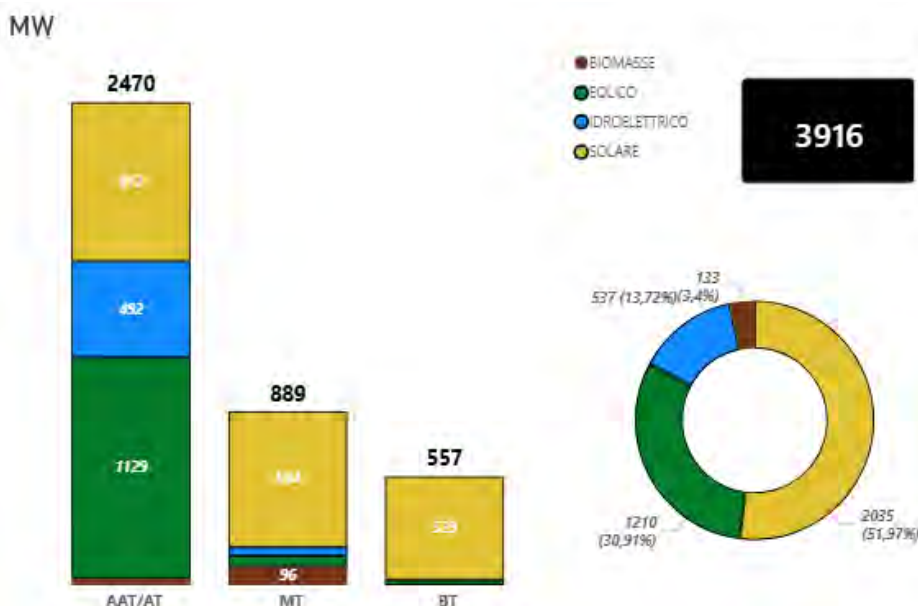


Figure 35: Capacità installata in Sardegna nel 2025 relativa alle fonti energetiche rinnovabili distinta per tensione di allaccio. Fonte:Gaudi.

Analizzando il trend di entrata in esercizio degli impianti FER, si osserva come il parco eolico della Sardegna si sia costituito principalmente tra il 2000 ed il 2011, mentre il parco solare si sia sviluppato dal 2010 ad oggi, con una flessione tra il 2014 ed il 2017, in particolare degli impianti connessi alla rete AT.

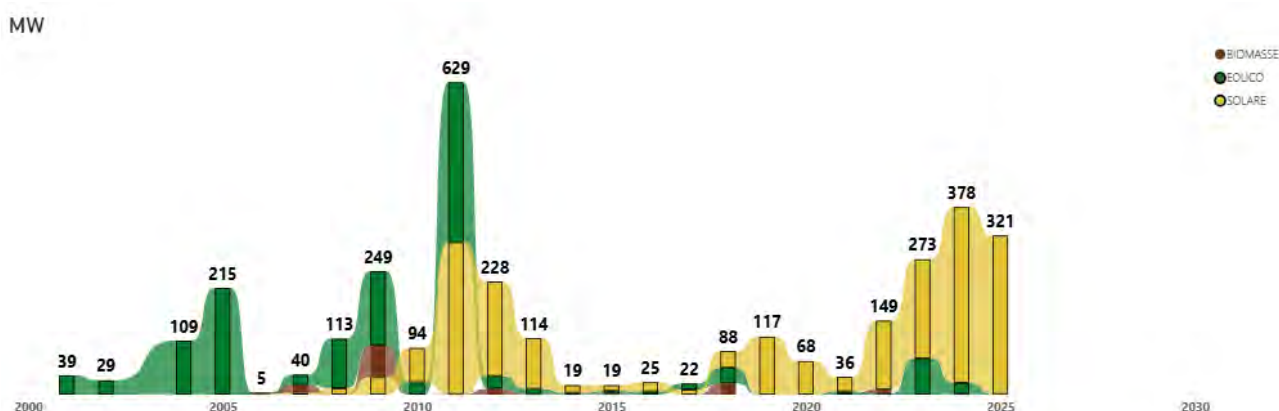


Figure 36: Evoluzione temporale della capacità rinnovabile installata in Sardegna dal 2000 al 2025. Fonte:Gaudi.

La distribuzione degli impianti su base provinciale vede l'installato – comprensivi degli impianti termoelettrici (es. Centrale di Fiumesanto, Sulcis e Sarlux) – maggiore nelle province di Sassari (1905 MW), Cagliari (1635 MW) e Sud Sardegna (1257 MW), seguite dalle province di Nuoro e Oristano.

Con riferimento alle sole FER, la provincia di Sassari continua ad essere quella con maggior installato, seguita da quella di Nuoro, Cagliari, Sud Sardegna e Oristano.

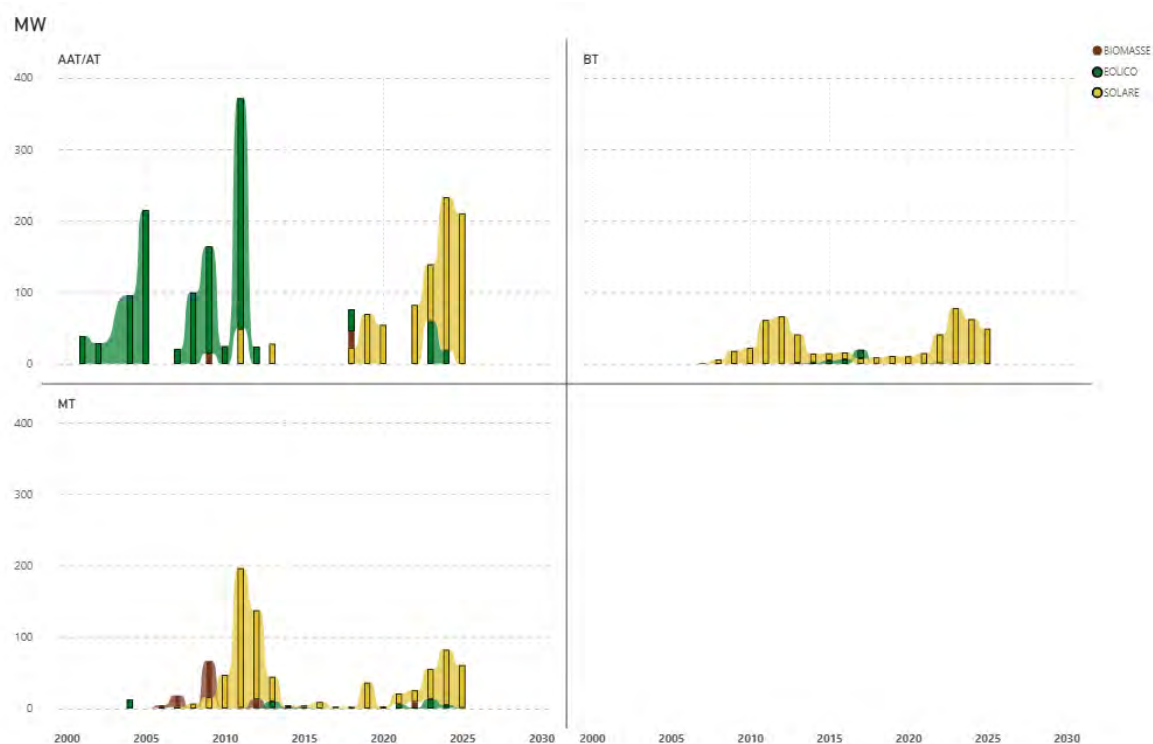


Figure 37: Evoluzione temporale della capacità rinnovabile installata in Sardegna dal 2000 al 2025 distinta per livello di tensione di allaccio. Fonte:Gaudi.

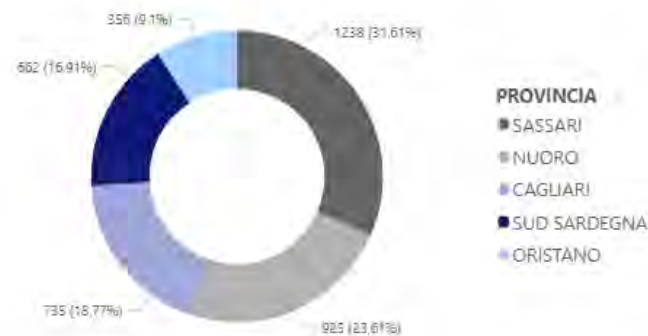
Tabella 11: Capacità installata - Dettaglio per provincia

| Capacità Installata (MW) |          |        |               |        |                |        |
|--------------------------|----------|--------|---------------|--------|----------------|--------|
| PROVINCIA                | BIOMASSE | EOLICO | IDROELETTRICO | SOLARE | TERMOELETTRICO | Totale |
| <b>SASSARI</b>           | 8        | 650    | 44            | 536    | 667            | 1905   |
| AAT/AT                   |          | 601    | 39            | 191    | 666            | 1497   |
| MT                       | 7        | 36     | 6             | 182    | 1              | 233    |
| BT                       | 0        | 12     |               | 163    |                | 175    |
| <b>CAGLIARI</b>          | 39       | 46     | 3             | 646    | 900            | 1635   |
| AAT/AT                   | 23       | 45     |               | 475    | 793            | 1336   |
| MT                       | 17       | 1      | 3             | 75     | 107            | 203    |
| BT                       |          | 0      |               | 96     |                | 96     |
| <b>SUD SARDEGNA</b>      | 26       | 273    | 48            | 314    | 595            | 1257   |
| AAT/AT                   | 13       | 256    | 16            | 43     | 595            | 923    |
| MT                       | 13       | 10     | 32            | 146    |                | 200    |
| BT                       | 0        | 8      |               | 126    |                | 134    |
| <b>NUORO</b>             | 56       | 134    | 408           | 326    | 187            | 1111   |
| AAT/AT                   |          | 128    | 404           | 103    |                | 635    |
| MT                       | 56       | 1      | 4             | 141    | 187            | 389    |
| BT                       | 0        | 5      |               | 82     | 0              | 87     |
| <b>ORISTANO</b>          | 4        | 107    | 34            | 213    | 18             | 374    |
| MT                       | 4        | 5      |               | 150    | 2              | 161    |
| AAT/AT                   |          | 99     | 34            |        | 16             | 149    |
| BT                       | 0        | 2      |               | 63     |                | 65     |
| <b>Totale</b>            | 133      | 1210   | 537           | 2035   | 2367           | 6283   |

Tabella 12: Capacità rinnovabile installata per provincia in Sardegna

Capacità Installata (MW)

| PROVINCIA           | BIOMASSE | EOLICO | IDROELETTRICO | SOLARE | Totale |
|---------------------|----------|--------|---------------|--------|--------|
| <b>SASSARI</b>      | 8        | 650    | 44            | 536    | 1238   |
| AAT/AT              |          | 601    | 39            | 191    | 831    |
| MT                  | 7        | 36     | 6             | 182    | 232    |
| BT                  | 0        | 12     |               | 163    | 175    |
| <b>NUORO</b>        | 56       | 134    | 408           | 326    | 925    |
| AAT/AT              |          | 128    | 404           | 103    | 635    |
| MT                  | 56       | 1      | 4             | 141    | 202    |
| BT                  | 0        | 5      |               | 82     | 87     |
| <b>CAGLIARI</b>     | 39       | 46     | 3             | 646    | 735    |
| AAT/AT              | 23       | 45     |               | 475    | 543    |
| BT                  |          | 0      |               | 96     | 96     |
| MT                  | 17       | 1      | 3             | 75     | 96     |
| <b>SUD SARDEGNA</b> | 26       | 273    | 48            | 314    | 662    |
| AAT/AT              | 13       | 256    | 16            | 43     | 328    |
| MT                  | 13       | 10     | 32            | 146    | 200    |
| BT                  | 0        | 8      |               | 126    | 134    |
| <b>ORISTANO</b>     | 4        | 107    | 34            | 213    | 356    |
| MT                  | 4        | 5      |               | 150    | 159    |
| AAT/AT              |          | 99     | 34            |        | 132    |
| BT                  | 0        | 2      |               | 63     | 65     |
| <b>Totale</b>       | 133      | 1210   | 537           | 2035   | 3916   |



## L'Infrastruttura di dispacciamento dell'energia elettrica in Sardegna

Il sistema energetico elettrico per consentire il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta verso le utenze utilizza una infrastruttura elettrica che svolge le funzioni di trasmissione e distribuzione affinché l'energia elettrica possa essere fornita nei tempi, nelle quantità e nei luoghi richiesti dalle utenze con una qualità di fornitura definita da standard europei.

L'infrastruttura elettrica in Sardegna si è sviluppata nel tempo in maniera tale da rispondere alle richieste dell'utenza seguendo scenari evolutivi coerenti con le strategie energetiche europee, nazionali e regionali. Pertanto, lo sviluppo delle infrastrutture energetiche elettriche assume un rilievo fondamentale nei processi di pianificazione giacché costituisce un presupposto affinché l'energia elettrica prodotta possa essere efficientemente dispacciata in sicurezza e continuità a condizioni economicamente ed ambientalmente sostenibili. Il sistema infrastrutturale elettrico in questi ultimi anni è stato e sarà oggetto di una profonda trasformazione in considerazione dell'incidenza che l'uso del vettore elettrico ha e avrà nel prossimo futuro. Nello specifico il sistema di trasmissione e distribuzione deve adeguarsi alle mutate condizioni e ai mutati scenari di generazione che vedono e vedranno una produzione di energia sempre più diffusa, intermittente e associata a fonti di tipo rinnovabile con una progressiva transizione di alcuni settori della domanda di energia dalla fonte primaria fossile verso quella elettrica. In tale contesto, l'infrastruttura originaria basata su metodologia di gestione di centralizzata e monodirezionale (dal produttore verso l'utilizzatore) richiede e richiederà una profonda revisione. In tale contesto il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) e il principale operatore della rete di distribuzione regionale (Enel distribuzione) hanno predisposto piani di sviluppo per far fronte alla prevista trasformazione del sistema elettrico nazionale e regionale.

### *La rete di Alta e Altissima Tensione*

La struttura del sistema elettrico sardo in alta tensione (AT) e altissima tensione (AAT) è illustrata nella figura seguente.

Esso è costituito approssimativamente da 4.357 km di linee (5.104 km equivalenti) a differenti livelli di tensione: 380, 220 e 150 kV, oltre a limitate porzioni a 70 kV e 29 Stazioni Elettriche (SE). 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.

La Sardegna è collegata elettricamente con il continente attraverso due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) e SA.CO.I.2 (Sardegna-Corsica-Italia). Un ulteriore collegamento in corrente alternata, denominato SAR.CO., collega la Sardegna e la Corsica.

Si riporta di seguito un dettaglio per livello di tensione:

- Rete a 380 kV composta da un'unica dorsale che interconnette le SE di Selargius, Rumianca, Cagliari Sud, Sarlux, Ittiri, Fiumesanto e Codrongianos. Il tratto più lungo della dorsale, linea 380 kV Selargius-Ittiri (circa 155 km), collega il nord della Sardegna (stazione di Fiumesanto) alla zona sud dell'Isola, ed in particolare alla zona industriale di Cagliari.
- Rete a 220 kV comprende un anello che connette il polo industriale di Portoscuso/Sulcis alla stazione di Codrongianos, richiudendosi nel nodo elettrico di Taloro.
- Rete a 150 kV comprende Stazioni Elettriche Terna e Cabine Primarie (CP) del DSO E-Distribuzione e di Terzi; tale rete, nonostante il livello di tensione che solitamente sul perimetro nazionale presenta funzioni di consegna, nel caso della Sardegna, effettua anche funzioni di trasporto.
- Rete a 70 kV comprende una ridotta porzione di rete nell'area del nuorese.



Figure 38: Rete di Trasmissione in Sardegna

Tra tutte le aree elettriche italiane, la Sardegna risulta essere quella con il maggior numero di tipologie di impianti speciali in gestione, come meglio descritto di seguito.

- Collegamenti HVDC (SA.PE.I. e SA.CO.I.2)
- Collegamenti HVAC con l'estero
- SAR.CO
- Impianti storage
- Storage Lab della S/E Codrongianos

- Compensatori Sincroni per un totale di 1250 MVA (3 compensatori sincroni presso S/E Codrongianos e 2 compensatori sincroni presso S/E Selargius)

### **Collegamenti in corrente continua (HVDC)**

I collegamenti sottomarini in corrente continua (HVDC) sono sistemi di trasmissione di energia elettrica progettati per trasportare grandi quantità di energia attraverso cavi sottomarini posati sul fondale marino. Utilizzando la corrente continua anziché quella alternata, questi collegamenti consentono di minimizzare le perdite di energia su lunghe distanze e di stabilizzare il flusso energetico tra regioni diverse.

In Italia, due esempi rilevanti di queste infrastrutture sono il SA.CO.I (Sardegna-Corsica-Italia) e il SA.PE.I (Sardegna-Penisola Italiana).

Il SA.CO.I, operativo dal 1967, è un collegamento HVDC che connette:

- Sardegna (Codrongianos-S. Teresa di Gallura)
- Corsica (Bonifacio – Lucciana – Bastia)
- Toscana (Salivoli – Suvereto)



Figure 39: HVDC SA.CO.I.2

Tale collegamento permette il trasferimento di energia tra le isole e il continente, contribuendo alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Inoltre, il SA.CO.I è il primo collegamento tri-terminale HVDC al mondo. Esso è un collegamento di natura mista in quanto le linee di polo sono costituite da una tratta aerea (c.a. 264 km) e da una tratta in cavo (121 km). Cronologicamente parlando, nel 1967 nasce il SA.CO.I 1, collegamento inizialmente bi-terminale che aveva lo scopo di connettere le stazioni di conversione di Codrongianos e San Dalmazio. Era caratterizzato da una tensione di 200 kV con una potenza di 200 MW e una corrente di 1000 A. Successivamente, nel 1988 diventa il primo collegamento HVDC tri-terminale al mondo, consentendo la connessione tra Sardegna, Corsica e Toscana. Nei primi anni '90, approssimativamente tra il 1990 e il 1992, avviene l'evoluzione al SA.CO.I 2. Il cambiamento principale è consistito nella modifica della tecnologia delle valvole ai vapori di mercurio, che venne sostituita da quelle a tiristore. Tale cambiamento ha permesso di modificare le sue caratteristiche nominali:

- Tensione 200 kV;
- Potenza: 300 MW scambiata tra i terminali di Codrongianos e Suvereto, con spillamento a Lucciana (Corsica) di 50 MW;
- Corrente: 1500 A.

Il secondo collegamento sottomarino è il SA.PE.I. (Sardegna-PenIsola Italiana). Questo è uno dei più importanti collegamenti in corrente continua ad alta tensione (HVDC) in Europa, concepito per migliorare la connessione tra la rete elettrica della Sardegna e quella della penisola italiana. Completato nel 2011, il SA.PE.I. rappresenta una delle opere di ingegneria elettrica sottomarina più complesse e ambiziose realizzate in Italia, con l'obiettivo di aumentare l'affidabilità del sistema elettrico nazionale e facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili.

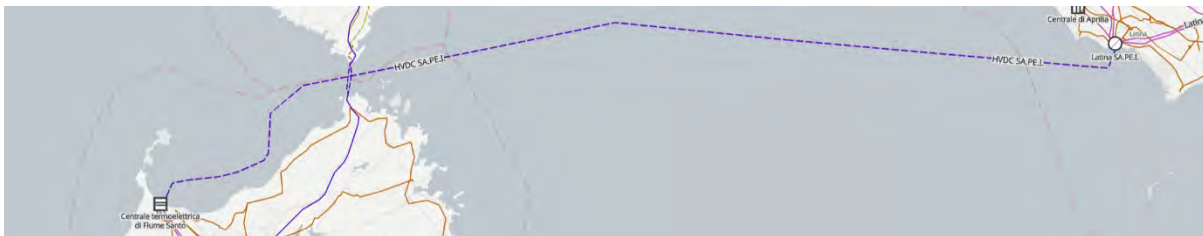


Figure 40: HVDC SA.PE.I.

Il collegamento è composto da due cavi sottomarini indipendenti, ciascuno lungo circa 435 km, che si estendono tra la stazione di conversione HVDC di Fiume Santo (Sardegna) e quella di Latina (Lazio). I cavi, che attraversano il Mar Tirreno, raggiungono una profondità massima di circa 1.640 metri, la più profonda mai raggiunta da un sistema HVDC bipolare. Questa profondità estrema ha richiesto soluzioni ingegneristiche avanzate per affrontare sfide come l'elevata pressione, la temperatura variabile e la corrosione marina. Dal punto di vista elettrico, il SA.PE.I. utilizza una configurazione bipolare HVDC a  $\pm 500$  kV, che consente di trasmettere fino a 1.000 MW di potenza con una maggiore efficienza rispetto ai sistemi HVAC (corrente alternata ad alta tensione). La tecnologia HVDC risulta essere particolarmente vantaggiosa per le trasmissioni a lunga distanza e attraverso barriere naturali, come i fondali marini, in quanto riduce le perdite per effetto Joule e minimizza la reattanza capacitiva, che nei sistemi HVAC può limitare l'efficacia della trasmissione su lunghe distanze. Questo permette al SA.PE.I. di mantenere un'efficienza energetica elevata, con perdite complessive di trasmissione inferiori al 3%, assicurando un utilizzo ottimale dell'energia trasmessa.

### **Collegamenti HVAC con l'estero**

Il SAR.CO (SARdinia-Corsica) è un sistema di interconnessione elettrica in corrente alternata ad alta tensione (HVAC) che collega la Sardegna alla Corsica. Il collegamento SAR.CO, in particolare, facilita lo scambio di energia tra la Sardegna e la Corsica, contribuendo a bilanciare il carico e a ottimizzare l'uso delle risorse energetiche rinnovabili. Dal punto di vista tecnico, il SAR.CO utilizza un cavo sottomarino HVAC a 150 kV, che consente la trasmissione di energia in corrente alternata, il tipo di corrente comunemente utilizzato nelle reti di distribuzione elettrica. A differenza dei collegamenti HVDC, che sono più indicati per la trasmissione su lunghe distanze, il collegamento HVAC del SAR.CO è ottimizzato per distanze più brevi e per mantenere la sincronizzazione con le reti locali delle due isole. Il cavo è progettato per una capacità di trasporto di circa 100 MW, sufficiente a garantire un flusso bidirezionale di energia tra Sardegna e Corsica, adattandosi alle variazioni di domanda e offerta di energia

### ***Compensatori Sincroni***

Tra le tecnologie di impianti speciali, il sistema elettrico sardo è dotato di 5 compensatori sincroni per un totale di 1.250 MVA: 3 macchine sono installate nella stazione di Codrongianos e due nella stazione di Selargius.

Il compensatore sincrono è costituito, a differenza dei generatori delle centrali di produzione, da un alternatore senza motore primo. Collegato alla rete elettrica, permette di regolare in maniera continua e con elevata precisione la potenza reattiva scambiata con la rete al fine di migliorare i profili di tensione della rete AT e contribuisce alla potenza di cortocircuito della rete, limitando i buchi di tensione durante i guasti in rete. È inoltre in grado di fornire un importante contributo di inerzia alla rete elettrica rendendola maggiormente stabile e smorzando le variazioni improvvise di frequenza. Le ultime installazioni, *i.e.* i due compensatori a Selargius e l'ultimo a Codrongianos, sono dotati di un "sistema volano", un'innovazione progettata per aumentare l'inerzia del sistema rotante.

La rete di distribuzione in Sardegna è gestita prevalentemente da Enel Distribuzione. Vi sono due reti municipali nel Comune di Benetutti e Berchidda. La rete di distribuzione consente il dispacciamento capillare dell'energia elettrica e presenta la consistenza riportata in Tabella 13. L'analisi comparativa con i dati del 2014 evidenzia un potenziamento sia della rete di distribuzione in MT (+3,7%) sia di quella in BT(+3,1%). Inoltre, il sistema è corredato da 10.163 cabine di trasformazione secondarie per la conversione MT/BT e 1.865 punti di ricarica pubblica per veicoli elettrici di cui 77 con potenza nominale uguale o superiore a 100kW.

Tabella 13: Consistenza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione della regione Sardegna (fonte Enel Distribuzione)

|                   | 2006   | 2014   | 2024   |
|-------------------|--------|--------|--------|
| Media Tensione km | 17.533 | 18.374 | 19.058 |
| Bassa Tensione km | 34.360 | 37.763 | 38.949 |

## Analisi degli scambi fisici di energia elettrica

La conoscenza delle modalità operative dei flussi di energia elettrica tra la Sardegna e le altre zone di mercato in cui è suddivisa l'Italia e verso la Corsica assume una rilevanza fondamentale per comprendere quali sono, allo stato attuale, i vincoli e le modalità di gestione del sistema elettrico sardo in importazione ed in esportazione. Inoltre, la conoscenza dei flussi fisici assume una valenza per la validazione della modellizzazione del sistema energetico elettrico e per la valutazione delle potenziali evoluzioni del mercato considerati gli interventi di potenziamento infrastrutturali programmati.

A tale scopo sono stati inizialmente analizzati gli scambi fisici registrati e riportati sui portali Terna e dell'ENTSO-E. Preliminarmente è stata verificata la corrispondenza delle basi dati con i dati dei report statistici di Terna in termini energetici. Validato il dato sono stati analizzati le evoluzioni temporali ed è stato accertato che per alcuni anni il dato disaggregato non risultava essere completo. In particolare, per il 2022 i flussi di potenza orari transitati sul Sa.Co.I non erano completi. Tuttavia, sono stati riportati allo scopo di poter avere una visione completa dell'informazione. Come strumento di valutazione sono stati utilizzati i diagrammi di durata che sono riportati in Figure 41. Essi riportano i valori di potenza registrati nel 2022, 2023 e 2024 transitanti sul Sa.Pe.I. e sul Sa.Co.I.. I valori sono stati ordinati in ordine crescente e rappresentati su un asse temporale che riporta tutte le ore di un anno pari a 8760. Da tali diagrammi si rileva che il Sa.Pe.I. ha operato in importazione di energia elettrica nel 2022 e 2023 per circa 1200 ore all'anno ( 13,7% all'anno) e per 3000 ore nel 2024 (34,3% all'anno) con potenze che raramente hanno superato i 400MW mentre ha operato in esportazione per le altre ore dell'anno con un campo di utilizzo sino ai 900 MW cioè l'intero campo di potenza disponibile. Per quanto riguarda il Sa.Co.I si rileva che per gli anni in cui il dato è completo il suo utilizzo sia diverso con la presenza di periodi in cui la potenza in transito sia nulla e valori di potenza scambiata, soprattutto nel 2024 ben al di sotto della sua potenza nominale. Indice di raggiungimento di una condizione operativa limitata a causa del suo lungo periodo di esercizio.

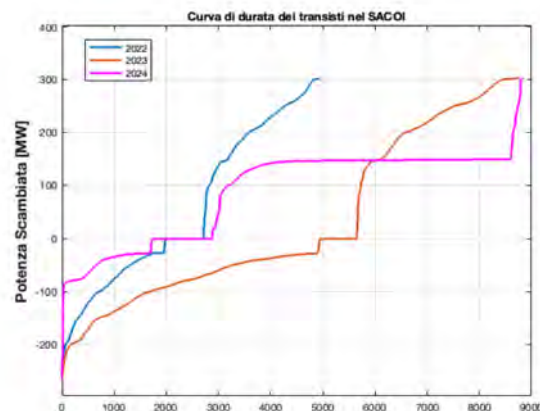
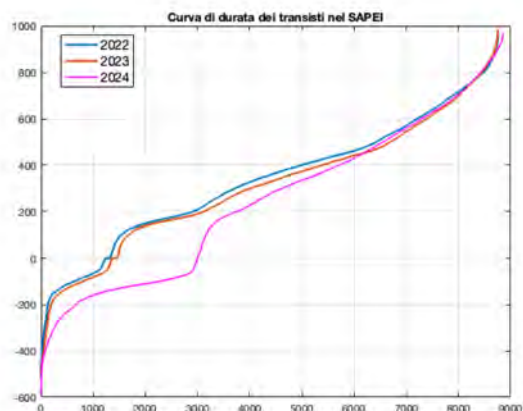


Figure 41: Diagrammi di durata dei flussi fisici di potenza sul Sa.Pe.I. e sul Sa.co.i nel 2022, 2023 e 2024.

## L'infrastruttura di accumulo dell'Energia Elettrica in Sardegna

Il sistema energetico elettrico deve soddisfare specifiche condizioni di bilanciamento allo scopo di garantirne il corretto esercizio. In particolare, il manifestarsi di una condizione di sbilanciamento tra la potenza assorbita e quella erogata deve essere compensato con una serie di azioni programmate e volte a ristabilire la condizione di bilanciamento. Le cause per cui tali condizioni di sbilanciamento possono manifestarsi sono molteplici; tuttavia, il sistema elettrico è strutturato allo scopo di poter rispondere prontamente reagendo alle condizioni di sbilanciamento attraverso regolazioni della potenza generata/immagazzinata ricorrendo, grazie alle interconnessioni, al supporto degli altri sistemi elettrici a cui è collegato.

La maggior parte delle azioni di regolazione utilizzate sino ad ora si basano sull'utilizzo di una potenza di riserva prontamente disponibile quali: la fornitura di una percentuale della potenza nominale delle centrali operativa destinata alla funzione di regolazione (a salire o a scendere); l'utilizzo di sistemi di generazione di riserva a pronto avvio (a salire) o sistemi di accumulo (a salire o a scendere).

L'attività di immagazzinamento dell'energia elettrica è stata condotta sino ad ora prevalentemente con impianti idroelettrici. Essi possiedono la capacità di assorbire energia durante la fase di accumulo (pompaggio) comportandosi come dei carichi regolabili e di erogare energia durante la fase di scarica (turbina) comportandosi come dei generatori regolabili. Questa proprietà li rende ideali per la regolazione giacché possono comportarsi sia come carichi che generatori variabili con dinamiche di intervento particolarmente elevate e perdite energetiche elettriche limitate proprio in virtù della

possibilità di accumulare energia durante il funzionamento da carico equivalente ed erogare l'energia accumulata durante la fase di generazione. Recentemente, grazie allo sviluppo delle tecnologie di accumulo elettrochimico e al raggiungimento di fattori di scala significativi, dovute all'azione trainante della mobilità elettrica, l'accumulo elettrochimico per la fornitura di servizi energetici è diventata un'alternativa. I vantaggi nell'utilizzo di tale tecnologia sono molteplici quali la scalabilità, la modulabilità, le dinamiche di intervento, i tempi di realizzazione e la progressiva riduzione dei costi. Tuttavia, sussistono criticità di natura tecnica e gestionale e tempi di durata associati ai fenomeni di invecchiamento ancora troppo limitati se confrontati con quelli delle centrali idroelettriche di pompaggio.

Attualmente l'attività di bilanciamento della potenza nel sistema elettrico sardo viene svolta utilizzando i margini di regolazione delle centrali termoelettriche, le centrali idroelettriche di pompaggio la regolazione dei flussi di potenza attraverso le interconnessioni.

Il principale sistema di accumulo energetico è costituito dall'impianto idroelettrico del Taloro. L'impianto idroelettrico di pompaggio del Taloro è stato realizzato tra il 1972 e il 1978 utilizzando il dislivello esistente tra i laghi artificiali di Gusana e Cucchinadorza, posti in serie e ubicati rispettivamente alle testate degli impianti idroelettrici Cucchinadorza e Badu Ozzana, entrati in servizio nel 1961 e nel 1962.

L'impianto idroelettrico del Taloro è reversibile, cioè viene anche utilizzato per pompare l'acqua dal lago a quota inferiore a quello a quota superiore, accumulando così l'energia elettrica sotto forma di energia potenziale. Nei momenti di bisogno l'acqua viene turbinata.

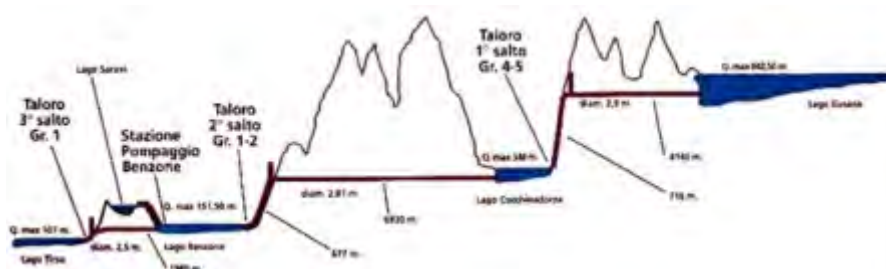


Figure 42: Prospetto laterale centrale Taloro 1° - 2° - 3° salto

La potenza efficiente lorda della centrale del Taloro è di circa 240 MW.

Nella Figure 43 è rappresentata l'evoluzione temporale dell'energia destinata ai pompaggi nella regione Sardegna dal 2006 al 2024. Si nota come tale energia abbia un trend crescente negli ultimi anni a seguito dello sviluppo degli impianti rinnovabili non programmabili ed ha toccato per l'anno 2024 circa 345 GWh.

Energia destinata ai pompaggi - dettaglio annuale (GWh)



Figure 43: Energia destinata ai pompaggi [GWh]

Tuttavia, già dal 2023, Terna ha inserito i sistemi di accumulo elettrochimico nel bilancio energetico elettrico regionale evidenziando un suo impatto sia sulla produzione sia sulla domanda.

Con riferimento ai sistemi di accumulo elettrochimici stand-alone si contano in Sardegna 9 impianti, di cui 6 connessi sull'Alta Tensione ed i restanti 3 connessi sulla Media Tensione. Analizzando la capacità installata totale, pari a 714 MW, la quota maggiore è connessa sull'AT (684 MW), seguita dagli impianti connessi sulla MT (30 MW).

La maggior parte degli impianti è stata connessa tra la fine del 2024 ed il 2025; tali impianti, riconducibili al meccanismo del Capacity Market presentano taglie rilevanti, fino a circa 200 MW.

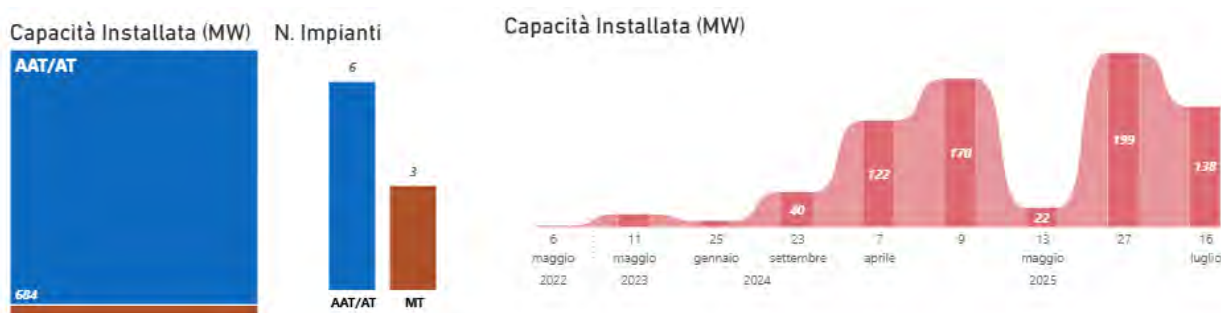


Figure 44: Capacità di accumulo elettrochimico installata e sua evoluzione nel tempo. Fonte: Terna

La progressiva trasformazione in Sardegna sia della domanda sia della produzione e la pianificata evoluzione delle fonti energetiche rinnovabili ha evidenziato la necessità di un potenziamento della capacità di regolazione dell'isola in tempi che siano coerenti con le strategie energetiche europee e nazionali. In tale contesto è stato avviato un processo di potenziamento della capacità di accumulo affidando al mercato la definizione della soluzione

con il miglior rapporto costi-benefici. Nello specifico Terna ha promosso un'asta di Capacity Market destinando alla Sardegna una quota di capacità cumulata in potenza pari a oggi a 750 MW corrispondente ad una capacità di accumulo nominale pari a 2,9 GWh.

La tecnologia sulla quale si è concentrata l'azione di potenziamento è l'accumulo elettrochimico. I siti in cui sono stati installati tali sistemi di accumulo sono Assemini (40 MW), Portoscuso (168 MW), Sulcis (122 MW) Quartucciu (74 MW) Ottana (199 MW) Codrongianus (138 MW) altri 9MW sono ancora da definire.

Per ciò che concerne le informazioni relative ai dati provvisori per l'anno 2025, l'utilizzo degli impianti di accumulo evidenzia un crescente utilizzo dei sistemi di accumulo elettrochimici a partire dalla seconda metà dell'anno, in coerenza con l'installazione ed entrata in esercizio di tali impianti, ed una rimodulazione dell'utilizzo degli impianti di pompaggio particolarmente sollecitati nella prima metà dell'anno. Nella Figure 45 vengono riportate le modalità di esercizio e il funzionamento dei sistemi di accumulo elettrochimico in termini sia di energia sia di potenza.

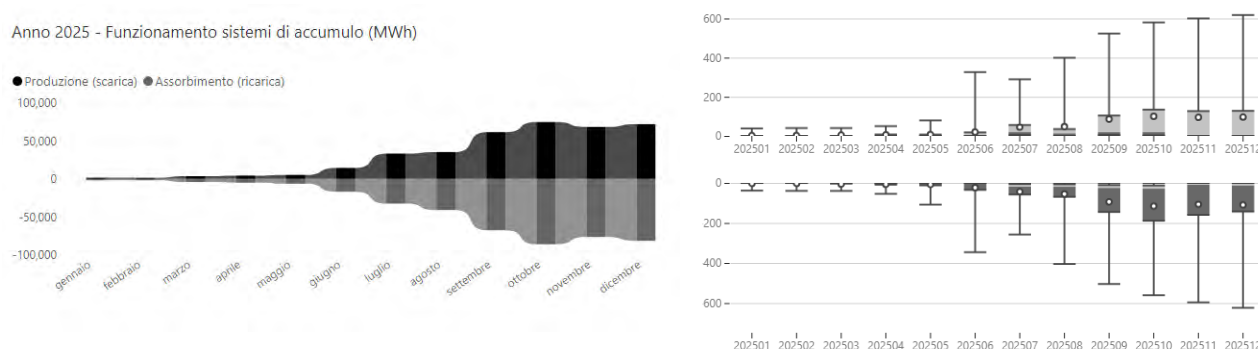


Figure 45: Funzionamento dei sistemi di accumulo. Fonte Terna

Emerge chiaramente che tali tecnologie sono essenzialmente destinate allo svolgimento di azioni di regolazione e accumulo di breve durata mentre il sistema idroelettrico in esercizio svolgerà le attività di accumulo di lunga durata.

Sono inoltre in corso in Sardegna attività di sperimentazione di altre tecnologie di accumulo quale quella condotta dall'Energy Dome ad Ottana che utilizza sistemi di accumulo basati sulla liquefazione della CO<sub>2</sub>. Nello specifico il sistema assorbe energia elettrica per comprimere la CO<sub>2</sub> immagazzinata allo stato gassoso sino a portarla allo stato liquido accumulando sia l'energia termica sia la CO<sub>2</sub> liquida in pressione. Successivamente l'espansione e gassificazione della CO<sub>2</sub> insieme al suo riscaldamento con l'energia termica accumulata consente, grazie all'uso di una turbina a gas, di restituire alla rete parte

dell'energia utilizzata e immagazzinare la CO<sub>2</sub> in un gasometro a membrana per il successivo ciclo. La potenza dichiarata pari a 20 MW e una capacità nominale di 200MWh. Altra attività di sperimentazione è quella utilizzando sistemi idroelettrici a ciclo chiuso che sfruttano i salti geodetici delle miniere dismesse. In tale contesto l'innovazione non è nella tecnologia di stoccaggio ma sia nell'utilizzo di infrastrutture dismesse o in via di dismissione che consentirebbero di ridurre significativamente i tempi di realizzazione sia nelle soluzioni per la gestione della fonte idrica.

Da quanto sopra esposto si rileva che la fornitura di servizi energetici con sistemi di accumulo in Sardegna ha assunto un rilievo significativo certificato anche dalle richieste pervenute a Terna per la realizzazione di sistemi di accumulo che ammontano a circa 19 GW a cui corrisponderebbe una capacità potenziale di 75 GWh.

Per fornire un termine di paragone utile per comprendere la dimensione del fenomeno si evidenzia che la capacità elettrica teorica del sistema di accumulo idroelettrico più importante della Sardegna, il Taloro, è di circa 4GWh.

## Il Bilancio di Energia Elettrica in Sardegna

La disponibilità dei dati di produzione e consumo consente di dettagliare il bilancio energetico elettrico evidenziando tutte le sue componenti comprese quelle associate alle perdite e agli scambi con le altre regioni e con la Corsica. I bilanci energetici elettrici completi sono disponibili sino al 2023. L'evoluzione dei Bilanci Energetici Elettrici è riportata in Tabella 14.

Nello specifico emerge che la produzione netta del sistema di generazione contribuisce all'alimentazione del sistema energetico sardo comprensivo degli accumuli che appaiono nel bilancio come dei carichi funzionali al corretto esercizio del sistema energetico sardo.

Tabella 14: Bilanci energetici elettrici della Sardegna dal 2016 al 2023(Fonte Terna)

| Bilancio di energia elettrica Regione Sardegna [GWh]   | 2016              | 2017              | 2018              | 2019              | 2020              | 2021              | 2022              | 2023              |
|--------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Totale produzione netta</b>                         | <b>11.555,80</b>  | <b>12.411,70</b>  | <b>12.276,00</b>  | <b>12.768,50</b>  | <b>12.271,40</b>  | <b>11.715,50</b>  | <b>12.568,50</b>  | <b>11.755,80</b>  |
| Energia destinata ai pompaggi                          | 158,30            | 107,80            | 157,10            | 146,90            | 194,40            | 203,50            | 195,90            | 246,10            |
| Energia assorbita accumuli stand alone                 |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   | 2,20              |
| <b>Produzione destinata al consumo</b>                 | <b>11.397,50</b>  | <b>12.303,90</b>  | <b>12.118,90</b>  | <b>12.621,60</b>  | <b>12.077,00</b>  | <b>11.512,00</b>  | <b>12.372,60</b>  | <b>11.507,50</b>  |
| Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori           | 15,70             | 3,50              | 18,80             | 2,50              | 7,60              | 13,90             | 6,20              | 22,30             |
| Saldo import/export con l'estero                       | -662,50           | -695,90           | -349,80           | -415,10           | -393,40           | -417,30           | -437,70           | -396,30           |
| Saldo con le altre regioni                             | -2.153,70         | -2.878,10         | -2.722,80         | -3.076,40         | -2.908,20         | -1.958,00         | -3.063,40         | -3.112,00         |
| <b>Energia richiesta dal Sisma Elettrico Regionale</b> | <b>8.597,10</b>   | <b>8.733,40</b>   | <b>9.065,10</b>   | <b>9.132,70</b>   | <b>8.783,00</b>   | <b>9.150,60</b>   | <b>8.877,70</b>   | <b>8.021,50</b>   |
| <b>Perdite</b>                                         | <b>348,30</b>     | <b>335,20</b>     | <b>713,40</b>     | <b>699,10</b>     | <b>863,30</b>     | <b>780,00</b>     | <b>809,60</b>     | <b>507,70</b>     |
| Autoconsumo                                            | 435,50            | 408,30            | 182,60            | 241,40            | 220,10            | 223,90            | 283,40            | 211,60            |
| Mercato libero                                         | 5.853,60          | 6.040,30          | 6.331,90          | 6.468,50          | 6.170,80          | 6.765,10          | 6.849,60          | 6.759,90          |
| Mercato tutelato                                       | 1.959,70          | 1.949,60          | 1.837,20          | 1.723,60          | 1.528,90          | 1.381,60          | 935,10            | 542,20            |
| <b>totale Consumi Sardegna</b>                         | <b>8.248,80</b>   | <b>8.398,10</b>   | <b>8.351,70</b>   | <b>8.433,50</b>   | <b>7.919,80</b>   | <b>8.370,60</b>   | <b>8.068,10</b>   | <b>7.513,80</b>   |
| <b>totale Consumi Nazionali</b>                        | <b>279.197,40</b> | <b>284.424,80</b> | <b>283.753,20</b> | <b>282.368,40</b> | <b>265.817,50</b> | <b>280.727,70</b> | <b>276.452,20</b> | <b>265.056,40</b> |
| <b>Incidenza percentuale sui consumi nazionali</b>     | <b>2,95%</b>      | <b>2,95%</b>      | <b>2,94%</b>      | <b>2,99%</b>      | <b>2,98%</b>      | <b>2,98%</b>      | <b>2,92%</b>      | <b>2,83%</b>      |

L'analisi evidenzia che dal 2016 al 2023 il sistema energetico sardo ha registrato una produzione in esubero rispetto alla sua domanda progressivamente crescente, raggiungendo nel 2022 e nel 2023 una quota eccedentaria pari al 53%. Tale quota di surplus energetico è stata esportata verso la Corsica e le altre regioni italiane e utilizzate per alimentare le perdite intrinseche del sistema elettrico. L'analisi del dato sulle perdite evidenzia un incremento anomalo delle perdite tra il 2018 e il 2022 che hanno raggiunto il loro massimo nel 2020 con una quota di perdita pari al 9,8% rispetto all'energia richiesta dal sistema elettrico regionale a fronte di valori registrati nel 2016 e 2017 del 4%. Nella tabella successiva si riporta l'evoluzione dei bilanci energetici elettrici della Sardegna dal 2006 al 2024.

Tabella 15: Bilanci Energetici Elettrici della Regione Sardegna periodo 2006-2024 Fonte-Terna

| Bilancio (GWh)                            | 2.006  | 2.007  | 2.008  | 2.009  | 2.010  | 2.011  |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Totale produzione lorda                   | 15.127 | 14.795 | 14.159 | 14.200 | 14.134 | 14.276 |
| Servizi ausiliari della Produzione        | 1.053  | 1.102  | 1.014  | 1.050  | 987    | 1.045  |
| Totale produzione netta                   | 14.074 | 13.693 | 13.145 | 13.150 | 13.147 | 13.230 |
| Energia destinata ai pompaggi             | 515    | 426    | 514    | 444    | 352    | 212    |
| Energia assorbita per accumulo            | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| Produzione netta destinata al consumo     | 13.559 | 13.267 | 12.631 | 12.706 | 12.795 | 13.018 |
| Cessioni degli Autoproduttori a Operatori | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| Saldo import/export con l'estero          | - 487  | - 617  | - 636  | - 639  | - 580  | - 689  |
| Saldo con le altre regioni                | - 337  | - 53   | 482    | - 258  | - 441  | - 536  |
| Energia richiesta                         | 12.735 | 12.597 | 12.477 | 11.810 | 11.774 | 11.793 |
| Perdite                                   | 515    | 801    | 542    | 566    | 600    | 528    |
| Totale Consumi                            | 12.220 | 11.796 | 11.935 | 11.244 | 11.174 | 11.265 |

| Bilancio (GWh)                            | 2.012   | 2.013   | 2.014   | 2.015   | 2.016   | 2.017   |
|-------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Totale produzione lorda                   | 14.535  | 14.365  | 13.936  | 12.465  | 12.247  | 13.305  |
| Servizi ausiliari della Produzione        | 978     | 889     | 912     | 730     | 629     | 862     |
| Totale produzione netta                   | 13.557  | 13.476  | 13.024  | 11.735  | 11.618  | 12.443  |
| Energia destinata ai pompaggi             | 211     | 178     | 136     | 116     | 158     | 108     |
| Energia assorbita per accumulo            | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Produzione netta destinata al consumo     | 13.347  | 13.298  | 12.888  | 11.619  | 11.459  | 12.335  |
| Cessioni degli Autoproduttori a Operatori | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Saldo import/export con l'estero          | - 716   | - 536   | - 631   | - 690   | - 662   | - 696   |
| Saldo con le altre regioni                | - 1.632 | - 3.458 | - 3.452 | - 2.059 | - 2.154 | - 2.878 |
| Energia richiesta                         | 10.999  | 9.304   | 8.805   | 8.870   | 8.643   | 8.761   |
| Perdite                                   | 477     | 699     | 427     | 466     | 348     | 335     |
| Totale Consumi                            | 10.522  | 8.605   | 8.378   | 8.404   | 8.295   | 8.426   |

| Bilancio (GWh)                            | 2.018   | 2019    | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    |
|-------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Totale produzione lorda                   | 13.135  | 13.631  | 13.145  | 12.506  | 13.395  | 12.563  |
| Servizi ausiliari della Produzione        | 768     | 821     | 802     | 712     | 776     | 662     |
| Totale produzione netta                   | 12.368  | 12.810  | 12.342  | 11.793  | 12.619  | 11.901  |
| Energia destinata ai pompaggi             | 157     | 147     | 194     | 204     | 196     | 246     |
| Energia assorbita per accumulo            | -       | -       | -       | -       | -       | 2       |
| Produzione netta destinata al consumo     | 12.211  | 12.663  | 12.148  | 11.590  | 12.423  | 11.653  |
| Cessioni degli Autoproduttori a Operatori | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
| Saldo import/export con l'estero          | - 350   | - 415   | - 393   | - 417   | - 438   | - 396   |
| Saldo con le altre regioni                | - 2.723 | - 3.076 | - 2.908 | - 1.958 | - 3.063 | - 3.112 |
| Energia richiesta                         | 9.138   | 9.171   | 8.846   | 9.214   | 8.922   | 8.145   |
| Perdite                                   | 713     | 699     | 863     | 780     | 810     | 508     |
| Totale Consumi                            | 8.425   | 8.472   | 7.983   | 8.434   | 8.112   | 7.637   |

| Bilancio (GWh)                            | 2024    |
|-------------------------------------------|---------|
| Totale produzione lorda                   | 12.632  |
| Servizi ausiliari della Produzione        | 661     |
| Totale produzione netta                   | 11.972  |
| Energia destinata ai pompaggi             | 344     |
| Energia assorbita per accumulo            | 6       |
| Produzione netta destinata al consumo     | 11.622  |
| Cessioni degli Autoproduttori a Operatori | -       |
| Saldo import/export con l'estero          | - 387   |
| Saldo con le altre regioni                | - 2.723 |
| Energia richiesta                         | 8.512   |
| Perdite                                   | 681     |
| Totale Consumi                            | 7.831   |

## Simulatore del Sistema Energetico Elettrico della Sardegna

La determinazione di una base dati disaggregata relativa alla produzione e alla domanda di energia elettrica ha permesso di costruire un modello rappresentativo dei profili di produzione e consumo della Sardegna con una risoluzione temporale definibile. La normalizzazione di tali profili di produzione e consumo consente di adattare i profili di produzione e consumo ai possibili scenari e di emulare il comportamento del sistema elettrico sia in termini di potenza che di energia e di identificare possibili criticità sia di natura statica che dinamica. Il modello è stato verificato su annualità di cui si dispongono dati consolidati ed è in corso la definizione la scelta degli indicatori per una quantificazione degli impatti. Allo scopo di riportare i risultati ottenuti si rappresenta in Figure 46 la simulazione oraria globale del sistema energetico sardo in termini di potenza associata alla produzione complessiva della Sardegna (termoelettrico, fotovoltaico, eolico, idroelettrico ecc.) e della domanda e i relativi scambi per il un periodo di due settimane in due periodi del 2023.

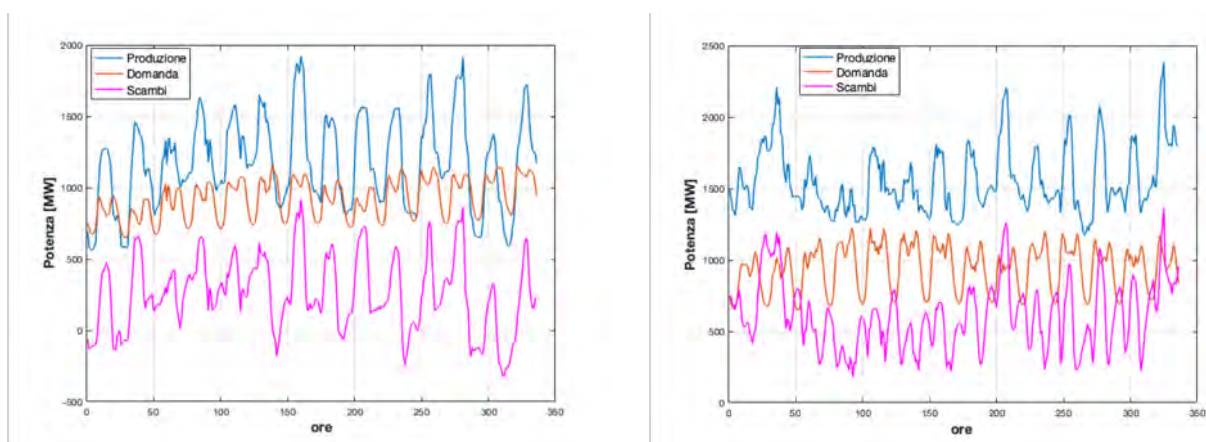


Figure 46: Evoluzione della Produzione complessiva, domanda complessiva e scambi con le altre aree di mercato con il simulatore sviluppato

## Il Mercato dell'Energia Elettrica in Sardegna

L'analisi dell'evoluzione del mercato elettrico in Sardegna è stata condotta riferendosi ai dati e alle informazioni rese disponibili dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) nella relazione Annuale 2024 e utilizzando le basi dati rese disponibili dal GME sul suo portale istituzionale. Il mercato dell'energia elettrica svolge un ruolo fondamentale nella definizione dei prezzi della componente energia elettrica e le recenti modifiche normative introdotte, con la fine del servizio di maggior tutela, hanno determinato una variazione significativa della struttura

dei volumi scambiati in cui risultano essere prevalenti e crescenti le quantità scambiate da operatori non istituzionali. Il mercato di riferimento nel quale avvengono le maggior parte degli scambi è il Mercato del Giorno Prima (MGP). Nel 2024 a fronte di una richiesta di Terna di 312,3 TWh/anno sono stati collocati sul MGP 283,9 TWh/anno corrispondente al 91% della richiesta. Sul MGP si forma con risoluzione quart'oraria e il prezzo nelle differenti aree di mercato nazionali concorre alla costituzione del Prezzo Unico Nazionale.

Il Prezzo Unico Nazionale ponderato (PUN Index GME) ha raggiunto nel 2024 il minimo valore degli ultimi quattro anni (108,52 €/MWh) con una riduzione rispetto all'anno precedente di 18,72 €/MWh, evidenziando anche un calo anche nella sua volatilità (8,3%). La quotazione elettrica italiana ha seguito le dinamiche registrate sul gas. Infatti, l'evoluzione dei loro prezzi è pressoché allineata nel corso del 2024. Di particolare interesse per l'evoluzione normativa è il Prezzo Zonale. Infatti, il Decreto-Legge 181/2023, convertito in legge con la L. 2024/02/03 all'articolo 19 stabilisce che, a partire dal 1° gennaio 2025, i prezzi dell'energia applicati ai consumatori dovranno essere differenziati in base alle condizioni locali, rispecchiando le dinamiche del mercato all'ingrosso. Pertanto, il Prezzo Zonale (PZ) potrebbe avere un impatto sul prezzo finale ai consumatori differenziandolo a seconda delle zone di mercato. Pertanto, è opportuno un monitoraggio di tale componente allo scopo di verificarne l'impatto sulla dinamica dei prezzi locali. In particolare, nell'arco del 2024 si registra nella Zona di Mercato "Sardegna", una delle sette aree di mercato in cui è suddiviso il mercato italiano, una riduzione del PZ coerente con quella registrata dal PUN ma di entità superiore che ha condotto il PZ ponderato della Sardegna nel 2024 a 106 €/MWh rispetto ai 108,52 del PUN. Facendo diventare la Sardegna l'area di mercato con il più basso PZ in Italia. Inoltre, nel 2024 si è registrato un incremento del 57% delle quotazioni orarie pari a 0 €/MWh. Infatti, nel 2024 si sono registrate 263 ore a 0 €/MWh (corrispondente al 3% delle ore in un anno) mentre nel 2023 erano 167 come riportato nella Tabella 16. Questo dato assume una particolare rilevanza giacché costituisce attualmente un'anomalia nel panorama nazionale essendo la Sardegna l'unica area di mercato in cui si registra un valore così rilevante sia in termini di ore che di sessioni. Inoltre, la Sardegna presenta un altro dato di attenzione che riguarda la percentuale di sessioni con prezzi diurni inferiori ai prezzi notturni. L'area di mercato Sardegna è quella che presenta la percentuale maggiore in Italia pari al 54,9% in crescita rispetto all'anno precedente e con una differenza media nelle sessioni anch'essa tra le più alte e pari a 24 €/MWh.

Tabella 16: Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni su MGP (Fonte: Rapporto Annuale GME 2024)

|                                                                          | PUN Index GME |          | Nord   |          | Centro Nord |          | Centro Sud |          | Sud    |          | Calabria |          | Sardegna |          | Sicilia |          |
|--------------------------------------------------------------------------|---------------|----------|--------|----------|-------------|----------|------------|----------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|----------|
| N° ore con prezzo a zero                                                 | -             | (0)      | -      | (0)      | 1           | (0)      | 2          | (2)      | 8      | (3)      | 8        | (4)      | 263      | (167)    | 12      | (5)      |
| N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero                           | -             | (0)      | -      | (0)      | 1           | (0)      | 2          | (1)      | 4      | (2)      | 4        | (3)      | 55       | (24)     | 6       | (4)      |
| N° sessioni con prezzi diurni-prezzi notturni                            | 160           | (141)    | 136    | (128)    | 151         | (135)    | 167        | (150)    | 174    | (166)    | 179      | (175)    | 201      | (171)    | 187     | (184)    |
| % sessioni con prezzi diurni-prezzi notturni                             | 43,7%         | (38,6%)  | 37,2%  | (35,1%)  | 41,3%       | (37,0%)  | 45,6%      | (41,1%)  | 47,5%  | (45,5%)  | 48,9%    | (47,9%)  | 54,9%    | (46,8%)  | 51,1%   | (50,4%)  |
| Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni-prezzi notturni, €/MWh | -13,03        | (-15,69) | -12,05 | (-15,59) | -14,71      | (-15,61) | -15,62     | (-17,82) | -16,39 | (-18,28) | -16,17   | (-18,84) | -24,05   | (-21,19) | -17,67  | (-18,67) |

(1) Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Questo dato supporta la maggiore volatilità del PZ nel mercato regionale sardo rispetto agli altri e in particolare rispetto al PUN come riportato nella Figure 47.

L'analisi comparativa tra il PUN e i PZ dal 2010 al 2024 è riportata in Figure 48 da cui si evince come il PUN e il PZ della Sardegna sono dal 2013 allineati con una leggera differenza al ribasso del PZ in Sardegna. Il prezzo zonale presenta anche una evoluzione stagionale come rappresentato in Figure 49. Anche in questo caso si rileva che il PZ della Sardegna presenta valori in linea o più bassi con quelli delle altre aree.

È opportuno evidenziare che nel 2024 i volumi zonal di acquisto nell'Area Sardegna sono stati 8,19 TWh e le vendite sono state di 11,89 TWh. Allo scopo di verificare se l'introduzione della nuova normativa abbia avuto qualche impatto sull'evoluzione dei Prezzi Zonali è stata condotta per il 2025 un'analisi utilizzando i dati disponibili dal portale del GME riprodotti in Figure 50. Da questi si rileva che per circa il 77% delle occorrenze il prezzo è compreso tra 80 e 150 €/MWh e che per circa il 6% delle ore il PZ in Sardegna è inferiore a 30 €/MWh confermando la tendenza già registrata nel 2024.

Nonostante il decremento registrato nel 2024, il PUN italiano risulta ancora tra i più alti in confronto con quelli registrati negli altri mercati elettrici europei come rappresentato in Figure 51. Ciò unitamente ai differenziali orari esistenti tra i differenti mercati ha favorito un incremento delle importazioni che hanno raggiunto un nuovo massimo storico (57,4 TWh, +1,5 TWh), con una copertura degli acquisti sul MGP pressoché analoga allo scorso anno (20%).

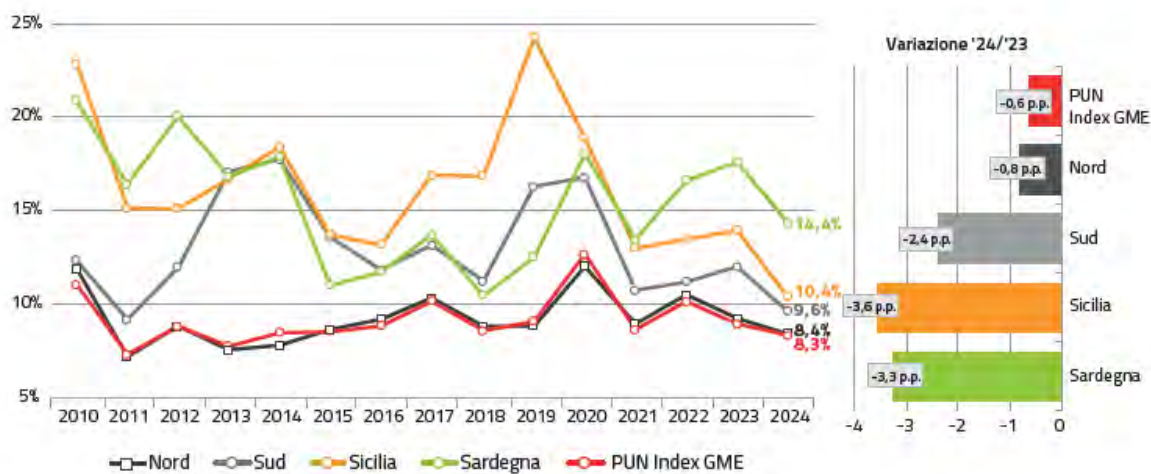


Figure 47: Evoluzione della volatilità dei prezzi zonali nelle diverse aree di mercato rispetto al PUN (Fonte: Rapporto Annuale GME 2024)

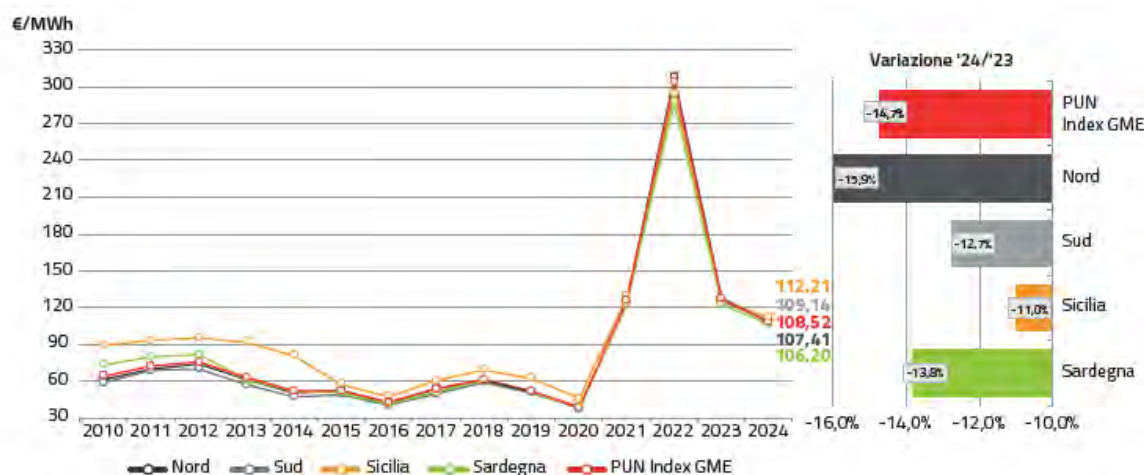


Figure 48: Prezzi Zonali medi ponderati nel Mercato del Giorno Prima (MGP) confrontati con il PUN (Fonte: Rapporto Annuale GME 2024)

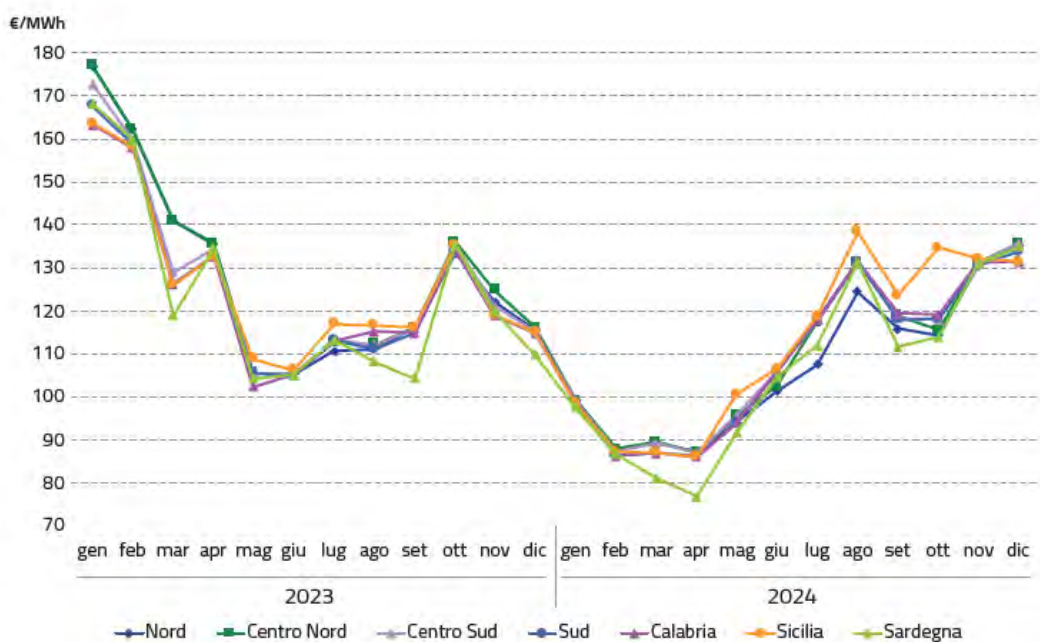


Figure 49: Evoluzione del prezzo medio ponderato mensile tra il 2023 e il 2024 (Fonte: Rapporto Annuale GME 2024)

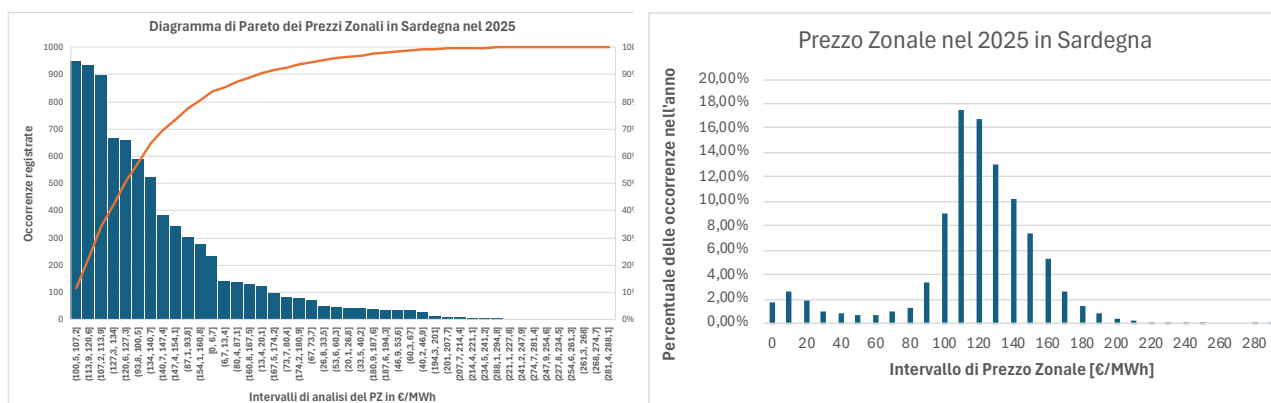


Figure 50: Evoluzione dei prezzi zonali 2025 in Sardegna

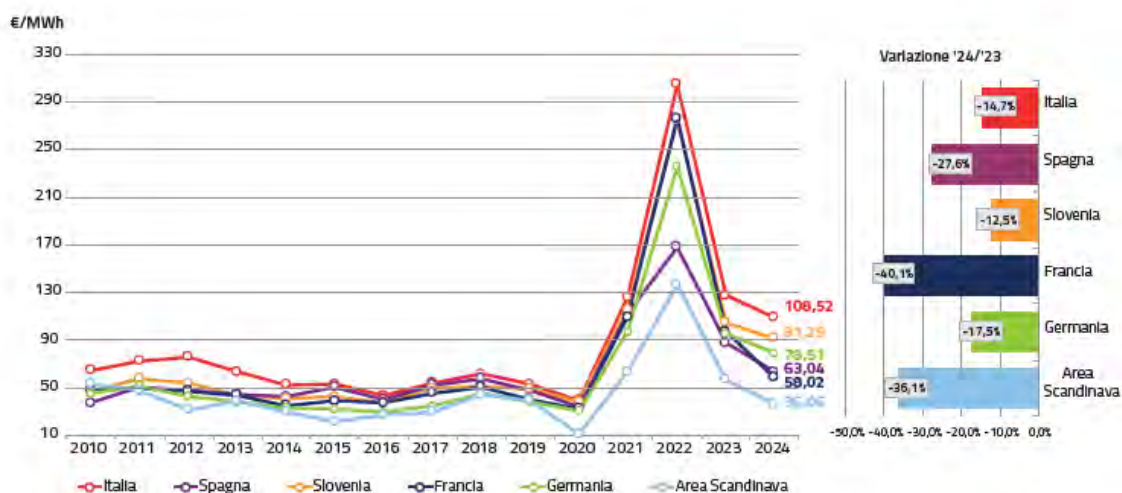


Figure 51: Evoluzione storica del PUN nei diversi mercati europei (Fonte: Rapporto Annuale GME 2024)

Il mercato infragiornaliero (MI) nel 2024 è stato oggetto importanti novità che hanno profondamente modificato la sua struttura confluendo da giugno 2024, nelle nuove Intraday Auctions (IDA), armonizzate a livello europeo e orientate a migliorare l'integrazione dei mercati elettrici in ambito comunitario integrate dalle negoziazioni continue (XBID). Come effetto si registra un allineamento delle dinamiche dei prezzi nel MI con quelle del MGP, con quotazioni che, sebbene in progressiva crescita nel corso dell'anno, sono comunque scese rispetto al 2023. I prezzi medi si sono attestati sui 108/113 €/MWh (-18/-16 €/MWh) in asta e sui 109 €/MWh sul XBID, mostrando valori sostanzialmente in linea con i riferimenti MGP. Si è confermata elevata, infine, la volatilità sul XBID, con minimi orari negativi concentrati in particolare a marzo e a maggio in Sardegna, Sud e Sicilia.

Altri mercati di particolare importanza per la definizione del prezzo dell'energia sulla base della fonte utilizzata sono i mercati delle fonti energetiche primarie e il prezzo dei permessi europei di emissione della CO<sub>2</sub> (EUA). I dati riportati dal GME e rappresentati in Figure 52, evidenziano che il costo delle fonti energetiche primarie ha subito dopo il 2022 una significativa riduzione, raggiungendo valori che non sono ancora in linea con i valori pre-pandemici ma in via di stabilizzazione. Nello specifico l'indice TTF, il principale indicatore relativo al mercato virtuale del gas in Europa, indica un valore medio ponderato del metano a 34,33 €/MWh con una variazione rispetto al 2023 del -15,8,8% e una riduzione significativa degli EUA pari al -21,8% che ha condotto il prezzo delle emissioni di CO<sub>2</sub> a 65,29 €/ton. Il

prezzo del greggio si è mantenuto sostanzialmente costante mentre il carbone ha registrato dinamiche simili a quelle del gas naturale.

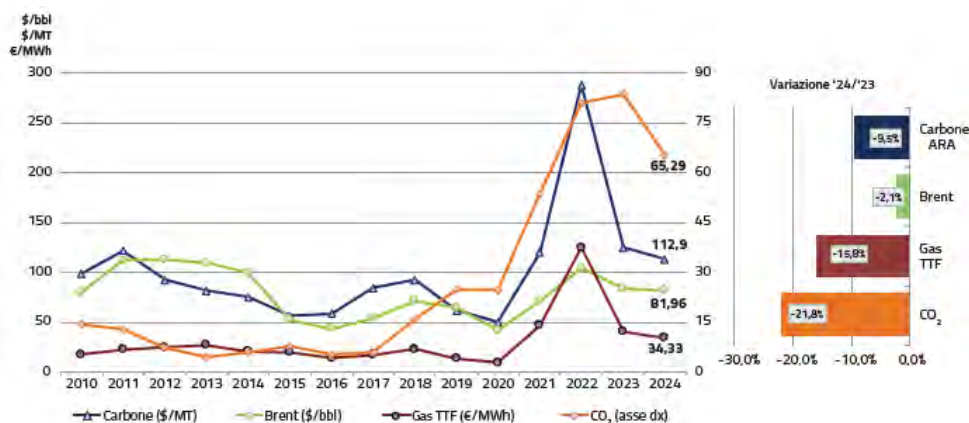


Figure 52: Evoluzione storica dei costi medi ponderati annui delle diverse materie prime energetiche e dei EUA (Fonte GME)

## Conclusioni sull'analisi del sistema energetico elettrico

L'analisi del sistema energetico elettrico regionale e l'aggiornamento delle basi dati rileva la presenza di una trasformazione della domanda confermando l'evoluzione già registrata nel precedente documento di programmazione. In particolare, si evince una polarizzazione della domanda industriale in una specifica area regionale (area metropolitana di Cagliari) e in uno specifico comparto produttivo (raffinazione). Inoltre si rileva una contrazione della domanda industriale nelle altre provincie ed in particolare nel Sud Sardegna con una riduzione del 56,50% dal 2017 al 2024. Inn linea generale, la domanda di energia elettrica assume una configurazione distribuita in circa 82% del territorio regionale essendo maggioritarie le quote associate al comparto domestico e terziario. La domanda complessiva finale registra nel periodo dal 2014 al 2024 una riduzione dell'6,5% rispetto al valore registrato nel 2014. Il valore della domanda di energia elettrica assume i livelli registrati del 1987. Si evidenzia che assumendo come riferimento il 1997, la domanda di energia a livello nazionale è superiore del 10% superiore rispetto a quella registrata nel 1997 mentre in Sardegna è inferiore del 25%. La conseguente domanda di potenza conferma le analisi energetiche con una concentrazione della domanda di potenza nei periodi estivi. Si registra un valore medio annuo del picco di potenza nel periodo 2016-2023 di 1550 MW. L'analisi della produzione di energia elettrica rileva un'evoluzione in decremento nell'uso delle fonti fossili ed in incremento nell'uso fonti rinnovabili per la generazione di elettricità con ancora la prevalenza di produzione di energia da fonti fossili (66,6%) e una significativa presenza di fonti rinnovabili (33,4%) prevalentemente di origine eolica e fotovoltaica. Si

registra un incremento della potenza fotovoltaica installata e una sostanziale invarianza di quella eolica idroelettrica e di impianti a bioenergie. Nel caso della generazione termoelettrica si evidenzia una differente modalità operativa associata anche alla natura, fonte e alla modalità di esercizio delle centrali. La concentrazione della produzione su un numero limitato e la pianificata uscita dal ciclo produttivo delle centrali a carbone a livello italiano rappresentano un elemento di attenzione per la definizione delle linee di indirizzo. Il sistema infrastrutturale elettrico è in fase di potenziamento sia nel settore della trasmissione (realizzazione Sa.Co.I. 3 e Tyrrhenian Link) sia nella distribuzione. Conseguenza delle condizioni precedentemente rilevate sono l'evoluzione del prezzo zonale della Sardegna che ha assunto nel 2024 il prezzo medio ponderato più basso d'Italia (seppur di entità poco significativa) caratterizzato dal maggior indice di volatilità e il maggior numero di ore a prezzo nullo (262 ore) rispetto a tutte le aree di mercato italiane. Il prezzo unico nazionale assume rispetto ai valori europei ancora livelli significativamente superiori. In tale contesto l'evoluzione del mercato dei servizi energetici rappresentati tecnologicamente dai sistemi di accumulo trova una sua ragione evidenziando una sempre maggiore attenzione degli operatori verso la fornitura dei servizi rispetto alla fornitura di energia.

## Il Settore Termico Industriale della Regione Sardegna

### Introduzione

Come già rilevato nelle precedenti edizioni del Piano Energetico e Ambientale della Regione (PEAR) Sardegna e nei relativi aggiornamenti, la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER) del settore industriale, termico in particolare, è un'attività complessa, soprattutto per la mancanza di banche dati strutturate e di canali diretti di raccolta presso le imprese.

Pur avendo un ruolo centrale nei consumi industriali e nei bilanci energetici di tutte le Regioni, l'energia termica è raramente trattata con il livello di dettaglio necessario nei documenti di pianificazione, proprio a causa della limitata disponibilità di dati affidabili su scala locale e nazionale. Nei PEAR e BER delle varie regioni italiane i consumi vengono solitamente riportati per vettore energetico (elettricità, gas, rinnovabili, ecc.) e/o per settore economico (industria, civile, trasporti). Tuttavia, raramente si trova una disaggregazione per usi finali (termico, elettrico, trasporti) all'interno dei singoli settori. Alcuni esempi lo evidenziano chiaramente: il PEAR 2030 dell'Emilia-Romagna riporta i consumi per settore e vettore, mostrando che oltre il 50 % dei consumi finali regionali è di natura termica, ma senza specificarne la ripartizione tra civile, terziario e industria. Il BER della Valle d'Aosta non distingue i consumi termici da quelli elettrici nel comparto industriale. Il PEAR del Piemonte tratta l'efficienza energetica industriale in termini generali (autoproduzione, cogenerazione, rinnovabili), senza però fornire dati distinti sui consumi termici. Analogamente, i PEAR di Lazio e Toscana analizzano i consumi finali e promuovono la transizione energetica, ma senza quantificare in modo esplicito i consumi termici dell'industria. Nel complesso, questi casi confermano che la scarsità di dati strutturati penalizza la qualità delle analisi regionali: si tratta quindi di un limite sistemico che attraversa i diversi contesti territoriali. Le conseguenze sono concrete: diventa difficile programmare interventi mirati di efficienza energetica nel comparto termico industriale, garantire la piena coerenza con le strategie nazionali (PNIEC) e con le direttive europee (RED, EED), ed elaborare scenari evolutivi affidabili in grado di stimare l'impatto della sostituzione dei combustibili fossili.

In questo quadro generale, nella presente analisi del settore termico industriale si è voluto compiere uno sforzo specifico per migliorare il livello di conoscenza sui consumi energetici del territorio, adottando un approccio più vicino al bottom-up rispetto a quello tradizionalmente seguito in molte altre realtà (top-down). Nel presente documento, infatti, si è cercato di distinguere in modo puntuale l'energia destinata agli usi termici e attribuirla ai diversi settori finali, caratterizzandola anche per livello di temperatura. L'obiettivo non è quello di colmare definitivamente il divario informativo, ma di avviare un percorso che, pur con i limiti derivanti dalla disponibilità dei dati, permetta di costruire una base conoscitiva più solida per la pianificazione presente e futura. L'andamento temporale del fabbisogno del settore termico industriale della Sardegna è stato pertanto ricostruito attraverso il confronto incrociato di dati provenienti da statistiche e documenti ufficiali, informazioni fornite da agenzie, associazioni, operatori del settore, precedente PEARS e relativi Rapporti di Monitoraggio, e dati forniti direttamente dalle imprese.

## Ambito di applicazione e assunzioni metodologiche

L'ambito di applicazione del presente documento riguarda il *settore termico industriale* della Regione Sardegna. In particolare, sono incluse le attività economiche riconducibili al comparto manifatturiero (codici ATECO 10 - 33) e l'energia termica di processo prodotta tramite combustione in situ di combustibili fossili. Non sono quindi inclusi i consumi termici industriali derivanti da vettore elettrico (già elettrificati), né da fonti rinnovabili termiche. La prima esclusione è stata effettuata al fine di prevenire duplicazioni nella contabilizzazione dei consumi di energia primaria, poiché i dati di consumo elettrico industriale non sono disaggregati per uso finale (termico o elettrico), mentre la seconda esclusione è derivata dall'impossibilità di reperire dati affidabili. Di fatto, l'ambito di applicazione del presente documento riguarda quindi i consumi di combustibili fossili nell'industria sarda *ancora* da decarbonizzare. Inoltre, data l'entità dei consumi e la specificità dei processi di Saras s.p.a., la trattazione del suo bilancio energetico è riportata in una sezione dedicata.

Come anticipato, i consumi attuali e degli ultimi anni relativi al settore termico industriale sono stati ricostruiti attraverso il confronto incrociato di dati provenienti da numerose fonti. In particolare, le principali fonti utilizzate per tale analisi sono le seguenti:

- vendite mensili di prodotti petroliferi suddivise per provincia riportate nel "Bollettino Petrolifero" pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE);

- consumi mensili di combustibili nella Regione Sardegna suddivisi per mese, provincia, fonte e impiego forniti su esplicita richiesta dalla Agenzia delle Dogane e dei Monopoli - DT XI – Sardegna - Ufficio Affari Generali;
- consumi annuali dichiarati da soggetti obbligati alla nomina dell'Energy Manager ex L10/1991 in relazione agli anni 2017, 2020 e 2024 per settori aggregati (Agricoltura + Terziario + P.A.; Industria + Fornitura e servizi di energia; Trasporti) e per vettori energetici aggregati (elettricità, combustibili liquidi, altri combustibili) forniti su esplicita richiesta dalla Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia (FIRE);
- Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 e relativi Rapporti di Monitoraggio (Primo Rapporto di Monitoraggio 2019, Secondo Rapporto di Monitoraggio 2019 e Terzo Rapporto di Monitoraggio 2022);
- consumi annuali delle principali aziende industriali sarde al 2020 riportate nel documento pubblicato dal RSE dal titolo "Studio RSE: approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 - Luglio 2020";
- vendite annuali di gas naturale a clienti industriali forniti su esplicita richiesta da Higas s.r.l., società proprietaria del deposito costiero di gas metano (GNL) nel golfo di Oristano;
- quantità aggregate di olio minerale usato non rigenerabile cedute dal Consorzio Nazionale Oli Usati (CONOU) ai clienti combustione in Sardegna;
- vendite annuali di GPL e di GNL sul territorio regionale forniti su esplicita richiesta da Liquigas S.p.A e Medea Italgas S.p.A.;
- consumi annuali di combustibili riportati nelle Dichiarazioni Ambientali delle centrali termoelettriche Sulcis "Grazia Deledda" di Portoscuso (SU) e di Fiume Santo (SS);
- consumi e produzioni annuali di combustibili di Saras S.p.A., riportati nella Dichiarazione Ambientale ed integrati tramite dati forniti su esplicita richiesta;
- dati sui risultati economici delle imprese pubblicati da Istat e forniti dal "Servizio statistica regionale". (sistema informativo FRAME territoriale Istat aggiornato al 2022);
- consumi annuali, usi finali del calore e relativi livelli di temperatura, tipologia di generatori utilizzati dichiarati dalle singole imprese operanti in Sardegna tramite compilazione di apposito modulo di raccolta dati.

Il modulo di raccolta dati di cui all'ultimo punto, composto da 96 domande, è stato sottoposto a quante più imprese del settore industriale del territorio regionale tramite invii diretti e associazioni di categoria. I dati raccolti sono pertanto diversi ed eterogenei. In alcuni casi i valori sono stati forniti in termini di massa o di volume, in altri già elaborati in termini di energia. Per garantire uniformità e confrontabilità, tutti i dati sono stati ricondotti ad un'unica base energetica mediante i Poteri Calorifici Inferiori (PCI) di riferimento ISPRA, e densità di riferimento. Una sintesi di tali dati è riportata nelle Tabella 17 e 2. Per continuità con la precedente edizione del PEAR e rigore metodologico, tali PCI coincidono con i valori utilizzati da ISPRA nell'inventario nazionale UNFCCC (media dei valori degli anni 2021-2023) per il calcolo delle emissioni dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2024.

*Tabella 17. Poteri Calorifici Inferiori adottati.*

| Combustibile/Materiale           | Unità di misura utilizzata per consumo di combustibile | Fattore Emissione (tco <sub>2</sub> /Un. di misura quantità) | PCI    | Unità di Misura PCI      |
|----------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------|--------------------------|
| Petrolio (riferimento)           |                                                        |                                                              | 41,868 | GJ/t                     |
| Gas naturale (metano)            | TJ                                                     | 56,727                                                       | 35,584 | GJ/1000 Std <sup>3</sup> |
| Olio combustibile                | TJ                                                     | 76,512                                                       | 41,051 | GJ/t                     |
|                                  | t                                                      | 3,141                                                        | 0,980  | tep/t                    |
| Gasolio riscaldamento            | TJ                                                     | 73,927                                                       | 42,873 | GJ/t                     |
|                                  | t                                                      | 3,169                                                        | 1,024  | tep/t                    |
| GPL (Gas di petrolio liquefatto) | t                                                      | 3,026                                                        | 45,858 | GJ/t                     |
|                                  |                                                        |                                                              | 1,095  | tep/t                    |
| Lubrificanti - olii esausti      | t                                                      | 2,947                                                        | 0,960  | tep/t                    |
| Fuel gas <sup>1</sup>            |                                                        |                                                              | 1,07   | tep/t                    |
| Off gas <sup>2</sup>             |                                                        |                                                              | 1,13   | tep/t                    |

*Tabella 18. Densità adottate.*

| Combustibile      | Densità | Unità di misura |
|-------------------|---------|-----------------|
| Gasolio           | 0,835   | kg/l            |
| GPL               | 0,54    | kg/l            |
| Olio combustibile | 0,98    | kg/l            |

<sup>1</sup> PCI fornito da utilizzatore.

<sup>2</sup> Gas di recupero derivante da rich gas con PCI fornito da utilizzatore.

Gas Naturale (Fonte: SNAM)

0,45

kg/l

Alcune attività operanti nella Regione Sardegna utilizzano combustibili fossili per usi non energetici (es. antracite, coke, pet coke come riducenti). I quantitativi di combustibile per tali usi non sono considerati nella presente analisi. Alcune realtà produttive energeticamente rilevanti non hanno fornito dati aggiornati al 2024. In mancanza di altre informazioni, per tali realtà i consumi sono stati pertanto assunti invariati rispetto agli ultimi disponibili e riportati nello Studio RSE del 2020.

## Composizione del campione di imprese rispondenti al modulo di raccolta dati

Come precedentemente descritto, tra le fonti utilizzate per la redazione del PEAR si è utilizzato un apposito modulo di raccolta dati sottoposto alle imprese. Le tabelle seguenti riportano la composizione del campione di imprese rispondenti al modulo di raccolta dati, confrontata con la popolazione complessiva delle aziende attive nei corrispondenti macrosettori ATECO del comparto manifatturiero (sezione C). Per ciascun settore sono indicati il numero di aziende (Tabella 19) e di dipendenti (Tabella 20) coperti dall'indagine, nonché i rispettivi tassi di copertura rispetto alla popolazione di riferimento.

Nel complesso, il campione è costituito da 61 imprese, pari allo 0,8% delle aziende censite nei settori considerati, che complessivamente occupano circa 4.800 addetti, equivalenti al 19% del totale degli addetti del comparto manifatturiero regionale (25.000 unità circa). Il campione risulta quindi limitato in termini di numerosità aziendale, ma più rappresentativo sotto il profilo del numero dei dipendenti, evidenziando la prevalenza di imprese di media-grande dimensione, più energivore e potenzialmente più strutturate sotto il profilo della gestione energetica.

L'analisi settoriale evidenzia una marcata eterogeneità nella copertura dei dati, con livelli di rappresentatività molto differenti tra i comparti.

I settori con **alta rappresentatività**, superiore al 50%, comprendono la fabbricazione di carta e di prodotti di carta (codice 17, 96%), la metallurgia (codice 24, 63%), la fabbricazione di computer, prodotti di elettronica e ottica, apparecchi elettromedicali e di misurazione (codice 26, 64%) e la fabbricazione di macchinari e apparecchiature n.c.a. (codice 28, 72%); in questi casi il campione può considerarsi statisticamente robusto per analisi di settore.

I comparti con **copertura intermedia**, compresa tra il 20% e il 50%, sono la produzione di prodotti alimentari (codice 10, 21%), la fabbricazione di prodotti chimici (codice 20, 49%) e

la fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (codice 23, 35%), che garantiscono una buona base informativa pur presentando margini di incertezza moderati.

Nei restanti settori, con **copertura limitata inferiore al 15%**, in particolare i codici 11, 22, 25 e 29, la rappresentatività è più debole e le stime energetiche devono essere interpretate con prudenza. Infine, per i codici 13, 14, 15, 16, 18, 19, 21, 27 e 30–33 non si registrano risposte, pertanto tali comparti non sono rappresentati nel campione.

Nel complesso, il campione offre una base informativa sufficiente per elaborazioni aggregate e stime settoriali di consumo termico, anche considerando che i dati di riferimento sulla base dei quali si sono calcolati i tassi di copertura comprendono tutte le aziende, molte delle quali non utilizzano energia termica di processo.

*Tabella 19. Modulo di raccolta dati: tasso di copertura delle aziende.*

| Macrosettore ATECO |                                                                                                                  | Aziende            |                            |                    |
|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|
|                    |                                                                                                                  | Campione effettivo | Popolazione di riferimento | Tasso di copertura |
|                    |                                                                                                                  |                    |                            |                    |
| 10                 | Produzione di prodotti alimentari                                                                                | 23                 | 1784                       | 1,3%               |
| 11                 | Produzione di bevande                                                                                            | 2                  | 166                        | 1,2%               |
| 12                 | Produzione di prodotti del tabacco                                                                               | 0                  | 0                          | -                  |
| 13                 | Fabbricazione di prodotti tessili                                                                                | 0                  | 138                        | 0%                 |
| 14                 | Fabbricazione di articoli di abbigliamento, articoli in pelle e pelliccia                                        | 0                  | 183                        | 0%                 |
| 15                 | Fabbricazione di articoli in pelle e simili                                                                      | 0                  | 42                         | 0%                 |
| 16                 | Fabbricazione di prodotti in legno e sughero (esclusi i mobili) e di articoli in paglia e materiali da intreccio | 0                  | 783                        | 0%                 |
| 17                 | Fabbricazione di carta e di prodotti di carta                                                                    | 3                  | 24                         | 12,5%              |
| 18                 | Stampa e riproduzione di supporti registrati                                                                     | 0                  | 265                        | 0%                 |
| 19                 | Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio                                       | 0                  | 35                         | 0%                 |
| 20                 | Fabbricazione di prodotti chimici                                                                                | 6                  | 73                         | 8,2%               |
| 21                 | Fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici                                       | 0                  | 5                          | 0%                 |
| 22                 | Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche                                                           | 2                  | 91                         | 2,2%               |
| 23                 | Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi                                    | 10                 | 681                        | 1,5%               |
| 24                 | Metallurgia                                                                                                      | 2                  | 42                         | 4,8%               |
| 25                 | Fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature)                                         | 8                  | 1188                       | 0,7%               |
| 26                 | Fabbricazione di computer, prodotti di elettronica e ottica, apparecchi elettromedicali e di misurazione         | 1                  | 55                         | 1,8%               |
| 27                 | Fabbricazione di apparecchiature elettriche e di apparecchiature per uso domestico non elettriche                | 0                  | 45                         | 0%                 |
| 28                 | Fabbricazione di macchinari e apparecchiature n.c.a.                                                             | 3                  | 80                         | 3,8%               |
| 29                 | Fabbricazione di autoveicoli, rimorchi e semirimorchi                                                            | 1                  | 12                         | 8,3%               |
| 30                 | Fabbricazione di altri mezzi di trasporto                                                                        | 0                  | 67                         | 0%                 |

|    |                                                                         |           |             |             |
|----|-------------------------------------------------------------------------|-----------|-------------|-------------|
| 31 | Fabbricazione di mobili                                                 | 0         | 127         | 0%          |
| 32 | Altre attività manifatturiere                                           | 0         | 570         | 0%          |
| 33 | Riparazione, manutenzione e installazione di macchine e apparecchiature | 0         | 960         | 0%          |
|    |                                                                         |           |             |             |
|    | <b>TOTALE</b>                                                           | <b>61</b> | <b>7416</b> | <b>0,8%</b> |

Tabella 20. Modulo di raccolta dati: tasso di copertura dei dipendenti.

|                    |                                                                                                                  | Dipendenti         |                            |                    |
|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|
| Macrosettore ATECO |                                                                                                                  | Campione effettivo | Popolazione di riferimento | Tasso di copertura |
|                    |                                                                                                                  |                    |                            |                    |
| 10                 | Produzione di prodotti alimentari                                                                                | 1504               | 7188                       | 21%                |
| 11                 | Produzione di bevande                                                                                            | 130                | 1121                       | 12%                |
| 12                 | Produzione di prodotti del tabacco                                                                               | 0                  | 0                          | -                  |
| 13                 | Fabbricazione di prodotti tessili                                                                                | 0                  | 190                        | 0%                 |
| 14                 | Fabbricazione di articoli di abbigliamento, articoli in pelle e pelliccia                                        | 0                  | 175                        | 0%                 |
| 15                 | Fabbricazione di articoli in pelle e simili                                                                      | 0                  | 69                         | 0%                 |
| 16                 | Fabbricazione di prodotti in legno e sughero (esclusi i mobili) e di articoli in paglia e materiali da intreccio | 0                  | 1620                       | 0%                 |
| 17                 | Fabbricazione di carta e di prodotti di carta                                                                    | 205                | 214                        | 96%                |
| 18                 | Stampa e riproduzione di supporti registrati                                                                     | 0                  | 356                        | 0%                 |
| 19                 | Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio                                       | 0                  | 492                        | 0%                 |
| 20                 | Fabbricazione di prodotti chimici                                                                                | 410                | 833                        | 49%                |
| 21                 | Fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici                                       | 0                  | 11                         | 0%                 |
| 22                 | Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche                                                           | 64                 | 809                        | 8%                 |
| 23                 | Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi                                    | 715                | 2023                       | 35%                |
| 24                 | Metallurgia                                                                                                      | 675                | 1077                       | 63%                |
| 25                 | Fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature)                                         | 549                | 3895                       | 14%                |
| 26                 | Fabbricazione di computer, prodotti di elettronica e ottica, apparecchi elettromedicali e di misurazione         | 175                | 274                        | 64%                |
| 27                 | Fabbricazione di apparecchiature elettriche e di apparecchiature per uso domestico non elettriche                | 0                  | 68                         | 0%                 |
| 28                 | Fabbricazione di macchinari e apparecchiature n.c.a.                                                             | 399                | 555                        | 72%                |
| 29                 | Fabbricazione di autoveicoli, rimorchi e semirimorchi                                                            | 5                  | 44                         | 11%                |
| 30                 | Fabbricazione di altri mezzi di trasporto                                                                        | 0                  | 415                        | 0%                 |
| 31                 | Fabbricazione di mobili                                                                                          | 0                  | 110                        | 0%                 |
| 32                 | Altre attività manifatturiere                                                                                    | 0                  | 556                        | 0%                 |
| 33                 | Riparazione, manutenzione e installazione di macchine e apparecchiature                                          | 0                  | 3016                       | 0%                 |
|                    |                                                                                                                  |                    |                            |                    |
|                    | <b>TOTALE</b>                                                                                                    | <b>4831</b>        | <b>25111</b>               | <b>19%</b>         |

## I Consumi termici del settore industriale

Nel presente capitolo viene descritto il bilancio energetico regionale del settore industriale dettagliando i consumi per vettore e macrosettore Ateco. Come anticipato, data la rilevanza

dei consumi e la specificità dei processi di Saras s.p.a., la trattazione del suo bilancio energetico è riportata nella successiva sezione 0, ad essa dedicata.

### Bilancio Energetico di Saras s.p.a.

La Saras S.p.A., oltre a essere titolare della raffineria di Sarroch, gestisce un impianto di gassificazione integrata a ciclo combinato (IGCC) per la produzione di energia elettrica, nonché un sistema logistico che include un terminale marino e infrastrutture di stoccaggio. Insieme, questi impianti costituiscono il più grande polo industriale della Sardegna. Per tale motivo, nel presente documento viene descritto in maniera puntuale il bilancio energetico di Saras S.p.A., riferito all'anno 2024, rappresentato in forma semplificata nella Figure 53.

Nel 2024, la società ha trasformato circa 13,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio tra grezzo e cariche complementari (tra cui vacuum gasoil, straight-run e cariche da reforming) in un mix di combustibili e in energia elettrica. Parte dei combustibili prodotti nel corso del processo di raffinazione non è destinata alla vendita, ma viene autoconsumata direttamente dalla stessa Saras per alimentare le proprie unità operative. Ne è un esempio il TAR, che in quantità prossime a 1,1 Mtep è stato convertito in idrogeno, zolfo e syngas. Quest'ultimo ( $\approx 0,7$  Mtep) ha alimentato il ciclo combinato dell'IGCC e prodotto energia elettrica destinata alla vendita ( $\approx 0,3$  Mtep di energia finale) e vapore destinato ai processi di trasformazione. Una quota minore di questi ultimi due vettori, stimata in meno di 10 ktep tra energia elettrica e vapore, è stata ceduta ad altre aziende coinsediate all'interno del sito industriale.

Per quanto riguarda i prodotti commercializzati, la produzione del 2024 è stata orientata principalmente verso distillati medi (come gasolio, kerosene e jet fuel) per un totale di circa 6,8 Mtep, seguiti dalla benzina (3,5 Mtep), dall'olio combustibile (0,7 Mtep), dalla nafta (0,3 Mtep), dal GPL (0,2 Mtep) e da una serie di altri prodotti residuali, tra cui zolfo, fuel oil ad alto tenore di zolfo e semilavorati. L'insieme dei prodotti venduti ha raggiunto circa 11,8 Mtep, dei quali circa il 6% (pari a 0,75 Mtep) è stato distribuito via terra all'interno del territorio regionale. L'incrocio di questi valori con i dati ufficiali sulle vendite di carburanti in Sardegna, riportati nel Bollettino Petrolifero del MASE (Tabella 21), evidenzia come la produzione Saras copra una quota significativa della domanda regionale di olio combustibile, gasolio, benzina e GPL. Dalla dichiarazione ambientale relativa al 2024, il consumo energetico lordo di Saras s.p.a. risulta pari a 1736 ktep (1532 ktep di combustibili autoprodotti e 204 ktep di energia primaria prelevata dalla rete elettrica), l'export di energia risulta pari a 757 ktep (755 ktep di energia primaria elettrica e 2 ktep di energia primaria

termica) e conseguentemente il consumo energetico netto della raffineria risulta pari a 979 ktep (di cui 775 ktep di energia termica di processo prodotta tramite combustione in situ di combustibili fossili). Nei 775 ktep sono inclusi i consumi per la raffinazione e per la produzione di energia elettrica.

*Tabella 21. Grado di copertura del fabbisogno regionale delle vendite via terra di Saras s.p.a.*

| Combustibile      | Destinazione  | Vendite Saras s.p.a. su territorio regionale (ktep) | Vendite totali sul territorio regionale (ktep) | Grado di copertura del fabbisogno regionale |
|-------------------|---------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Olio Combustibile | -             | 41                                                  | 43                                             | 96%                                         |
| Gasolio           | Autotrazione  | 318                                                 | 838                                            | 38%                                         |
|                   | Agricolo      | 24                                                  | 71                                             | 33%                                         |
|                   | Riscaldamento | 37                                                  | 74                                             | 50%                                         |
| Benzina           | -             | 131                                                 | 264                                            | 50%                                         |
| GPL               | -             | 89                                                  | 126                                            | 70%                                         |

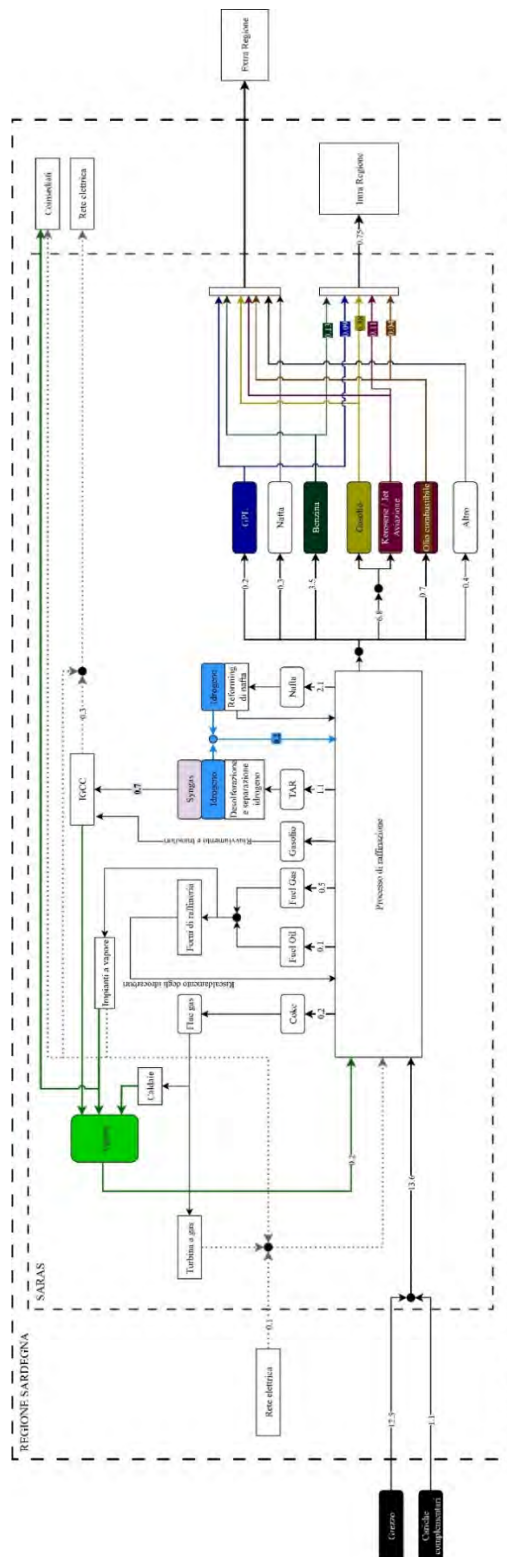


Figure 53 Bilancio Energetico semplificato Saras s.p.a. (2024). Dati in Mtep.

## I combustibili utilizzati nel settore termico industriale

I combustibili fossili impiegati in Sardegna per usi energetici nel settore termico industriale comprendono, oltre ai derivati petroliferi utilizzati all'interno di Saras s.p.a. e aziende limitrofe, pet coke, olio combustibile (vergine e usato), GPL, gasolio e gas naturale.

I consumi dei combustibili ascrivibili al solo settore industriale sono stati ricostruiti tramite triangolazione di fonti ufficiali e dati primari: vendite provinciali MASE, usi e provenienze ADM, PEAR e monitoraggi, studio RSE, dataset FIRE, dichiarazioni ambientali di impianto, riscontri di operatori logistici locali (es. Higas, Medea) e modulo di raccolta dati imprese. L'attribuzione all'industria è avvenuta con criteri prudenziali basati su profili mensili non stagionali, tipologia di fornitura (serbatoi vs bombole), evidenze dichiarative e controlli di coerenza territoriale. I valori sono espressi in ktep, riferiti al 2024 salvo diversa indicazione, e includono usi termici e cogenerazione industriale, escludendo trasporti e settore civile; le incertezze sono esplicitate caso per caso.

I consumi di combustibili fossili ascrivibili al settore termico industriale della Regione Sardegna (pari, per il 2024, a 917 ktep) sono riconducibili in misura preponderante a Saras S.p.A. (775 ktep, 85%).

La parte rimanente, stimata pari a 142 ktep (15% del totale) come meglio dettagliato nelle sezioni seguenti, è ripartita tra i diversi combustibili come di seguito:

- Pet Coke (44 ktep, 31%);
- Olio Combustibile (37 ktep, 26%);
- GPL (32 ktep, 23%);
- Gasolio (9 ktep, 6%);
- Gas naturale (7 ktep, 5%);
- Fuel Gas ed Off Gas (13 ktep, 9%).

La Tabella 22 confronta i consumi di combustibili fossili del settore industriale sardo (Saras esclusa) del 2024 con quelli del 2020. Nello specifico, questi ultimi fanno riferimento ai dati dello studio RSE. Il confronto fra il 2020 e il 2024 evidenzia un calo molto marcato dei consumi energetici industriali, passati complessivamente da 225,5 ktep a 142 ktep. Tale contrazione (-35%) riguarda in particolare i combustibili più inquinanti: l'impiego di BTZ si è quasi dimezzato, l'olio esausto si è ridotto di oltre due terzi e il pet coke, pur restando una voce rilevante, ha perso circa il 40% dei volumi. Anche il gasolio registra una flessione, sebbene più contenuta, mentre il GPL si mantiene sostanzialmente stabile, confermandosi come uno dei vettori ancora diffusi

negli usi industriali. In controtendenza spicca il GNL, che cresce sensibilmente rispetto al 2020, riflettendo l'avvio dei primi utilizzi a livello regionale.

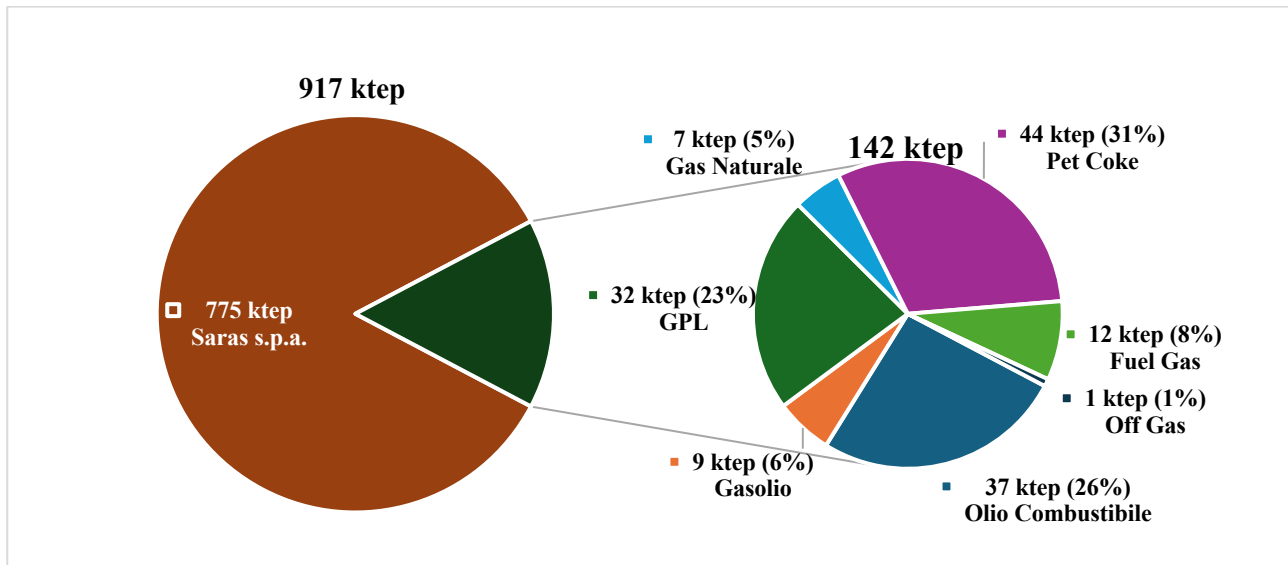


Figure 54: Ripartizione dei consumi del settore termico industriale per vettore, 2024.

Non risultano invece presenti, nel 2024, antracite e coke metallurgico, il cui impiego rimane confinato a usi non energetici come agenti riducenti in metallurgia. Nel complesso, il quadro evidenzia un processo di transizione in corso, con l'abbandono progressivo dei combustibili solidi tradizionali e l'affermazione graduale del gas naturale come alternativa più coerente con le prospettive di decarbonizzazione.

Tabella 22. Consumi termici industriali della Sardegna nel 2020 e 2024 (Saras esclusa).

| Combustibile                       | Consumo 2020<br>(Studio RSE)<br>[ktep] | Stima di<br>consumo 2024<br>[ktep] |
|------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------|
| BTZ                                | 64,5                                   | 33,9                               |
| Olio esausto                       | 8,8                                    | 3,1                                |
| Gasolio                            | 10,8                                   | 8,5                                |
| GPL                                | 35,0                                   | 32,0                               |
| GNL                                | 2,6                                    | 7                                  |
| Pet Coke                           | 74,5                                   | 44                                 |
| Fuel Gas (consumo esterno a Saras) | -                                      | 12                                 |
| Off Gas (consumo esterno a Saras)  | -                                      | 1                                  |
| Coke metallurgico                  | 4,1                                    | -                                  |
| Antracite                          | 25,2                                   | -                                  |
| TOTALE                             | 225,5                                  | 142                                |

Nel prosieguo è riportata una analisi di dettaglio riferita ai singoli vettori energetici (Saras S.p.A. esclusa).

## Pet Coke

Il Petroleum Coke (comunemente noto come Pet Coke) è un combustibile solido derivato dai residui pesanti della raffinazione del petrolio greggio. Si tratta di un materiale ad alto tenore carbonioso, con potere calorifico elevato (fino a 32–35 MJ/kg), contenuto volatile ridotto e una composizione chimica che lo rende assimilabile, sotto molti aspetti, al carbone. Dal punto di vista industriale, il Pet Coke trova impiego in impianti ad alta intensità energetica, in particolare laddove sono richieste temperature elevate e continuità di alimentazione, come nei settori cementiero, metallurgico e della produzione di calce.

L'utilizzo del Pet Coke comporta emissioni climalteranti e ambientali molto rilevanti. Secondo i fattori emissivi ISPRA, il Pet Coke presenta una densità emissiva pari a circa 102 kg di CO<sub>2</sub> per GJ (circa 367 kg di CO<sub>2</sub> per MWh), superiore a quella del carbone e di gran lunga maggiore rispetto a gas naturale, gasolio o GPL. Oltre alle elevate emissioni di CO<sub>2</sub>, la combustione del Pet Coke può generare ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e particolato fine (PM), a causa del suo elevato contenuto di zolfo (fino al 5–7% in massa nelle tipologie non desolforate) e di ceneri.

In Sardegna, l'impiego di Pet Coke è limitato a pochi impianti industriali di grandi dimensioni, in particolare nel macrosettore Ateco 23 (fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi), dove viene utilizzato come combustibile da processo nei forni per la produzione del clinker e, come riducente (uso non energetico), nel settore della produzione di metalli di base.

Nel 2013, il consumo di Pet Coke nel settore termico industriale sardo si attestava su circa 38,9 ktep (PEAR 2015-2030), pari a circa il 10% dei consumi complessivi del comparto (398 ktep). Nel 2020 tale valore risultava quasi raddoppiato, raggiungendo 74,5 ktep, a conferma del crescente ricorso a questo combustibile nei processi industriali regionali. È probabile che in questi valori sia incluso anche l'utilizzo non energetico del pet coke, in particolare come agente riducente nel settore ATECO 24 (metallurgia di base). In accordo con le assunzioni metodologiche, nel presente elaborato sono stati esclusi gli usi non energetici.

Per il 2024, gli usi energetici di Pet Coke possono ragionevolmente essere assunti pari a 44 ktep, riconducibili integralmente a tre attività del settore ATECO 23.

## Olio Combustibile

L'olio combustibile è un derivato pesante del petrolio, la cui composizione include idrocarburi pesanti e composti solforati. Si distingue in versione ad alto (ATZ) e basso (BTZ) tenore di zolfo, con differenze rilevanti in termini di impatto ambientale. L'olio combustibile è storicamente impiegato per la produzione di calore ad alta temperatura in ambito industriale, in particolare nei processi dove sono richiesti elevati carichi termici continui.

Dal punto di vista emissivo, l'olio combustibile presenta una delle densità di emissione di CO<sub>2</sub> più elevate tra i combustibili fossili convenzionali. Come riportato da ISPRA (Tabella 17), la combustione di olio combustibile pesante genera circa 76,5 t di CO<sub>2</sub> per TJ. A queste si aggiungono emissioni di ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), legate al contenuto di zolfo residuo nel combustibile, nonché emissioni di particolato fine, ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e microinquinanti. Tali caratteristiche rendono questo vettore particolarmente impattante dal punto di vista ambientale e sempre più soggetto a vincoli normativi stringenti.

Nel contesto industriale sardo, nel 2024, la totalità di vendite di olio combustibile è stata del tipo BTZ. L'olio combustibile è tuttora impiegato in molti macrosettori Ateco. A parte gli utilizzi interni in Saras (non considerati nella presente sezione), l'olio combustibile è utilizzato nella produzione di prodotti alimentari, nella lavorazione di minerali non metalliferi e nella metallurgia pesante (polo di Portovesme) come dettagliato nel seguito.

Il prezzo medio di vendita del BTZ nel 2024, pubblicato dal MASE, è pari a 642,83 €/t nella versione densa e 1074,54 €/t nella versione fluida.

A parte l'olio combustibile vergine, in Sardegna è utilizzato anche l'olio usato. Quest'ultimo è un rifiuto speciale pericoloso derivante principalmente da attività industriali e di manutenzione meccanica (officine, trasporti, impianti produttivi). La filiera nazionale è gestita dal CONOU (Consorzio Nazionale Oli Usati), che raccoglie ogni anno circa 177000 tonnellate di olio usato e ne avvia oltre il 98% alla rigenerazione, trasformandolo in nuove basi lubrificanti. Solo una quota marginale, pari a meno del 2%, non risulta rigenerabile ed è quindi destinata a combustione o a smaltimento. Questa quota residuale viene venduta quasi interamente in Sardegna: nel 2024 circa 3300 tonnellate di olio usato non rigenerabile sono state impiegate come combustibile, in sostituzione dell'olio combustibile vergine. L'utilizzo si concentra in particolare nel comparto della fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (ATECO 23), che richiede processi termici ad alta intensità (forni per cemento, calce). Interessante osservare come questo vettore energetico non sia censito nel bollettino petrolifero del MASE. Pur non eliminando le emissioni climalteranti, la combustione dell'olio usato non rigenerabile rappresenta una forma di valorizzazione energetica coerente con i principi di economia circolare: l'olio usato

che non può essere rigenerato viene comunque sfruttato per produrre energia, evitando lo smaltimento diretto e riducendo il fabbisogno di olio combustibile vergine di origine fossile.

A differenza di quanto avviene a livello nazionale o per altri combustibili, l'olio combustibile in Sardegna è destinato quasi interamente al settore termico industriale, a fronte di una quota che a livello nazionale nel 2024 si è assestata intorno al 12%.

L'evoluzione dei consumi di olio combustibile in Sardegna mostra una tendenza di progressiva e marcata riduzione, in particolare a partire dal 2019, mentre nel 2013, l'olio combustibile rappresentava oltre la metà del fabbisogno complessivo del comparto termico industriale<sup>3</sup>. Si trattava quindi del principale vettore fossile a servizio dei processi industriali ad alta intensità energetica. Già nel 2020, il quadro appariva profondamente mutato: la quota attribuibile all'olio combustibile risultava pari a soli 64,5 ktep<sup>4</sup> su un consumo complessivo del settore termico industriale pari a 303 ktep<sup>5</sup> (pari a circa il 21%). L'incidenza di questo vettore, da maggioritario, si era quindi ridotta a circa un quinto del totale, riflettendo sia la contrazione dell'attività industriale in alcuni comparti storici, sia la sostituzione progressiva con altri combustibili meno inquinanti.

La tendenza discendente è confermata anche dalle vendite rilevate dal Bollettino Petrolifero del MASE (Figure 55): dopo un ultimo picco di quasi 70 ktep nel 2019, il consumo regionale è diminuito costantemente, fino a raggiungere 42,9 ktep nel 2024. Come già osservato, a differenza degli anni precedenti, nel 2024 l'intera quota è costituita da olio combustibile BTZ, evidenziando l'adeguamento agli stringenti vincoli ambientali e l'abbandono definitivo della frazione ad alto tenore di zolfo (ATZ).

In sintesi, il percorso di riduzione dei consumi di olio combustibile in Sardegna risulta coerente con le dinamiche nazionali ed europee di phase-out dei combustibili più inquinanti: da oltre 60 ktep nel 2013 a circa 46 ktep nel 2024 (42,9 ktep di olio combustibile vergine e 3,1 ktep di olio usato), con una contrazione di circa il 30% in poco più di un decennio.

La ripartizione per provincia delle vendite di olio combustibile vergine in Sardegna, relativamente al 2024, è riportata nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** È possibile osservare una forte prevalenza delle vendite nella provincia di Cagliari (47%), seguita dalla provincia di Oristano (26%), Nuoro (14%), Sassari (7%) e Sud Sardegna (6%). Le vendite mensili di olio combustibile BTZ (Figure 57) mostrano un andamento pressoché costante lungo tutto l'anno e privo di marcati effetti stagionali. Tale regolarità conferma che il consumo è

---

<sup>3</sup> PEAR 2013 e Rapporti di Monitoraggio

<sup>4</sup> RSE

<sup>5</sup> PEAR 2013 e Rapporti di Monitoraggio

riconducibile quasi esclusivamente a usi industriali continuativi e non a riscaldamento di ambienti.

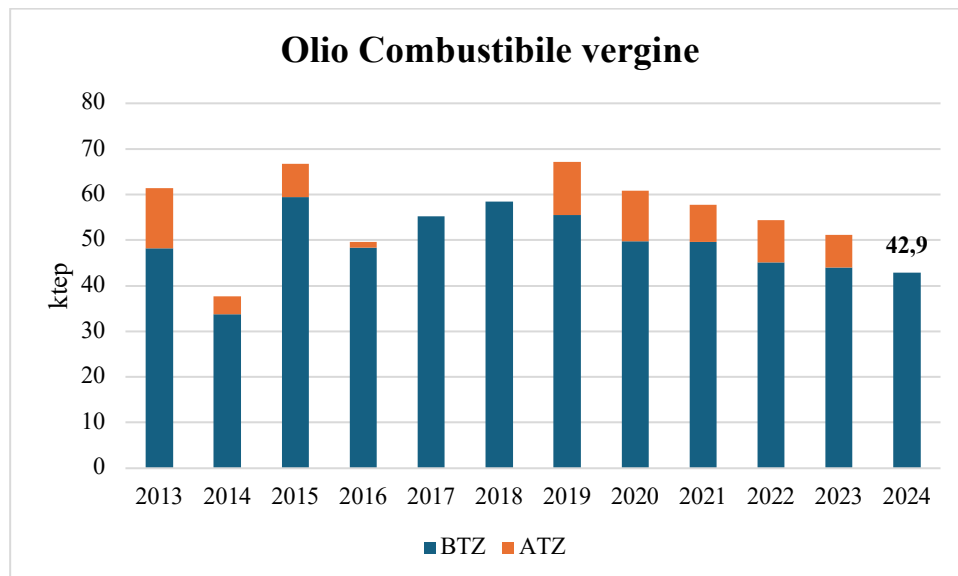


Figure 55: Vendite annuali di “Olio combustibile” nell’intero territorio regionale per gli ultimi anni.

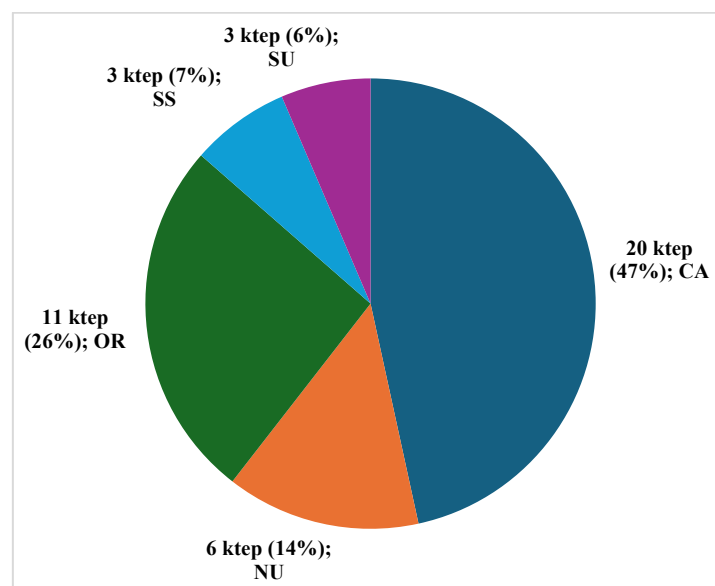


Figure 56: Ripartizione delle vendite di olio combustibile vergine per provincia, 2024.

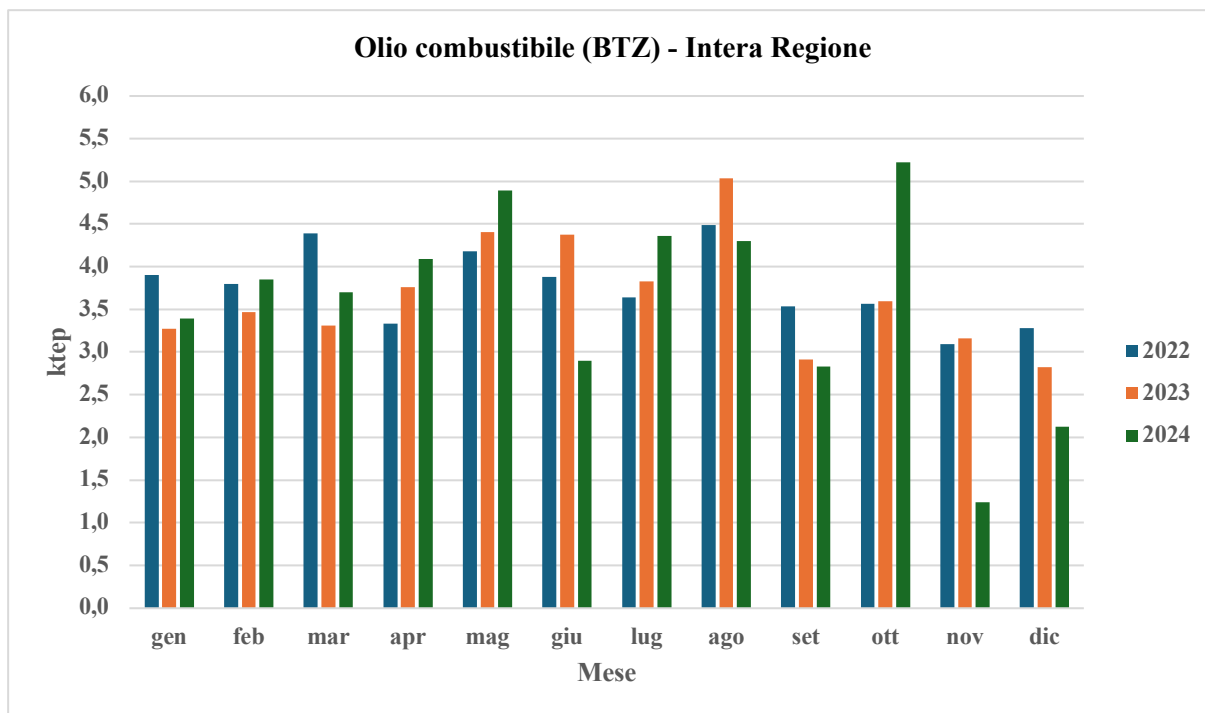


Figure 57: Vendite mensili di “Olio combustibile (BTZ)” vergine nell’intero territorio regionale per l’ultimo triennio.

Il valore di vendite totali di olio combustibile sopra riportato è coerente con i dati ADM (46,9 ktep), che lo ripartiscono (Tabella 23) in usi energetici (31,9 ktep di denso BTZ e 2,0 ktep di fluido BTZ) e in una quota residua di circa 13 ktep destinata a impieghi non energetici di tipo chimico.

Tabella 23. Dettaglio olio combustibile.

| Tipologia  | Uso                      | Consumo [ktep] |
|------------|--------------------------|----------------|
| Fluido BTZ | Energetico               | 2,0            |
|            | Non energetico (chimico) | 4,1            |
| Denso BTZ  | Energetico               | 31,9           |
|            | Non energetico (chimico) | 8,9            |

In conclusione, i consumi di olio combustibile ascrivibili al settore termico industriale (usi energetici) sono nell’ordine di **37 ktep** (33,9 ktep di olio combustibile vergine e 3,1 ktep di olio usato).

Tramite il modulo di raccolta dati somministrato alle imprese operanti nel territorio regionale sono stati indirizzati consumi di olio combustibile (verGINE ed usato), per il 2024, per circa 31 ktep. Tale consumo rappresenta quasi l’84% dei 37 ktep di consumo di olio combustibile riconducibile ad usi energetici nell’industria.

L’analisi dei consumi di olio combustibile per settore ATECO (Figure 58) evidenzia una forte concentrazione in pochi comparti industriali energivori. In particolare, oltre il 60% dei consumi è

attribuibile a due soli settori: la fabbricazione di prodotti chimici (ATECO 20, 12 ktep – 33%) e la fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (ATECO 23,7 ktep – 18%), che comprendono rispettivamente processi di produzione di laterizi ed il comparto cementiero. Seguono la fabbricazione di metalli di base (ATECO 24, 5 ktep – 13%) e la produzione di prodotti alimentari (ATECO 10,4 ktep – 12%), che insieme rappresentano un ulteriore quarto del totale.

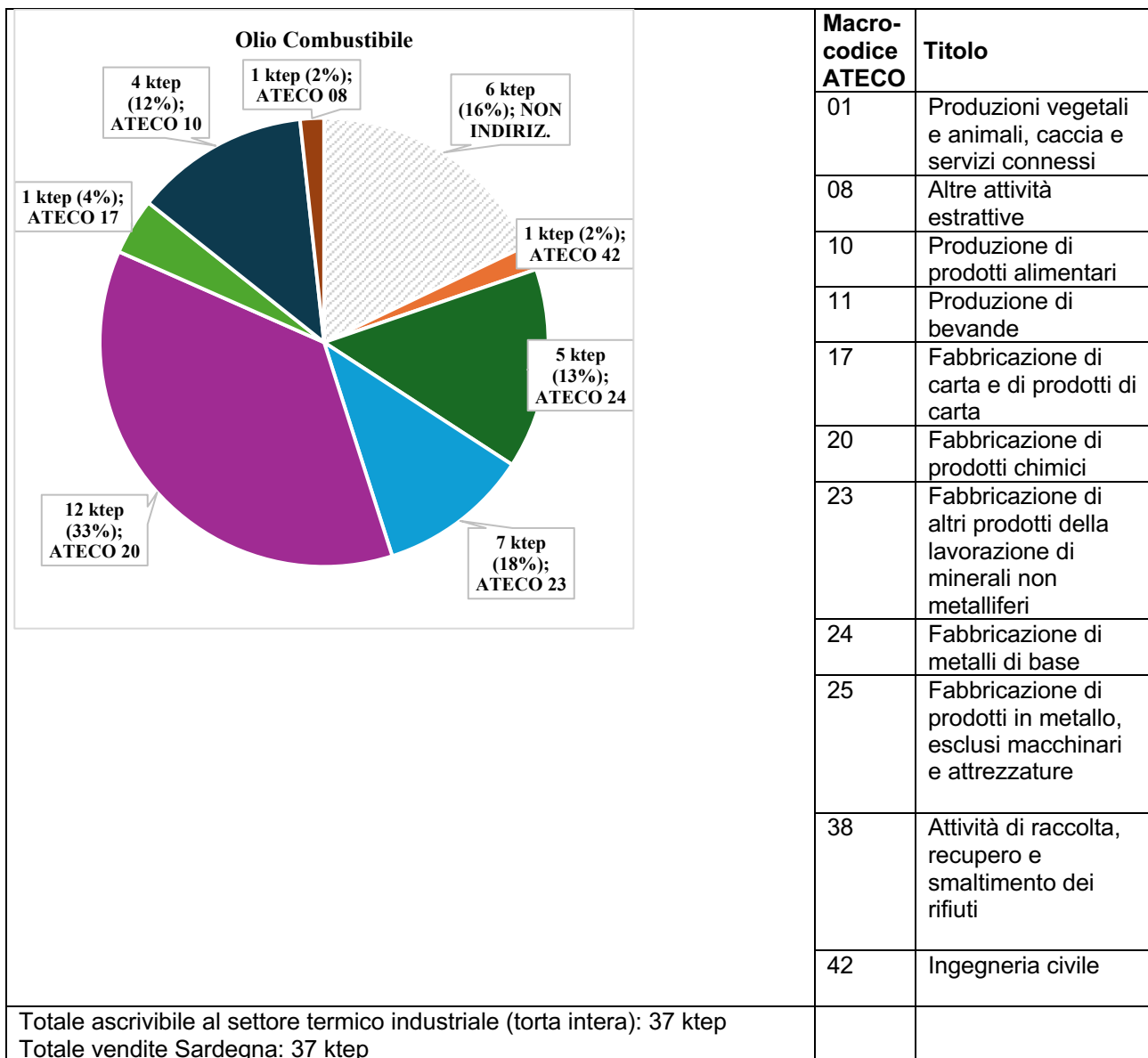


Figure 58: Suddivisione dei consumi di olio combustibile per usi energetici per settore ATECO, 2024.

Gli altri comparti (ATECO 17, 08, 42) hanno un peso marginale, mentre una quota pari a 6 ktep (16%) non è stata indirizzata ad un settore specifico, ma potrebbe comunque ricadere in ambiti industriali minori o non perfettamente tracciati.

In sintesi, emerge come l'olio combustibile in Sardegna sia oggi utilizzato in prevalenza in pochi poli industriali ad alta intensità termica, ma sia al tempo stesso ancora presente in realtà produttive di dimensioni più ridotte, come nel comparto alimentare (ATECO 10). Ciò permette di indirizzare le politiche di decarbonizzazione in maniera molto mirata, concentrando gli sforzi su pochi comparti specifici e su un numero limitato di realtà industriali.

## Gas di Petrolio Liquefatto

Il Gas di Petrolio Liquefatto (GPL) costituisce una delle principali alternative ai combustibili liquidi tradizionali (gasolio e olio combustibile) per la generazione di calore nei processi industriali. Composto principalmente da propano e butano, il GPL è un combustibile ad alto potere calorifico (circa 46 MJ/kg) e con un profilo emissivo più favorevole rispetto ad altri combustibili fossili liquidi. Dal punto di vista ambientale, infatti, la combustione del GPL genera circa 63,1 kg di CO<sub>2</sub> per GJ (pari a circa 227 kg di CO<sub>2</sub> per MWh), secondo ISPRA. Si tratta di un valore inferiore a quello del gasolio (74,1 kg CO<sub>2</sub>/GJ) e nettamente inferiore a quello dell'olio combustibile, rendendolo un'opzione a minore intensità carbonica per il soddisfacimento dei fabbisogni termici industriali.

La versatilità logistica del GPL, che può essere stoccato in serbatoi individuali o distribuito tramite reti locali (reti canalizzate a servizio di zone industriali), lo rende particolarmente adatto al contesto sardo, caratterizzato da una forte frammentazione territoriale e dalla ancora scarsa diffusione del GNL.

Il MASE riporta un prezzo medio annuale del GPL per il 2024 pari a 724,16 €/1000 l.

Il GPL ha un ruolo non trascurabile nel bilancio energetico del settore termico industriale sardo. Nel 2013, secondo il PEAR 2015-2030, i consumi ammontavano a 31,6 ktep, pari a circa l'8% del fabbisogno complessivo del settore, allora stimato in 398 ktep. Nel 2020, lo Studio RSE sul sistema energetico regionale riportava un consumo industriale di GPL pari a 35,0 ktep, su un totale del comparto termico industriale ridotto a 303 ktep (incidenza cresciuta a circa il 12%).

L'impiego di GPL nei processi produttivi non è censito separatamente nelle statistiche provinciali del MASE, ma risulta incluso nella categoria "GPL Combustione", a sua volta suddivisa in "bombole" e "serbatoi". Le statistiche del MASE indicano vendite complessive di "GPL Combustione" pari a 80 ktep nel 2020 (48 ktep di bombole e 32 ktep di serbatoi), ma non sono disponibili dati disaggregati per il 2013. Confrontando questi valori con i consumi industriali stimati per il 2020 (35 ktep), emerge che la quota destinata al settore termico industriale rappresentava circa il 44% del totale delle vendite di "GPL Combustione". A livello nazionale, il "GPL Combustione" (bombole + serbatoi) venduto nel 2024 al settore Industria ha rappresentato l'8% del totale. Questa differenza è ragionevolmente riconducibile all'attuale carenza di infrastrutture per la distribuzione del metano sul territorio regionale.

I dati del Bollettino Petrolifero del MASE indicano per il 2024 vendite complessive di GPL Combustione pari a 70,5 ktep (43 ktep di bombole e 27 ktep di serbatoi); assumendo quindi che circa il 45% di queste sia effettivamente riconducibile all'uso industriale, il consumo destinato ai

processi termici industriali potrebbe attestarsi intorno a 32 ktep. Da notare che quest'ultimo valore potrà essere suscettibile di revisione a valle dell'allineamento con le analisi svolte sui consumi del settore civile o di nuove informazioni provenienti dai distributori.

In conclusione, i consumi di GPL ascrivibili al settore termico industriale (usi energetici) si ritiene possano essere nell'ordine di **32 ktep**.

L'evoluzione delle vendite di GPL Combustione negli ultimi anni, riportata in Figure 59, evidenzia una riduzione del consumo di tale vettore, che si è ridotto di circa il 25% rispetto ai consumi del 2014.

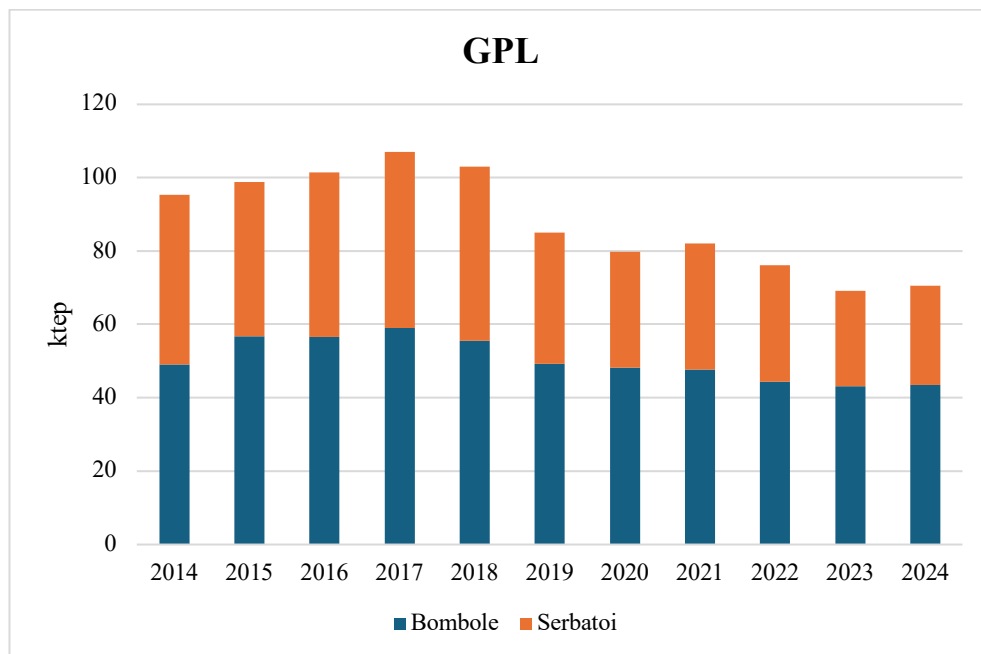


Figure 59: Vendite annuali di GPL Combustione nell'intero territorio regionale per gli ultimi anni. [Fonte: Bollettino Petrolifero MASE. Vendite provinciali]

La ripartizione delle vendite di GPL combustione per provincia per il 2024 è riportata in Figure 60. È possibile osservare una forte prevalenza del consumo nelle province di Cagliari (35%) e Sassari (31%), seguita dalla provincia del Sud Sardegna (15%), Nuoro (10%) ed Oristano (9%). Tramite il modulo di raccolta dati somministrato alle imprese operanti nel territorio regionale sono stati indirizzati consumi di GPL, per il 2024, per circa 20.3 ktep. Tale consumo rappresenta circa il 63% dei 32 ktep di consumo di GPL stimati per il settore termico industriale.

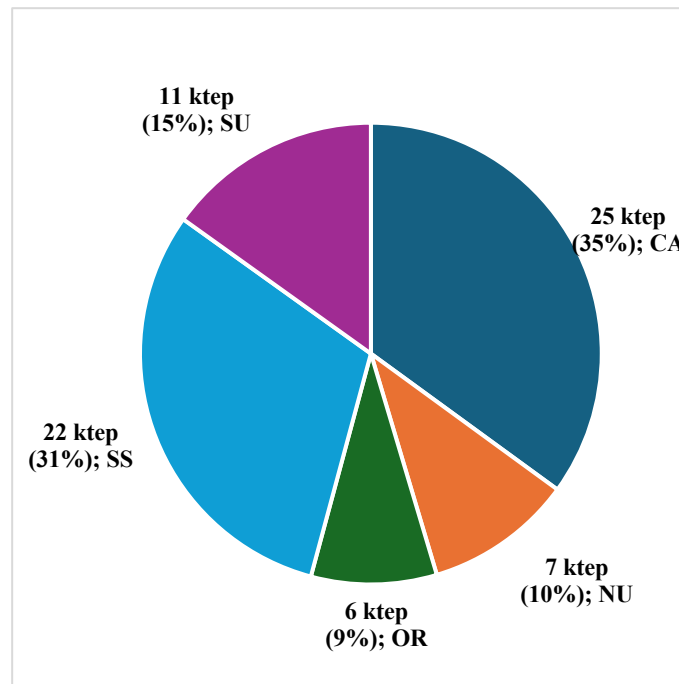


Figure 60: Ripartizione del consumo di "GPL Combustione" per provincia, relativamente al 2024. [Fonte: Bollettino Petrolifero MASE. Vendite provinciali].

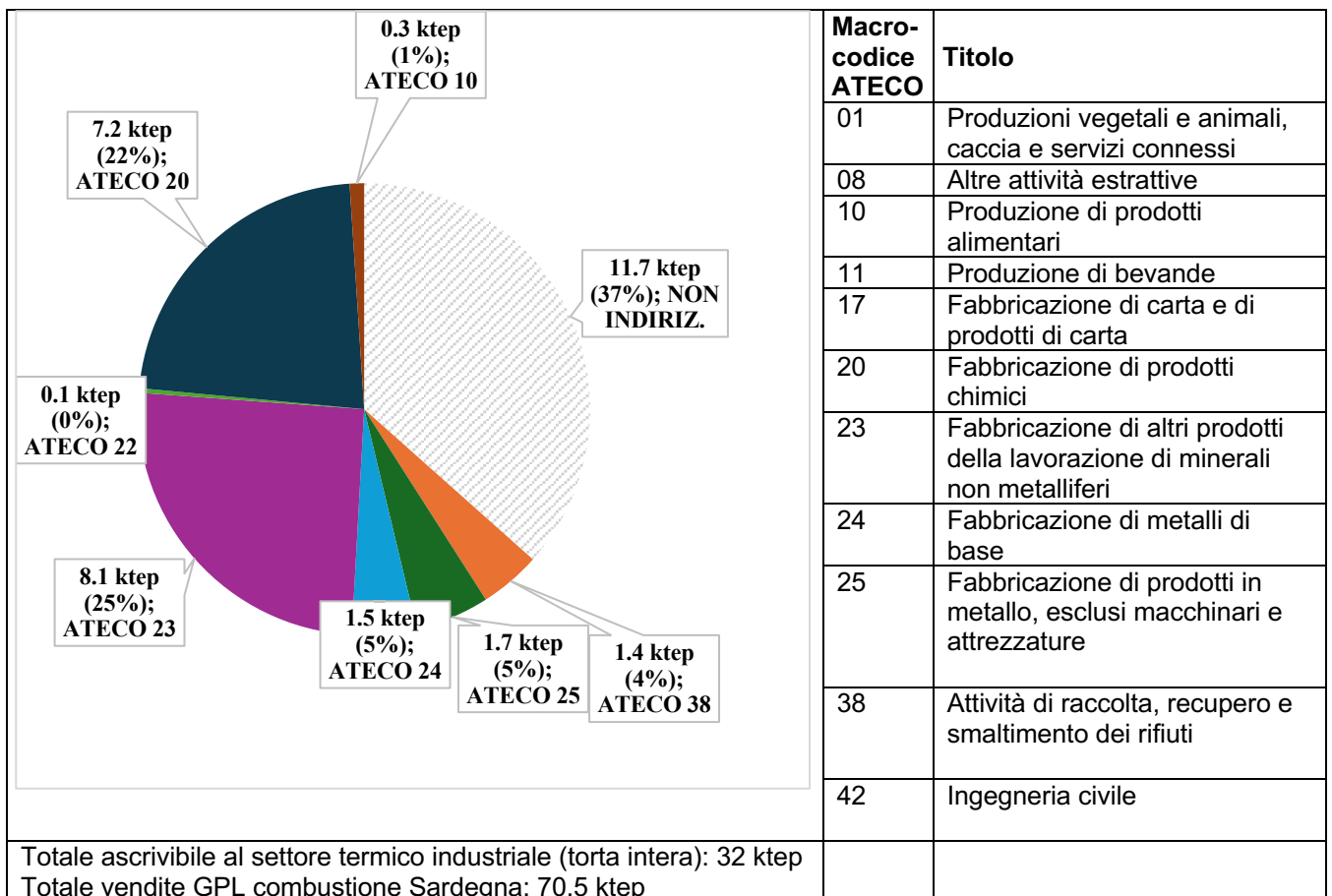


Figure 61: Suddivisione dei consumi di GPL combustione per settore ATECO, 2024.

## Gasolio

Il gasolio è un combustibile liquido derivato dalla distillazione del petrolio greggio, caratterizzato da un tenore di zolfo contenuto (tipicamente  $< 0,1\%$ ) e da una buona densità energetica, pari a circa 43 MJ/kg. Secondo i fattori emissivi adottati da ISPRA, il gasolio rilascia circa 74 kg di CO<sub>2</sub> per GJ (pari a circa 267 kg di CO<sub>2</sub> per MWh), a cui si aggiungono ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), piccole quantità di particolato fine e, in misura più contenuta rispetto ad altri combustibili liquidi, ossidi di zolfo.

Il prezzo medio annuale del gasolio riscaldamento nel 2024, pubblicato dal MASE, si è attestato a 1477,55 euro per mille litri.

Il gasolio ha un ruolo marginale nel bilancio energetico del settore termico industriale sardo. Nel 2013, secondo il PEAR 2015-2030, i consumi ammontavano a 7,49 ktep, pari a meno del 2% del fabbisogno complessivo del settore, allora stimato in 398 ktep. Nel 2020, lo Studio RSE sul sistema energetico regionale riportava un consumo industriale di gasolio pari a 10,8 ktep, su un totale del comparto termico industriale ridotto a 303 ktep. Oggi, il gasolio ha un'incidenza sui consumi del settore industriale sardo per la produzione di energia termica di circa il 6%.

Similmente al GPL, l'impiego di gasolio nel settore industriale non è censito separatamente nel Bollettino Petrolifero del MASE, ma risulta incluso nella categoria "gasolio per riscaldamento". Le statistiche del MASE indicano per questa voce vendite complessive pari a 61,5 ktep nel 2013 e a 94,9 ktep nel 2020. Confrontando questi valori con i consumi industriali stimati nelle stesse annualità (7,5 e 10,8 ktep), emerge che la quota effettivamente destinata al settore termico industriale rappresenta solo l'11-12% del totale delle vendite di "gasolio riscaldamento", mentre la parte prevalente riguarda usi civili e terziari. A livello nazionale, il gasolio per riscaldamento venduto al settore industria ha rappresentato nel 2024 appena il 4‰ del totale, confermando il ruolo residuale di questo combustibile nei bilanci energetici industriali.

I dati del Bollettino Petrolifero del MASE indicano per il 2024 vendite complessive di gasolio per riscaldamento pari a 73,8 ktep; assumendo quindi che circa l'11-12% di queste sia effettivamente riconducibile all'uso industriale, il consumo destinato ai processi termici industriali potrebbe attestarsi intorno a 8,5 ktep. Rispetto all'incidenza del gasolio industriale sul totale a livello nazionale (4‰), il gasolio per uso industriale in Sardegna presenta quindi un'incidenza maggiore (8,6‰ – totale vendite gasolio pari a 983 ktep). Da notare che quest'ultimo valore potrà essere suscettibile di revisione a valle dell'allineamento con le analisi svolte sui consumi del settore civile o di nuove informazioni provenienti dai rivenditori.

In conclusione, i consumi di gasolio ascrivibili al settore termico industriale (usi energetici) si ritiene possano essere nell'ordine di **8,5 ktep**.

L'evoluzione delle vendite di gasolio riscaldamento negli ultimi anni, riportata in Figure 62, evidenzia una riduzione del consumo di tale vettore particolarmente accentuata nell'ultimo quadriennio. È presumibile che la maggior parte della riduzione sia ascrivibile ad interventi di decarbonizzazione nel settore civile.

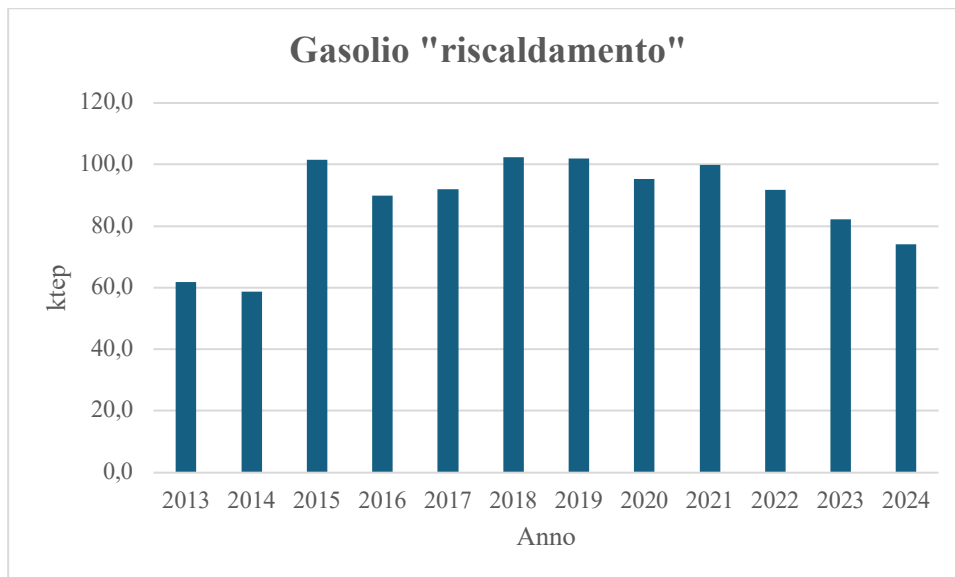


Figure 62: Vendite annuali di "Gasolio riscaldamento" nel territorio regionale per gli ultimi anni.

La ripartizione delle vendite di gasolio riscaldamento per provincia per il 2024 è riportata in Figure 63, dalla quale si evince come quasi il 50% sia venduto nella provincia di Sassari.

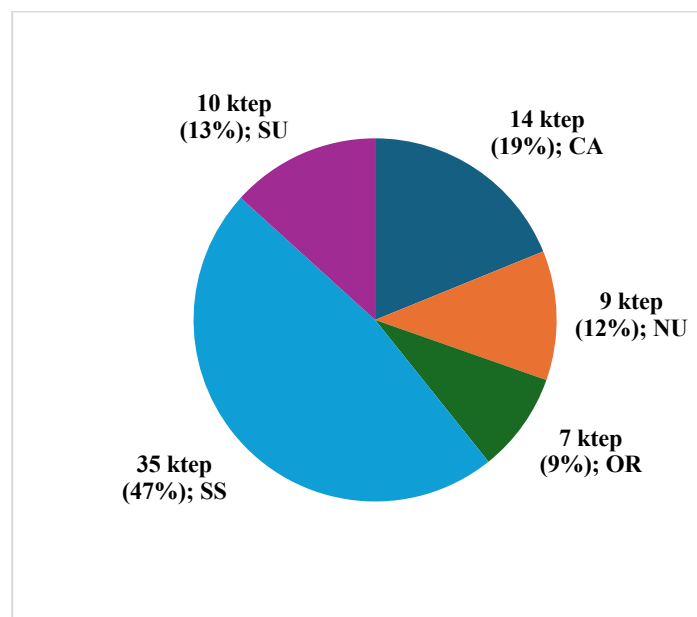


Figure 63: Ripartizione delle vendite di gasolio riscaldamento per provincia, 2024.

Tramite il modulo di raccolta dati somministrato alle imprese operanti nel territorio regionale sono stati indirizzati consumi di gasolio, per il 2024, per poco più di 1 ktep. Tale consumo rappresenta appena il 12% degli 8,5 ktep di consumo di gasolio stimati per il settore termico industriale.

L'analisi dei consumi di gasolio per settore ATECO (Figure 64) mostra una distribuzione caratterizzata da una quota molto elevata di volumi non indirizzati a comparti specifici. In particolare, circa l'87,6% del totale (7,46 ktep) non è stato ricondotto a un settore preciso, riflettendo la difficoltà di tracciamento di questo combustibile, che trova spesso impiego in realtà produttive di piccola scala o in usi misti non dichiarati.

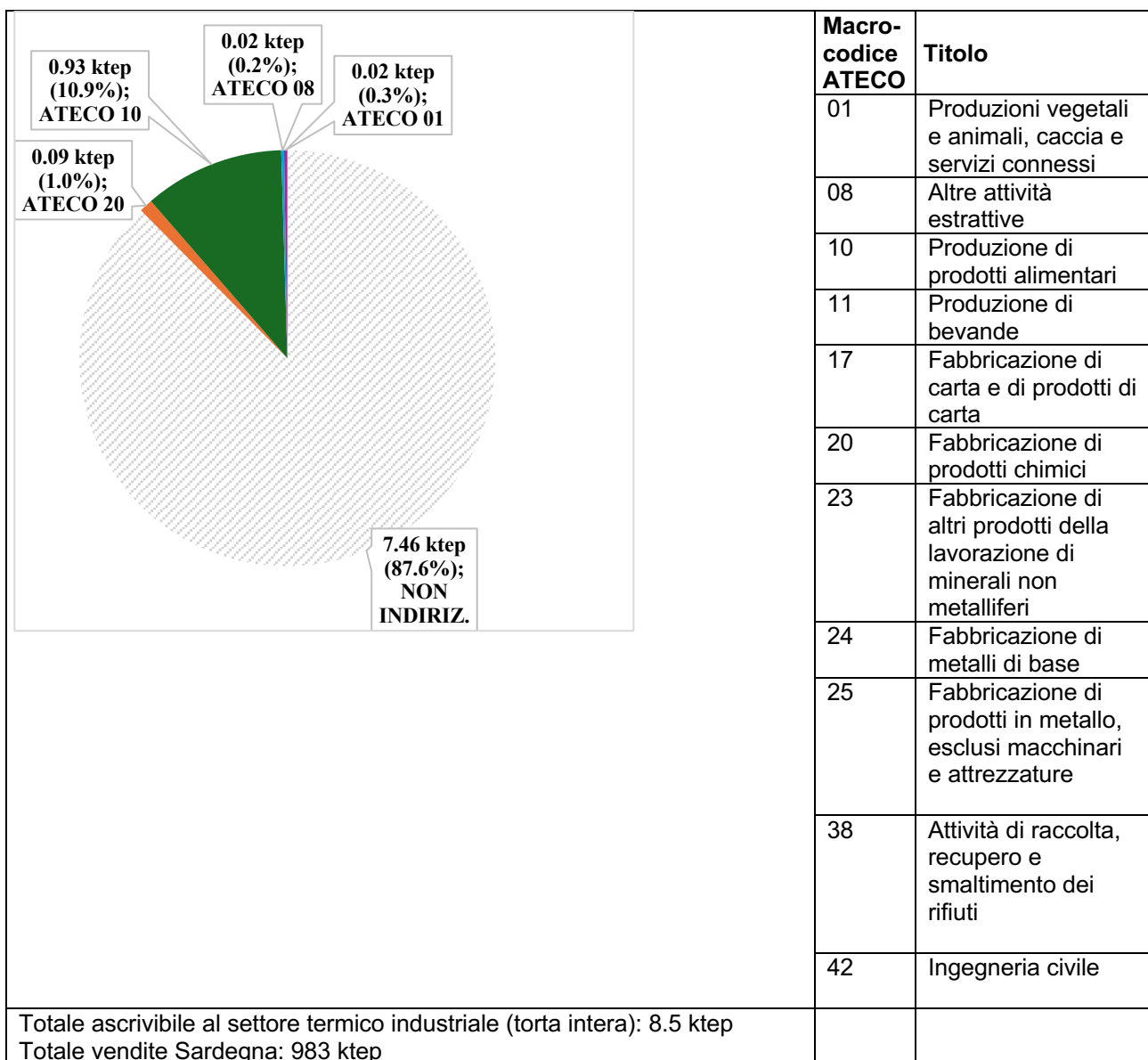


Figure 64: Suddivisione dei consumi di gasolio per usi energetici per settore ATECO, 2024.

Tra i settori identificati, la quota più significativa riguarda la produzione di prodotti alimentari (ATECO 10), che assorbe 0,93 ktep, pari a circa l'11% del totale. Seguono, con valori molto più ridotti, la fabbricazione di prodotti chimici (ATECO 20, 0,09 ktep – 1,0%), le altre attività estrattive (ATECO 08, 0,02 ktep – 0,2%) e le produzioni vegetali e animali (ATECO 01, 0,02 ktep – 0,3%). La concentrazione della quasi totalità dei consumi nella categoria “non indirizzato” evidenzia come l'utilizzo del gasolio riscaldamento nell'industria sarda sia diffuso ma frammentato, con prevalenza di impieghi in comparti di piccola dimensione o non perfettamente censiti. I dati disponibili non segnalano la presenza di poli industriali energivori specificamente legati a questo combustibile, che mantiene quindi un ruolo residuale e secondario rispetto ad altri vettori fossili. Per completezza di informazioni, si evidenzia che il gasolio è anche utilizzato nelle fasi di avviamento delle centrali termoelettriche, ma tali consumi non risultano inclusi nella presente sezione.

## Gas Naturale

Il gas naturale è storicamente considerato il combustibile fossile con il miglior compromesso tra efficienza energetica, flessibilità d'uso e impatto ambientale. Caratterizzato da un elevato potere calorifico (circa 38 MJ/Nm<sup>3</sup>, pari a circa 50 MJ/kg di metano puro) e da un contenuto di carbonio relativamente basso, il gas naturale è ampiamente utilizzato nel settore industriale per la produzione di calore in processi a media e alta temperatura, nonché in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Dal punto di vista emissivo, il gas naturale presenta una delle intensità di carbonio più basse tra i combustibili fossili, con un fattore emissivo pari a circa 56,1 kg CO<sub>2</sub>/GJ (ovvero 202 kg CO<sub>2</sub>/MWh) secondo i parametri ISPRA. Le emissioni accessorie di NO<sub>x</sub> sono contenute, mentre quelle di SO<sub>x</sub> e particolato risultano trascurabili, rendendolo compatibile con i requisiti delle Best Available Technologies (BAT) e con le normative ambientali più stringenti.

In Sardegna la sua adozione è stata storicamente limitata dalla mancanza di una rete nazionale di distribuzione, che ha impedito lo sviluppo diffuso di questo vettore nel territorio regionale. Solo negli ultimi anni si è assistito a una progressiva introduzione del gas naturale in forma liquefatta (GNL) e a iniziative di metanizzazione locale attraverso reti isolate, small-scale LNG e micro-reti urbane o industriali.

Il MASE riporta un prezzo medio annuale del GNL per il 2024 pari a 1245,98 €/1000 kg ma non pubblica i dati di vendita di Gas Naturale sul territorio della Sardegna. Nel PEAR 2015-2030 non si riportano consumi di Gas Naturale per il settore termico industriale per l'anno 2013. Il primo dato di consumo di GNL per il settore termico industriale disponibile in letteratura (fonte RSE) è relativo al 2020, ed è pari a 2,59 ktep.

Nel 2024, secondo fonte HIGAS, in Sardegna si sono venduti circa 12,3 ktep di GNL, dei quali circa 5 ai settori civile e dei trasporti. Il quantitativo di GNL venduto al settore industriale è stato pari, quindi, a circa 7,3 ktep. È interessante osservare come questo valore corrisponda a meno del 2% della domanda annuale di GNL prevista per il settore industriale per il periodo 2030-2040 dallo "Scenario di domanda di energia elettrica e gas naturale relativi alla Regione Sardegna" elaborato da Snam e Terna (703 MSm<sup>3</sup> - 592 ktep).

In conclusione, i consumi di GNL ascrivibili al settore termico industriale (usi energetici) si ritiene possano essere nell'ordine di **7,3 ktep**.

Tramite il modulo di raccolta dati somministrato alle imprese operanti nel territorio regionale sono stati indirizzati consumi di GNL, per il 2024, per circa 5,8 ktep (Figure 65). Tale valore rappresenta circa l'80% delle vendite di GNL ascritte al settore industriale (7,3 ktep) e può essere ricondotto ai soli settori ATECO 10 e 11 (produzione di alimenti e bevande).

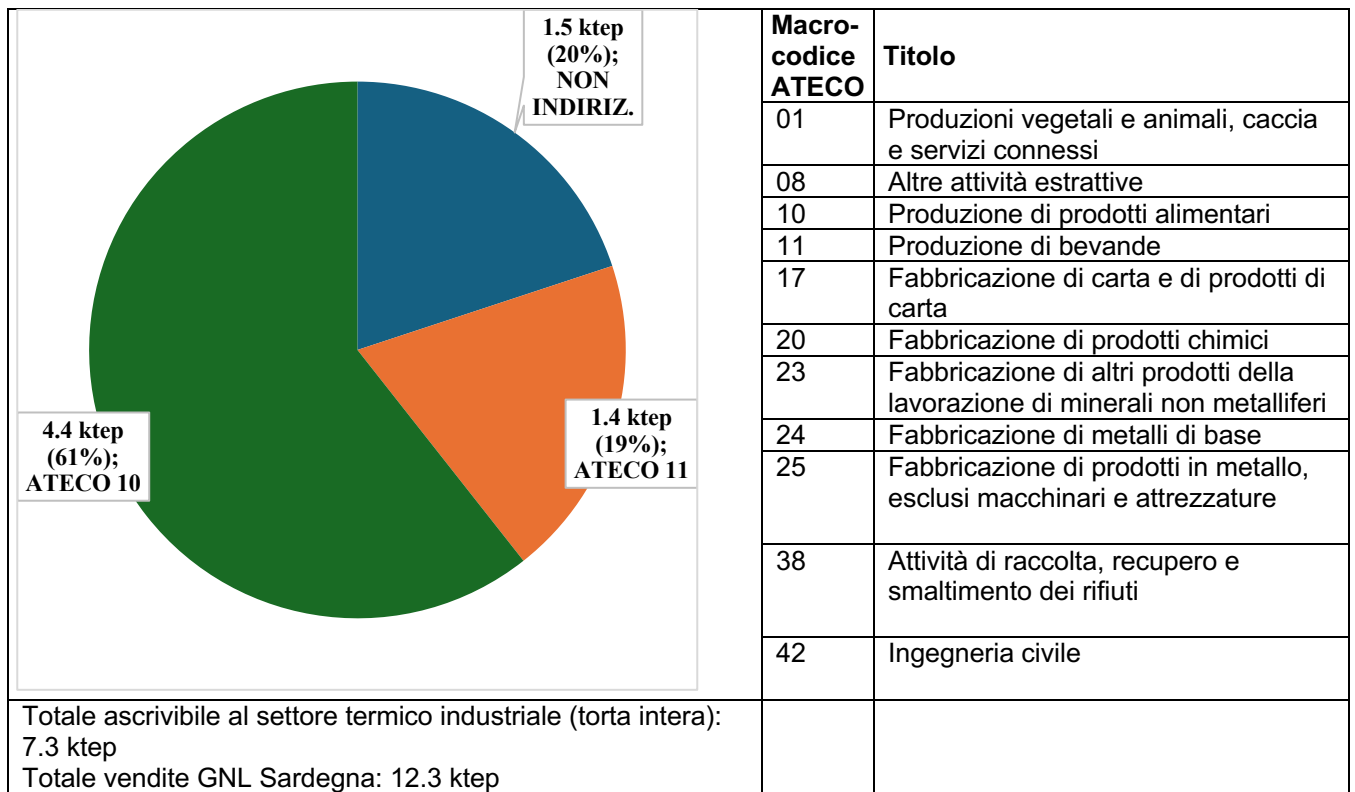


Figure 65: Suddivisione dei consumi di GNL per settore ATECO, 2024

## I consumi per macrosettore Ateco

La presente sezione dettaglia i consumi del settore termico industriale regionale indirizzati tramite il modulo di raccolta dati, suddividendoli per macrosettore Ateco. Nel grafico a torta di destra di Figure 66 è riportata la porzione di consumi non indirizzati tramite il modulo di raccolta dati, pari a 27 ktep (19% del totale).

È immediatamente evidente come al settore Ateco 23 sia ascrivibile la maggioranza dei consumi residui del settore termico industriale (59 ktep, 41%), seguito dal settore Ateco 20 (33 ktep, 23%), dal settore Ateco 10 (10 ktep, 7%) e dal 24 (6 ktep, 5%).

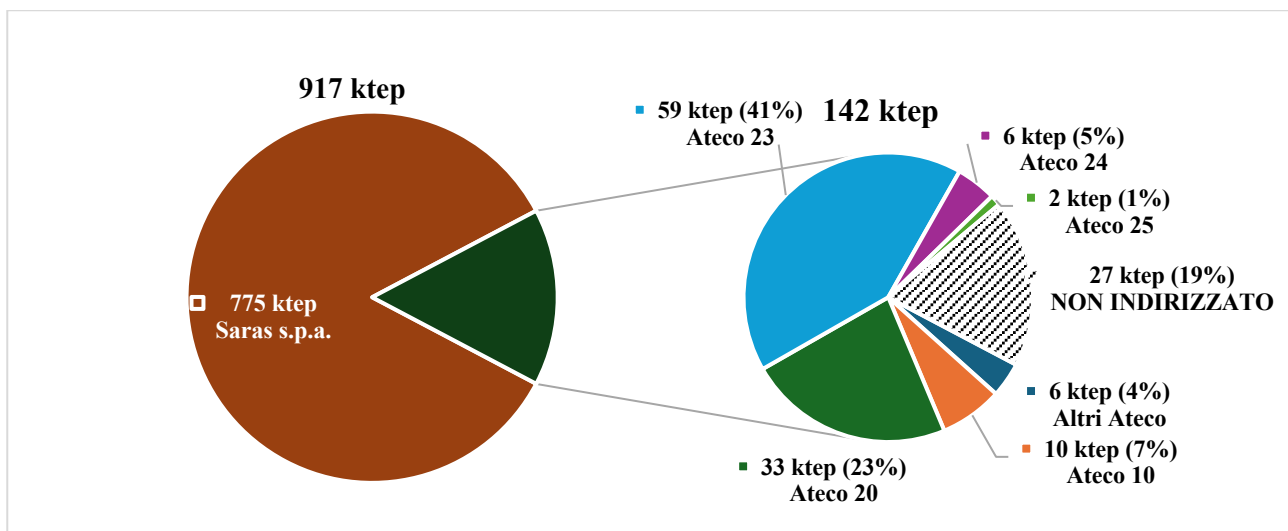


Figure 66: Ripartizione dei consumi del settore termico industriale per macrosettore Ateco, 2024.

I consumi di ciascun macrosettore sono stati analizzati a livello di singola impresa, considerando i livelli di temperatura di utilizzo del calore e prendendo in considerazione, ove in possesso dei dati, l'evoluzione dell'energy mix nel tempo. Questo approccio consente di evidenziare le potenzialità di decarbonizzazione, le tendenze nei consumi complessivi, e le dinamiche relative all'utilizzo delle diverse fonti energetiche e ai processi di transizione all'interno dei singoli impianti industriali. In particolare, con riferimento ai 4 sopracitati settori ATECO, si ha che:

Le aziende del settore Ateco 23 (fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi) appartengono a filiere eterogenee dei materiali da costruzione, che spaziano dalla produzione di cemento e derivati all'estrazione e trattamento di materie prime (sabbia, argilla, etc.), fino alla fabbricazione di ceramiche, laterizi e mattoni refrattari per impieghi edilizi e industriali. Tali aziende impiegano diverse tipologie di combustibili e tecnologie a seconda della filiera di appartenenza. Si registrano forni alimentati con combustibili fossili solidi o liquidi per la produzione di cemento e laterizi, forni ceramici a GPL con temperature nell'ordine dei 1200 °C, generatori di vapore a olio combustibile (circa 150 °C, 5 bar), bruciatori associati a essiccatoi e sistemi a olio diatermico a 240 °C, oltre a bruciatori ad aria calda e resistenze elettriche. Nel

complesso, il comparto presenta margini di decarbonizzazione significativi ma differenziati in funzione delle specificità dei processi. Nei cicli ad alta temperatura (oltre i 1000 °C), le alternative tecniche sono più limitate e ruotano attorno all'impiego di combustibili alternativi a minore impatto e, in prospettiva, a soluzioni basate su e-fuels. Nei processi a media e bassa temperatura (150-240 °C), le opportunità sono più immediate e includono l'elettificazione tramite pompe di calore e sistemi di ricompressione meccanica del vapore alimentati da fonti rinnovabili, oltre all'introduzione di e-fuels e a sistemi di recupero del calore.

Le aziende settore Ateco 20 (fabbricazione di prodotti chimici) più energivore utilizzano in prevalenza olio combustibile e fuel gas per la produzione di calore in forni e bruciatori, mentre le meno energivore utilizzano GPL per la generazione di olio ad alta temperatura (~240/300 °C) e vapore. Si registra inoltre l'impiego di resistenze elettriche. Nel complesso, il comparto presenta margini di decarbonizzazione significativi. A valle di una valutazione di efficientamento dei processi esistenti, anche tramite sistemi di recupero del calore, si potrebbero infatti considerare diverse opzioni: l'impiego, almeno parziale, di pompe di calore industriali accoppiate a sistemi di ricompressione meccanica del vapore e/o la sostituzione dei combustibili pesanti con soluzioni a minore impatto ambientale (fino ad e-fuels).

Le aziende dei settori Ateco 10 (prodotti alimentari) e 11 (bevande) appartengono a filiere eterogenee del comparto agroalimentare e della trasformazione delle materie prime. Vi rientrano la produzione e commercializzazione di derivati del latte, con un ampio spettro di formaggi freschi, molli e stagionati, nonché ricotte; la produzione e confezionamento di pasta fresca e secca; la trasformazione del frumento duro e la produzione di alimenti zootecnici. A queste attività si affiancano la produzione di dolci tradizionali, di torrone e di pasticceria, oltre alla produzione e confezionamento di birra. Dal punto di vista tecnologico, i processi osservati si collocano prevalentemente a bassa e media temperatura (90-200 °C), dove si rilevano caldaie tradizionali o a condensazione per la produzione di acqua calda e vapore (talvolta utilizzati anche per il riscaldamento degli ambienti), oltre a resistenze elettriche, forni elettrici e riscaldatori di varia natura. In alcuni rari casi si registra inoltre l'impiego di solare termico in preriscaldamento. In questo ambito, le opportunità di decarbonizzazione sono relativamente più immediate rispetto ai cicli industriali ad alta temperatura e, per la quasi totalità dei casi, è presumibile la possibilità di sostituzione con pompe di calore o sistemi di ricompressione meccanica del vapore alimentati da fonti rinnovabili, eventualmente integrati con sistemi di accumulo termico per compensare l'istantaneità della produzione di calore tramite combustione. Ulteriori opzioni includono l'introduzione progressiva di e-fuels e la diffusione di sistemi di recupero del calore.

Le aziende dei settori Ateco 24 (metalli di base) e 25 (prodotti in metallo) appartengono a filiere eterogenee del comparto metallurgico e della lavorazione dei metalli, che spaziano dalla produzione e trattamento di metalli non ferrosi (piombo, zinco), alla trasformazione di semilavorati metallici (fili d'acciaio) fino ai processi di rivestimento superficiale come la zincatura a caldo. Si tratta di attività caratterizzate da un ampio spettro di fabbisogni termici, che includono forni ad alta temperatura, generatori di calore per processi industriali e sistemi ausiliari di riscaldamento e trattamento termico. Nel dettaglio, le aziende del comparto metallurgico e della lavorazione dei metalli impiegano diverse tipologie di combustibili e tecnologie a seconda del processo produttivo. Si registrano forni industriali ad altissima temperatura (fino a oltre 1000 °C), forni per trattamenti superficiali (es. zincatura) con temperature intermedie (400-500 °C), oltre a sistemi ausiliari come generatori di acqua calda (120 °C), bruciatori per aria calda, pompe di calore e resistenze elettriche. In questo settore, le opportunità di decarbonizzazione sono sostanzialmente le stesse del precedente settore Ateco 23.

# Aggiornamento dello stato del sistema energetico termico civile della Regione Sardegna

## Metodologia

### Approccio metodologico

Il presente lavoro definisce lo scenario di fabbisogno di energia termica della regione Sardegna per il periodo 2020–2040, con riferimento ai soli settori residenziale e terziario. Il punto di partenza metodologico è lo Studio RSE del luglio 2020 ("Approvvigionamento energetico della regione Sardegna – Anni 2020-2040", elaborato ai sensi della delibera ARERA 335/2019/R/GAS), che costituisce il modello tecnico di riferimento per la costruzione dei bilanci energetici regionali in applicazione del DM 14/01/2012.

L'approccio adottato è definibile come modello RSE-based con correzione demografica: si mantiene l'impianto metodologico e la struttura del modello RSE/GSE, ma si aggiorna il driver demografico con i dati reali rilevati al 2025, che mostrano un'inversione del trend rispetto alle proiezioni dello scenario nazionale PNIEC utilizzate nello studio originale.

### Fasi operative del modello

Il modello si articola nelle seguenti fasi operative:

1. Riconoscimento del sistema energetico attuale della Sardegna. Analisi dei Bilanci Energetici Regionali (BER) 2013, 2017 e 2018, pubblicati nel PEARS e nei monitoraggi ENEA/RSE.
2. Stima dei consumi energetici finali per l'anno base 2020. Ricostruzione bottom-up dei consumi finali per settore e per fonte, con validazione tramite il modello MONET di RSE.
3. Definizione dei fabbisogni termici per servizio. Separazione dei consumi tra riscaldamento, acqua calda sanitaria (ACS) e cottura, per ciascun settore civile.
4. Aggiornamento del driver demografico. Sostituzione delle proiezioni PNIEC/Euref2016 con i dati reali ISTAT al 2025 e proiezioni corrette.
5. Applicazione della correzione demografica. Calcolo del fattore correttivo e applicazione alle serie temporali RSE per gli anni obiettivo 2025, 2030, 2035, 2040.
6. Confronto tra scenari. Elaborazione di due scenari alternativi di correzione demografica e analisi delle implicazioni.

## Scelta del modello di riferimento

La scelta del modello RSE come riferimento è motivata da quattro elementi principali. In primo luogo, RSE è la fonte tecnica di riferimento per la costruzione dei bilanci energetici regionali dal 2012, garantendo confrontabilità e coerenza metodologica con i dati nazionali. In secondo luogo, il modello integra tutte le fonti primarie disponibili: bollettini petroliferi del MiMIT, dati GSE e TERNA, statistiche ISTAT, rilevazioni ENEA e dati doganali. In terzo luogo, il 2020 costituisce l'unico anno base disponibile dopo il 2017 con un bilancio energetico completo, nonostante la distorsione legata alla pandemia COVID-19 che ha ridotto temporaneamente i consumi. Infine, l'applicazione del DM 14/01/2012 assicura la conformità con la metodologia statistica nazionale in materia energetica.

A differenza del modello Environmental Kuznets Curve (EKC), che lega i consumi energetici al reddito pro capite e risulta inadeguato per previsioni di breve periodo in contesti di shock energetici (pandemia, crisi del gas) o di decrescita demografica, il modello RSE adotta un approccio top-down con correzioni bottom-up, più robusto nelle specificità insulari della Sardegna.

## Prima differenza rispetto al modello RSE originale: il driver demografico

La differenza fondamentale tra il presente lavoro e il modello RSE originale risiede nell'aggiornamento del driver demografico. Lo studio RSE (luglio 2020) aveva assunto, per la Sardegna, gli stessi tassi di crescita della popolazione dello scenario nazionale PNIEC, basato sullo scenario europeo Euref2016 della Commissione Europea: un tasso medio annuo di crescita di circa +0,34%.

I dati ISTAT aggiornati al 2025 mostrano che questo scenario non si è verificato. La popolazione sarda ha invece registrato un trend di decrescita, con un tasso medio annuo di circa -0,67%. L'inversione del trend, pari a circa 1 punto percentuale annuo, ha effetti diretti sui fabbisogni termici dei settori residenziale e terziario, la cui domanda dipende direttamente dalla popolazione e dal numero di famiglie/abitazioni.

## Analisi dei Fabbisogni Energetici della Sardegna

I Bilanci Energetici Regionali (BER) 2013, 2017 e 2018, pubblicati nel PEARS e nei monitoraggi successivi, mostrano l'evoluzione dei consumi finali totali della Sardegna, suddivisi nei tre macrosettori: energia elettrica, calore e trasporti (che al momento, non essendoci una diffusione percentualmente confrontabile, ricade nel macro-settore calore). Il macrosettore calore mostra un calo progressivo: da 1.082 kTep nel 2013 a 941 kTep nel 2018 (-13%). I consumi elettrici rimangono sostanzialmente stabili, mentre i trasporti aumentano. Il calo del settore termico è

attribuibile, in parte, a condizioni meteorologiche favorevoli (inverni più miti) e, in parte, all'avanzamento dei programmi di efficienza energetica negli edifici.

Tabella 24: *Confronto tra proiezioni demografiche RSE (PNIEC/Euref2016) e dati reali ISTAT*

|                            | 2017 | 2020  | 2025  | 2030   | 2035   | 2040   |
|----------------------------|------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Pop. RSE (milioni)         | 1,65 | 1,67  | 1,70  | 1,73   | 1,76   | 1,78   |
| Pop. Reale/PEARS (milioni) | 1,65 | 1,60  | 1,56  | 1,50   | 1,45   | 1,40   |
| Differenza (milioni)       | 0,00 | -0,07 | -0,14 | -0,23  | -0,31  | -0,38  |
| Scarto percentuale (%)     | 0,0% | -4,2% | -8,2% | -13,3% | -17,6% | -21,4% |

**Nota:** Il tasso di crescita RSE era +0,34%/anno (scenario PNIEC); il tasso reale rilevato è -0,67%/anno. Lo scarto cumulativo al 2040 raggiunge il 21,4% della popolazione proiettata.

Tabella 25: *Consumi energetici finali totali in Sardegna (kTep) – Fonte: PEARS e monitoraggi*

| Macrosettore      | BER 2013       | BER 2017       | BER 2018       |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|
| Energia elettrica | 739,9          | 724,6          | 724,5          |
| Calore            | 1.082,0        | 969,8          | 941,5          |
| Trasporti         | 854,0          | 961,7          | 960,2          |
| <b>TOTALE</b>     | <b>2.675,9</b> | <b>2.656,1</b> | <b>2.626,2</b> |

## Stima dei consumi energetici finali anno base 2020

### Settore residenziale

I consumi energetici del settore residenziale rappresentano circa il 25% dei consumi totali della regione. La stima RSE per l'anno 2020 è stata elaborata a partire dai bilanci energetici BER 2013, 2015 e 2017, integrati con i dati dei bollettini petroliferi MiMIT, le statistiche GSE e TERNA e le indagini ENEA sull'efficienza energetica, e validata tramite il modello multiregionale MONET. La principale fonte termica è rappresentata dalle bioenergie (legna da ardere) con 222 kTep, seguita dall'energia elettrica (186 kTep) e dal GPL (110 kTep).

Tabella 26: *Bilancio energetico settore residenziale, consumi finali 2020 (Fonte: elaborazione RSE)*

| Fonte energetica  | Consumi 2020 (kTep) |
|-------------------|---------------------|
| Gas naturale      | –                   |
| GPL               | 110                 |
| Gasolio           | 69                  |
| Bioenergie        | 222                 |
| Altri fossili     | 12                  |
| Energia elettrica | 186                 |
| Solare termico    | 2                   |
| <b>TOTALE</b>     | <b>601</b>          |

## Settore terziario

I consumi energetici del settore terziario in Sardegna per l'anno 2020, stimati da RSE con lo stesso approccio metodologico adottato per il residenziale, sono riportati nella Tabella 27. Nel settore terziario l'energia elettrica copre circa il 63% dei consumi totali, a conferma della maggiore elettrificazione di questo settore rispetto al residenziale (circa 31%).

Tabella 27: Bilancio energetico settore terziario, consumi finali 2020 (Fonte: elaborazione RSE)

| Fonte energetica  | Consumi 2020 (kTep) | Quota %     |
|-------------------|---------------------|-------------|
| GPL               | 15                  | 11%         |
| Gasolio           | 10                  | 7%          |
| Bioenergie        | 20                  | 14%         |
| Energia elettrica | 88                  | 63%         |
| Solare termico    | 1                   | 1%          |
| Altro             | 5                   | 4%          |
| <b>TOTALE</b>     | <b>139</b>          | <b>100%</b> |

## Fabbisogni termici per servizio – Anno base 2011 (dati ISTAT)

Il modello RSE ricostruisce i fabbisogni termici dell'anno base a partire dai dati del 15° Censimento Generale dell'ISTAT 2011, che costituisce l'unica fonte con dettaglio sufficiente per la caratterizzazione del parco edilizio sardo. I principali parametri del settore residenziale al 2011 sono riportati nella Tabella 28.

Tabella 28: – Principali dati del settore residenziale in Sardegna, anno 2011 (Fonte: ISTAT)

| Parametro                                                | Valore     | Unità                 |
|----------------------------------------------------------|------------|-----------------------|
| Abitazioni occupate da residenti in edifici residenziali | 660.661    | numero                |
| Superficie delle abitazioni occupate                     | 69.549.332 | m <sup>2</sup>        |
| Popolazione residente in edifici residenziali            | 1.621.049  | persone               |
| Numero totale famiglie                                   | 676.777    | numero                |
| Persone per famiglia (media)                             | 2,45       | pers/fam              |
| Superficie media per abitazione                          | 105,3      | m <sup>2</sup> /abit. |

## Fabbisogno di riscaldamento residenziale – Anno base 2011

Per determinare il fabbisogno di riscaldamento, RSE ha incrociato la classificazione per dimensione (MF: monofamiliari; PC: piccoli condomini 2-8 apt; MC: medi condomini 9-15 apt; GC: grandi condomini >15 apt) e per vetustà (V1: ante 1919 a V7: 2006-2011) con i fabbisogni specifici per zona climatica (C e D). In Sardegna circa l'86% delle abitazioni si trova in zona climatica C.

Il fabbisogno totale di riscaldamento al 2011 risulta pari a 3.678.033 MWh, corrispondente a:

$$Q_{risc\_2011} = 3.678.033 \text{ MWh} = 316 \text{ kTep} \quad [1 \text{ kTep} = 11,63 \text{ MWh}]$$

con un fabbisogno specifico medio di 52,9 kWh/m<sup>2</sup> e 5.567 kWh/anno per abitazione.

## Fabbisogno ACS residenziale – Anno base 2011

Il fabbisogno di energia per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) è stato calcolato a partire dai dati ISTAT 2011, ipotizzando 2,45 persone per famiglia e un consumo standard di 50 litri/giorno/persona:

$$Q_{ACS\_giorn} = 50 \text{ litri} \times 2,45 \text{ persone} = 122,5 \text{ litri/giorno/famiglia}$$

$$Q_{ACS\_annuo} = 122,5 \times 365 = 44.712,5 \text{ litri/anno/famiglia}$$

$$\begin{aligned} Q_{ACS\_ener} &= 44.712,5 \times \Delta T \times c_p = 44.712,5 \times 30 \text{ K} \times 4.186 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)} \\ &= 5.615.775 \text{ J/anno/fam} = 5.615 \text{ MJ} = 1.560 \text{ kWh} = 0,134 \text{ tep/anno/fam} \end{aligned}$$

Per 660.661 famiglie (abitazioni occupate da residenti), il fabbisogno totale di ACS al 2011 è:

$$Q_{ACS\_tot\_2011} = 0,134 \text{ tep/fam} \times 660.661 \text{ fam} = 88.529 \text{ tep} \approx 89 \text{ kTep}$$

## Fabbisogno cottura residenziale – Anno base 2011

Per la cottura degli alimenti RSE ipotizza un consumo standard basato su un fornello di medie dimensioni con utilizzo medio di 2 ore/giorno:

$$\begin{aligned} \text{Consumo specifico} &= 0,1 \text{ m}^3/\text{h} \times 2 \text{ h/giorno} \times 365 \text{ gg} = 73 \text{ m}^3/\text{anno/famiglia} \\ &\approx 700 \text{ kWh/anno/famiglia} = 0,060 \text{ tep/anno/famiglia} \end{aligned}$$

Per 660.661 famiglie:

$$Q_{cott\_2011} = 0,060 \text{ tep/fam} \times 660.661 \text{ fam} = 39.640 \text{ tep} \approx 40 \text{ kTep}$$

## Proiezioni dei Fabbisogni Termici 2020–2040 – Modello RSE Base

### Driver demografici nello scenario RSE originale

Nello scenario nazionale PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima), adottato dallo studio RSE come riferimento demografico, la popolazione italiana cresce con un tasso medio annuo di circa +0,34%, trainata dall'apporto migratorio. Per la Sardegna RSE applica gli stessi tassi, ottenendo la progressione demografica riportata nella Tabella 3.10 dello studio originale.

Tabella 29: *Evoluzione della popolazione e delle famiglie nello scenario RSE/PNIEC (Fonte: RSE, Tab. 3.10)*

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

## Parco abitativo e numero di abitazioni nello scenario RSE

L'aumento ipotizzato del numero di famiglie si traduce nella costruzione di nuove abitazioni. Partendo dal dato ISTAT 2011 (660.661 abitazioni), RSE proietta l'evoluzione del parco abitativo tenendo conto dei tassi di ristrutturazione medi annui per classe di vetustà (dati Confindustria), che determinano una progressiva riduzione del fabbisogno specifico per m<sup>2</sup>:

Tabella 30: *Tassi di ristrutturazione medi annui per classe di vetustà (Fonte: Confindustria)*

| Tipo | Vetustà           | Tasso di ristrutturazione medio annuo |
|------|-------------------|---------------------------------------|
| A    | V1–V2 (ante 1945) | 2,00%                                 |
| B    | V3–V4 (1946–1980) | 1,21%                                 |
| C    | V5 (1981–1990)    | 0,53%                                 |
| D    | V6–V7 (1991–2011) | 0,16%                                 |

Le abitazioni ristrutturate migliorano le prestazioni energetiche specifiche. Fino al 2020, la riqualificazione (tipi R1, R2) riduce il fabbisogno specifico di riscaldamento fino a 30 kWh/m<sup>2</sup>. Dal 2021 le abitazioni dei gruppi C e D, già più efficienti, sono riqualificate a standard NZEB (15 kWh/m<sup>2</sup>), mentre le nuove costruzioni (N1) raggiungono gli stessi standard.

Tabella 31: *Fabbisogni specifici per tipologia abitativa (kWh/m<sup>2</sup>) post-ristrutturazione*

| Tipo                                  | Vetustà | Fabbisogno specifico (kWh/m <sup>2</sup> ) |
|---------------------------------------|---------|--------------------------------------------|
| A                                     | V1–V2   | 74,7                                       |
| B                                     | V3–V4   | 65,8                                       |
| C                                     | V5      | 36,4                                       |
| D                                     | V6–V7   | 24,6                                       |
| R1<br>(ristrutturazione fino al 2020) | V1 a V7 | 30,0                                       |
| R2<br>(ristrutturazione dal 2021)     | V5 a V7 | 15,0                                       |
| N1 (nuove costruzioni dal 2021)       | –       | 15,0                                       |

## Proiezione riscaldamento residenziale – Scenario RSE base

La superficie abitativa evolve dai 69,5 milioni di m<sup>2</sup> del 2011 fino a 83,8 milioni di m<sup>2</sup> al 2040, per effetto delle nuove costruzioni. Il fabbisogno medio specifico di riscaldamento diminuisce da 52,9 kWh/m<sup>2</sup> nel 2011 a 41 kWh/m<sup>2</sup> nel 2040. Il fabbisogno totale di riscaldamento scenderebbe da 316 kTep del 2011 a 288 kTep nel 2040, nonostante la crescita del parco abitativo, grazie all'efficientamento.

|                                   |                                      |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| <b>Q_risc_2020_RSE = 309 kTep</b> |                                      |
| <b>Q_risc_2025_RSE = 302 kTep</b> | <b>[var. -7 kTep su 2020, -2,3%]</b> |
| <b>Q_risc_2030_RSE = 297 kTep</b> | <b>[var. -5 kTep su 2025, -1,7%]</b> |
| <b>Q_risc_2035_RSE = 293 kTep</b> | <b>[var. -4 kTep su 2030, -1,3%]</b> |
| <b>Q_risc_2040_RSE = 288 kTep</b> | <b>[var. -5 kTep su 2035, -1,7%]</b> |

## Proiezione ACS residenziale – Scenario RSE base

Il fabbisogno ACS è proporzionale al numero di abitazioni (famiglie). Nello scenario RSE, con famiglie in aumento da 0,70 mln nel 2020 a 0,77 mln nel 2040 (+10%), il fabbisogno per ACS cresce di circa 7 kTep nel periodo:

|                                 |                                                                    |
|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| <b>Q_ACS_2020_RSE = 91 kTep</b> | <b>[0,70 mln fam × 0,134 tep/fam × eff_factor ≈ 0,130 tep/fam]</b> |
| <b>Q_ACS_2025_RSE = 93 kTep</b> |                                                                    |
| <b>Q_ACS_2030_RSE = 95 kTep</b> |                                                                    |
| <b>Q_ACS_2035_RSE = 96 kTep</b> |                                                                    |
| <b>Q_ACS_2040_RSE = 98 kTep</b> |                                                                    |

La crescita del fabbisogno ACS dipende dall'aumento delle famiglie secondo lo scenario RSE. Il consumo specifico per famiglia rimane sostanzialmente costante (nessuna ipotesi di efficientamento per l'ACS in questo scenario).

## Proiezione cottura residenziale – Scenario RSE base

Il fabbisogno cottura cresce proporzionalmente al numero di famiglie. Il consumo specifico per famiglia è assunto costante a 0,060 tep/anno:

|                                  |                                                                |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| <b>Q_cott_2020_RSE = 41 kTep</b> | <b>[0,70 mln fam × 0,060 tep/fam ≈ 42 kTep → arrotond. 41]</b> |
| <b>Q_cott_2025_RSE = 42 kTep</b> |                                                                |
| <b>Q_cott_2030_RSE = 44 kTep</b> |                                                                |
| <b>Q_cott_2035_RSE = 45 kTep</b> |                                                                |
| <b>Q_cott_2040_RSE = 46 kTep</b> |                                                                |

## Sintesi fabbisogni residenziali – Scenario RSE base

Tabella 32: Fabbisogni di energia termica settore residenziale, scenario RSE base (kTep)

| Servizio      | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 309        | 302        | 297        | 293        | 288        |
| ACS           | 91         | 93         | 95         | 96         | 98         |
| Cottura       | 41         | 42         | 44         | 45         | 46         |
| <b>TOTALE</b> | <b>441</b> | <b>437</b> | <b>436</b> | <b>434</b> | <b>432</b> |

## Settore terziario – Driver e proiezioni RSE base

Per il settore terziario, il modello RSE si basa sulle proiezioni del valore aggiunto settoriale dello scenario PNIEC (scenario europeo PRIMES EUref2016). Il settore è suddiviso in tre macro-aggregati con i relativi servizi energetici di riferimento:

- Servizi vendibili (strutture ricettive, ristorazione): → riscaldamento, ACS, cottura
- Servizi non vendibili (sanità, istruzione, PA): → riscaldamento e ACS
- Commercio (GDO, ipermercati): → riscaldamento

La crescita media annua dei valori aggiunti per periodo è riportata nella Tabella 3.5.

Tabella 33: Evoluzione media annua dei Valori Aggiunti del settore terziario (Fonte: RSE/PNIEC)

| Sottosettore          | 2010–2020 | 2020–2030 | 2030–2040 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|
| Servizi (totale)      | +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%    |

Nonostante la crescita dei valori aggiunti, il fabbisogno di riscaldamento del terziario nel periodo 2020-2030 cresce modestamente (+3 kTep) grazie all'efficientamento energetico degli edifici commerciali e pubblici. Dal 2030 al 2040 la crescita economica prevale, portando il riscaldamento da 111 a 127 kTep (+14%) e l'ACS da 21 a 25 kTep (+19%).

Tabella 34: Fabbisogni di energia termica settore terziario, scenario RSE base (kTep)

| Servizio      | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 108        | 109        | 111        | 119        | 127        |
| ACS           | 18         | 20         | 21         | 23         | 25         |
| Cottura       | 10         | 11         | 11         | 12         | 13         |
| <b>TOTALE</b> | <b>136</b> | <b>140</b> | <b>143</b> | <b>154</b> | <b>165</b> |

## Aggiornamento del Driver Demografico – Dati Reali al 2025

### Popolazione e famiglie reali

I dati ISTAT aggiornati al 2025 mostrano una popolazione residente in Sardegna di 1,56 milioni di abitanti, in calo rispetto al 2020 (1,60 mln) con un tasso di variazione medio annuo del  $-0,50\%$  nel periodo 2020–2025. Proiettando il trend in corso con un tasso di  $-0,67\%/anno$ , la popolazione attesa al 2040 scenderebbe a circa 1,40 milioni di abitanti.

Il numero di famiglie è derivato mantenendo la proporzione famiglie/abitazioni osservata (rapporto ISTAT 2011 = 1,0244), e il numero di abitazioni è calcolato a partire dal dato 2011 (660.661) applicando il tasso di decrescita demografica al netto delle nuove costruzioni strettamente necessarie.

Tabella 35: – Evoluzione demografica reale al 2025 e proiezioni PEARS (Fonte: ISTAT, elaborazione PEARS)

|                   | 2017  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Popolazione (mln) | 1,65  | 1,60  | 1,56  | 1,50  | 1,45  | 1,40  |
| Famiglie (mln)    | 0,690 | 0,667 | 0,645 | 0,623 | 0,602 | 0,582 |
| Abitazioni (mln)  | 0,674 | 0,651 | 0,629 | 0,608 | 0,588 | 0,568 |

### Derivazione del fattore di correzione demografica

Il divario tra lo scenario RSE e la realtà demografica si quantifica in un tasso aggiuntivo di decrescita di circa  $-1,01\%/anno$ , che rappresenta la differenza tra il trend RSE ( $+0,34\%/anno$ ) e quello reale ( $-0,67\%/anno$ ):

$$\Delta \text{tasso} = \text{tasso\_reale} - \text{tasso\_RSE} = (-0,67\%) - (+0,34\%) = -1,01\%/anno$$

Questo differenziale demografico cumulato su 5 anni (periodo 2020–2025) fornisce il fattore correttivo da applicare ai valori RSE proiettati:

$$k = 1 - (|\Delta \text{tasso}| \times n\_anni) = 1 - (0,0101 \times 5) = 1 - 0,0505 = 0,9495$$

Il fattore k rappresenta la riduzione relativa dei fabbisogni termici dovuta al divario demografico accumulato nel quinquennio 2020–2025, calcolato con metodo lineare semplice. Il valore  $k = 0,9495$  corrisponde a una riduzione del 5,05% rispetto ai valori RSE proiettati.

## Scenario A – Correzione Demografica Calibrata al 2025

### Modello RSE-based con correzione demografica costante (metodo PEARS 2025)

Lo Scenario A applica il fattore correttivo  $k = 0,9495$ , derivato dal differenziale demografico 2020–2025, a tutti i valori RSE proiettati per gli anni obiettivo (2025, 2030, 2035, 2040). Il fattore è costante nel tempo: si corregge la traiettoria RSE di un ammontare fisso calibrato sul quinquennio per cui si dispone di dati reali certi, mantenendo poi la stessa dinamica evolutiva del modello RSE per il periodo successivo.

#### Formula e logica del metodo

$$C\_corr(t) = C\_RSE(t) \times k \quad \text{con } k = 0,9495 \quad \text{per ogni } t \in \{2025, 2030, 2035, 2040\}$$

Il fattore  $k$  viene applicato una volta per il periodo 2020–2025, e per gli anni successivi si mantiene la stessa pendenza evolutiva del modello RSE originale, calcolata come rapporto tra i valori RSE degli anni successivi e il valore RSE 2025.

$$\begin{aligned} C\_corr(2030) &= C\_corr(2025) \times [C\_RSE(2030) / C\_RSE(2025)] \\ C\_corr(2035) &= C\_corr(2025) \times [C\_RSE(2035) / C\_RSE(2025)] \\ C\_corr(2040) &= C\_corr(2025) \times [C\_RSE(2040) / C\_RSE(2025)] \end{aligned}$$

Le due formulazioni sono matematicamente equivalenti: applicare  $k$  a ciascun anno RSE dà lo stesso risultato che ricalcolare i valori post-2025 a partire dalla base corretta al 2025.

#### Calcoli – Settore residenziale: Riscaldamento

Passo 1: applicazione del fattore  $k$  ai valori RSE di riscaldamento

$$\begin{aligned} Q\_risc\_corr(2025) &= 302 \times 0,9495 = 286,75 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 287 \text{ kTep} \\ Q\_risc\_corr(2030) &= 297 \times 0,9495 = 282,00 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 282 \text{ kTep} \\ Q\_risc\_corr(2035) &= 293 \times 0,9495 = 278,20 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 278 \text{ kTep} \\ Q\_risc\_corr(2040) &= 288 \times 0,9495 = 273,46 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 273 \text{ kTep} \end{aligned}$$

Verifica tramite rapporti proporzionali:

$$\begin{aligned} C\_corr(2030) &= 286,75 \times (297/302) = 286,75 \times 0,9834 = 282,00 \checkmark \\ C\_corr(2035) &= 286,75 \times (293/302) = 286,75 \times 0,9702 = 278,20 \checkmark \\ C\_corr(2040) &= 286,75 \times (288/302) = 286,75 \times 0,9536 = 273,46 \checkmark \end{aligned}$$

#### Calcoli – Settore residenziale: ACS

$$\begin{aligned} Q\_ACS\_corr(2025) &= 93 \times 0,9495 = 88,30 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 88 \text{ kTep} \\ Q\_ACS\_corr(2030) &= 95 \times 0,9495 = 90,20 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 90 \text{ kTep} \\ Q\_ACS\_corr(2035) &= 96 \times 0,9495 = 91,15 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 91 \text{ kTep} \\ Q\_ACS\_corr(2040) &= 98 \times 0,9495 = 93,05 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 93 \text{ kTep} \end{aligned}$$

#### Calcoli – Settore residenziale: Cottura

$$\begin{aligned} Q\_cott\_corr(2025) &= 42 \times 0,9495 = 39,88 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 40 \text{ kTep} \\ Q\_cott\_corr(2030) &= 44 \times 0,9495 = 41,78 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 42 \text{ kTep} \\ Q\_cott\_corr(2035) &= 45 \times 0,9495 = 42,73 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 43 \text{ kTep} \end{aligned}$$

$$Q_{cott\_corr}(2040) = 46 \times 0,9495 = 43,68 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 44 \text{ kTep}$$

## Tabella riepilogativa – Settore residenziale Scenario A

Tabella 36: Fabbisogni termici settore residenziale – Scenario A (kTep)

| Servizio      | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 309        | 287        | 282        | 278        | 273        |
| ACS           | 91         | 88         | 90         | 91         | 93         |
| Cottura       | 41         | 40         | 42         | 43         | 44         |
| <b>TOTALE</b> | <b>441</b> | <b>415</b> | <b>414</b> | <b>412</b> | <b>410</b> |

## Calcoli – Settore terziario Scenario A

Applicazione del fattore  $k = 0,9495$  ai valori RSE del terziario:

$$Q_{risc\_corr}(2025) = 109 \times 0,9495 = 103,50 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 103 \text{ kTep}$$

$$Q_{risc\_corr}(2030) = 111 \times 0,9495 = 105,39 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 105 \text{ kTep}$$

$$Q_{risc\_corr}(2035) = 119 \times 0,9495 = 112,99 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 113 \text{ kTep}$$

$$Q_{risc\_corr}(2040) = 127 \times 0,9495 = 120,59 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 121 \text{ kTep}$$

$$Q_{ACS\_corr}(2025) = 20 \times 0,9495 = 18,99 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 19 \text{ kTep}$$

$$Q_{ACS\_corr}(2030) = 21 \times 0,9495 = 19,94 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 20 \text{ kTep}$$

$$Q_{ACS\_corr}(2035) = 23 \times 0,9495 = 21,84 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 22 \text{ kTep}$$

$$Q_{ACS\_corr}(2040) = 25 \times 0,9495 = 23,74 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 24 \text{ kTep}$$

$$Q_{cott\_corr}(2025) = 11 \times 0,9495 = 10,44 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 10 \text{ kTep}$$

$$Q_{cott\_corr}(2030) = 11 \times 0,9495 = 10,44 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 10 \text{ kTep}$$

$$Q_{cott\_corr}(2035) = 12 \times 0,9495 = 11,39 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 11 \text{ kTep}$$

$$Q_{cott\_corr}(2040) = 13 \times 0,9495 = 12,34 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 12 \text{ kTep}$$

Tabella 37: Fabbisogni termici settore terziario – Scenario A (kTep)

| Servizio      | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 108        | 103        | 105        | 113        | 121        |
| ACS           | 18         | 19         | 20         | 22         | 24         |
| Cottura       | 10         | 10         | 10         | 11         | 12         |
| <b>TOTALE</b> | <b>136</b> | <b>132</b> | <b>135</b> | <b>146</b> | <b>157</b> |

Nel terziario il riscaldamento mostra un andamento non monotono: scende da 108 a 103 kTep nel 2025 (effetto correzione demografica), poi risale a 121 kTep al 2040 per l'effetto trainante della crescita del valore aggiunto settoriale prevista dal PNIEC.

## Scenario B – Correzione Demografica Rigorosa Anno per Anno

Modello RSE-based con correzione demografica progressiva per anno

Lo Scenario B applica la correzione demografica in modo rigoroso, calcolando per ciascun anno obiettivo il rapporto tra la popolazione reale attesa e la popolazione dello scenario RSE. Questo approccio tiene conto del fatto che il divario demografico si allarga progressivamente nel tempo: il gap tra RSE (+0,34%/anno) e reale (−0,67%/anno) si accumula ogni anno, portando a correzioni crescenti per gli anni più lontani.

### Formula e logica del metodo

$$k(t) = \text{Pop\_reale}(t) / \text{Pop\_RSE}(t)$$

$$C_{\text{corr}}(t) = C_{\text{RSE}}(t) \times k(t) \quad \text{per ogni } t \in \{2020, 2025, 2030, 2035, 2040\}$$

I fattori di correzione per anno, basati sulle serie demografiche, sono:

Tabella 38: Fattori di correzione demografica per anno – Scenario B

| Anno | Pop. RSE (mln) | Pop. Reale (mln) | $k(t) = \text{Pr}/\text{PRSE}$ | Variaz. vs Sc. A ( $k=0,9495$ ) |
|------|----------------|------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| 2020 | 1,67           | 1,60             | 0,9581                         | +0,9% rispetto a Sc. A          |
| 2025 | 1,70           | 1,56             | 0,9176                         | −3,4% rispetto a Sc. A          |
| 2030 | 1,73           | 1,50             | 0,8671                         | −8,7% rispetto a Sc. A          |
| 2035 | 1,76           | 1,45             | 0,8239                         | −13,2% rispetto a Sc. A         |
| 2040 | 1,78           | 1,40             | 0,7865                         | −17,2% rispetto a Sc. A         |

### Calcoli – Settore residenziale: Riscaldamento

$$Q_{\text{risc\_B}}(2020) = 309 \times 0,9581 = 296,1 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 296 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B}}(2025) = 302 \times 0,9176 = 277,1 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 277 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B}}(2030) = 297 \times 0,8671 = 257,5 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 258 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B}}(2035) = 293 \times 0,8239 = 241,4 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 241 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B}}(2040) = 288 \times 0,7865 = 226,5 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 227 \text{ kTep}$$

### Calcoli – Settore residenziale: ACS

$$Q_{\text{ACS\_B}}(2020) = 91 \times 0,9581 = 87,2 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B}}(2025) = 93 \times 0,9176 = 85,3 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B}}(2030) = 95 \times 0,8671 = 82,4 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B}}(2035) = 96 \times 0,8239 = 79,1 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B}}(2040) = 98 \times 0,7865 = 77,1 \text{ kTep}$$

### Calcoli – Settore residenziale: Cottura

$$Q_{\text{cott\_B}}(2020) = 41 \times 0,9581 = 39,3 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B}}(2025) = 42 \times 0,9176 = 38,5 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B}}(2030) = 44 \times 0,8671 = 38,2 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B}}(2035) = 45 \times 0,8239 = 37,1 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B}}(2040) = 46 \times 0,7865 = 36,2 \text{ kTep}$$

## Tabella riepilogativa – Settore residenziale Scenario B

Tabella 39: Fabbisogni termici settore residenziale – Scenario B (kTep)

| Servizio      | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 296        | 277        | 258        | 241        | 227        |
| ACS           | 87         | 85         | 82         | 79         | 77         |
| Cottura       | 39         | 39         | 38         | 37         | 36         |
| <b>TOTALE</b> | <b>422</b> | <b>401</b> | <b>378</b> | <b>357</b> | <b>340</b> |

## Calcoli – Settore terziario Scenario B

$$Q_{\text{risc\_B\_ter}}(2025) = 109 \times 0,9176 = 100,0 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 100 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B\_ter}}(2030) = 111 \times 0,8671 = 96,2 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 96 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B\_ter}}(2035) = 119 \times 0,8239 = 98,0 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 98 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{risc\_B\_ter}}(2040) = 127 \times 0,7865 = 99,9 \text{ kTep} \rightarrow \text{arrotond. } 100 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B\_ter}}(2025) = 20 \times 0,9176 = 18,4 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B\_ter}}(2030) = 21 \times 0,8671 = 18,2 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B\_ter}}(2035) = 23 \times 0,8239 = 19,0 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{ACS\_B\_ter}}(2040) = 25 \times 0,7865 = 19,7 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B\_ter}}(2025) = 11 \times 0,9176 = 10,1 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B\_ter}}(2030) = 11 \times 0,8671 = 9,5 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B\_ter}}(2035) = 12 \times 0,8239 = 9,9 \text{ kTep}$$

$$Q_{\text{cott\_B\_ter}}(2040) = 13 \times 0,7865 = 10,2 \text{ kTep}$$

Tabella 40: Fabbisogni termici settore terziario – Scenario B (kTep)

| Servizio      | 2020       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 103        | 100        | 96         | 98         | 100        |
| ACS           | 17         | 18         | 18         | 19         | 20         |
| Cottura       | 10         | 10         | 10         | 10         | 10         |
| <b>TOTALE</b> | <b>130</b> | <b>128</b> | <b>124</b> | <b>127</b> | <b>130</b> |

## Confronto tra Scenari e Considerazioni Metodologiche

### Confronto residenziale

Tabella 41: Totale fabbisogno termico residenziale: RSE base vs Scenario A vs Scenario B (kTep)

| Anno | RSE Base | Scenario A<br>(k cost.) | Scenario B<br>(k anno) | A vs RSE  | B vs RSE   | A vs B     |
|------|----------|-------------------------|------------------------|-----------|------------|------------|
| 2020 | 441      | 441                     | 422                    | 0 (0%)    | -19 (-4%)  | +19 (+4%)  |
| 2025 | 437      | 415                     | 401                    | -22 (-5%) | -36 (-8%)  | +14 (+3%)  |
| 2030 | 436      | 414                     | 378                    | -22 (-5%) | -58 (-13%) | +36 (+10%) |
| 2035 | 434      | 412                     | 357                    | -22 (-5%) | -77 (-18%) | +55 (+15%) |
| 2040 | 432      | 410                     | 340                    | -22 (-5%) | -92 (-21%) | +70 (+21%) |

## Confronto terziario

Tabella 42: Totale fabbisogno termico terziario: RSE base vs Scenario A vs Scenario B (kTep)

| Anno | RSE Base | Scenario A<br>(k cost.) | Scenario B<br>(k anno) | A vs RSE | B vs RSE   | A vs B     |
|------|----------|-------------------------|------------------------|----------|------------|------------|
| 2020 | 136      | 136                     | 130                    | 0 (0%)   | -6 (-4%)   | +6 (+4%)   |
| 2025 | 140      | 132                     | 128                    | -8 (-6%) | -12 (-9%)  | +4 (+3%)   |
| 2030 | 143      | 135                     | 124                    | -8 (-6%) | -19 (-13%) | +11 (+9%)  |
| 2035 | 154      | 146                     | 127                    | -8 (-5%) | -27 (-18%) | +19 (+15%) |
| 2040 | 165      | 157                     | 130                    | -8 (-5%) | -35 (-21%) | +27 (+21%) |

### Considerazioni metodologiche

I due scenari riflettono due scelte metodologiche distinte, entrambe difendibili, ma con implicazioni diverse per la pianificazione energetica.

**Lo Scenario A** (correzione calibrata al 2025) è una scelta conservativa: corregge il modello solo per la divergenza demografica documentata con dati certi (2020–2025) e mantiene poi la dinamica RSE per il lungo periodo. È appropriato se si ritiene che le proiezioni demografiche al 2030–2040 siano molto incerte e si voglia evitare di sovrastimare la riduzione dei fabbisogni. La correzione applicata (-5%) è uniforme e verificabile.

**Lo Scenario B** (correzione progressiva anno per anno) è metodologicamente più rigoroso dal punto di vista demografico: applica il rapporto effettivo  $Pop_{reale}/Pop_{RSE}$  per ciascun anno, tenendo conto dell'effetto cumulativo della divergenza. La correzione diventa via via più marcata: -5% al 2025, -13% al 2030, -18% al 2035, -21% al 2040. È il metodo più coerente con il principio di proporzionalità dichiarato dalla formula del modello RSE, ma richiede che le proiezioni demografiche al 2030–2040 siano attendibili.

In entrambi i casi, rispetto allo scenario RSE base il messaggio chiave rimane invariato: la decrescita demografica in atto in Sardegna riduce significativamente i fabbisogni termici attesi. Il divario tra i due scenari al 2040 è di circa 70 kTep per il residenziale e 27 kTep per il terziario – una differenza rilevante ai fini della pianificazione infrastrutturale.

### Sintesi finale

Tabella 43: Fabbisogno termico totale (Residenziale + Terziario) – kTep

| Anno | RSE Base | Scenario A | Scenario B | A-RSE     | B-RSE       |
|------|----------|------------|------------|-----------|-------------|
| 2020 | 577      | 577        | 552        | 0 (0%)    | -25 (-4%)   |
| 2025 | 577      | 547        | 529        | -30 (-5%) | -48 (-8%)   |
| 2030 | 579      | 549        | 502        | -30 (-5%) | -77 (-13%)  |
| 2035 | 588      | 558        | 484        | -30 (-5%) | -104 (-18%) |
| 2040 | 597      | 567        | 470        | -30 (-5%) | -127 (-21%) |

Entrambi gli scenari confermano che i fabbisogni termici totali della Sardegna tendono alla stabilità o alla decrescita rispetto al 2020, in netto contrasto con il modello RSE base che ne prevedeva la crescita. L'entità della riduzione attesa al 2040 è compresa tra –30 kTep (Scenario A, circa –5%) e –127 kTep (Scenario B, circa –21%) rispetto al modello RSE originale.

## Aggiornamento della Base ISTAT: dal Censimento 2011 al Censimento 2021

Il modello RSE originale calibra il parco abitativo sardo sul 15° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni ISTAT 2011. Nell'ottobre 2023 ISTAT ha pubblicato i risultati definitivi del Censimento Permanente 2021, che fornisce dati strutturalmente più aggiornati sul patrimonio edilizio e sulla composizione delle famiglie in Sardegna. Il presente capitolo illustra l'aggiornamento della base di calcolo al Censimento 2021 e le implicazioni sulle proiezioni dei fabbisogni termici.

### Confronto tra Censimento ISTAT 2011 e Censimento ISTAT 2021

I due censimenti mostrano variazioni strutturalmente significative, determinate da due fenomeni concorrenti: la decrescita demografica (–2,1% della popolazione in 10 anni) e la frammentazione delle famiglie (aumento del numero di nuclei familiari con contestuale riduzione delle persone per nucleo). Il confronto dei principali parametri è riportato nella Tabella 44.

Tabella 44: Confronto parametri censuari ISTAT 2011 vs 2021 – Sardegna (Fonte: ISTAT)

| Parametro                                          | ISTAT 2011 | ISTAT 2021      | Variazione |
|----------------------------------------------------|------------|-----------------|------------|
| Popolazione residente                              | 1.621.049  | 1.587.413       | –2,1%      |
| Abitazioni occupate da residenti                   | 660.661    | 645.820         | –2,2%      |
| Numero di famiglie                                 | 676.777    | 740.116         | +9,4%      |
| Persone per famiglia (media)                       | 2,45       | 2,14            | –12,7%     |
| Superficie totale abit. occupate (m <sup>2</sup> ) | 69.549.332 | ~67.990.000 (*) | –2,2%      |
| Superficie media per abitazione (m <sup>2</sup> )  | 105,3      | ~105,3 (*)      | ≈ 0%       |
| Famiglie unipersonali (quota)                      | ~32%       | 39,9%           | +7,9 p.p.  |

La superficie totale delle abitazioni al 2021 non è direttamente disponibile nelle tavole censuarie accessibili. Il valore è stimato applicando la superficie media 2011 (105,3 m<sup>2</sup>/abit.) al numero di abitazioni occupate 2021 (645.820), ottenendo 67.992.000 m<sup>2</sup> ≈ 68,0 milioni di m<sup>2</sup>. Questa approssimazione è cautelativa in quanto il parco edilizio tende a conservare la stessa composizione dimensionale nel breve periodo, data la lenta sostituzione dello stock.

Il dato più rilevante dal punto di vista energetico è l'aumento del numero di famiglie (+9,4%), che si accompagna a un forte calo delle persone per nucleo familiare (–12,7%). Questo fenomeno, noto come "frammentazione dei nuclei familiari", è guidato dall'incremento delle famiglie unipersonali, passate dal ~32% al 39,9% del totale. Dal punto di vista energetico il numero di

famiglie è il driver principale del fabbisogno di cottura, mentre il fabbisogno ACS dipende dal numero di persone per famiglia moltiplicato per il numero di famiglie (ovvero dalla popolazione totale).

### Fattori di correzione per servizio termico

Il recalibro dal Censimento 2011 al Censimento 2021 implica l'applicazione di tre fattori di correzione distinti per ciascun servizio termico residenziale, in ragione dei diversi driver fisici del fabbisogno.

#### *Riscaldamento – driver: superficie riscaldata*

Il fabbisogno di riscaldamento è proporzionale alla superficie riscaldata totale delle abitazioni occupate:

$$f_{risc} = Sup_{2021} / Sup_{2011} = 67.990.000 / 69.549.332 = 0,9776 \quad (-2,2\%)$$

La riduzione è modesta (-2,2%) e rispecchia direttamente la contrazione del numero di abitazioni occupate: poiché la superficie media per abitazione rimane pressoché invariata, il fattore è equivalente al rapporto tra il numero di abitazioni.

#### *ACS – driver: popolazione residente*

Il fabbisogno di Acqua Calda Sanitaria è proporzionale al numero di persone residenti (consumo standard: 50 litri/giorno/persona):

$$f_{ACS} = Pop_{2021} / Pop_{2011} = 1.587.413 / 1.621.049 = 0,9793 \quad (-2,1\%)$$

Sebbene il numero di famiglie sia aumentato, il consumo complessivo di ACS diminuisce perché il totale delle persone è diminuito. La riduzione del 2,1% è coerente con il calo demografico registrato tra i due censimenti.

#### *Cottura – driver: numero di famiglie*

Il fabbisogno di cottura è proporzionale al numero di unità familiari (consumo standard: 0,060 tep/anno/famiglia, pari a circa 700 kWh/anno):

$$f_{cott} = Fam_{2021} / Fam_{2011} = 740.116 / 676.777 = 1,0936 \quad (+9,4\%)$$

Il fabbisogno di cottura aumenta significativamente (+9,4%) nonostante la riduzione della popolazione. Questo è l'effetto più rilevante dell'aggiornamento censuario: la frammentazione familiare fa sì che ogni nucleo, per quanto più piccolo, abbia un proprio punto cottura con consumi pressoché analoghi a quelli di un nucleo più numeroso. L'energia per cucinare dipende dalle abitudini alimentari della famiglia (numero di pasti, tipologia) più che dal numero di componenti.

## Ricalcolo dell'anno base 2020 con parametri ISTAT 2021

Applicando i fattori di correzione calcolati nella sezione precedente ai valori RSE per l'anno base 2020 si ottengono i fabbisogni ricalibrati riportati nella Tabella 45. I valori RSE originali e i valori ricalibrati sono messi a confronto per ciascun servizio.

Tabella 45: Ricalcolo fabbisogni residenziali anno base 2020: ISTAT 2011 vs ISTAT 2021 (kTep)

| Servizio      | RSE/ISTAT 2011 | Fattore  | Ricalibrato ISTAT 2021 | Δ kTep    |
|---------------|----------------|----------|------------------------|-----------|
| Riscaldamento | 309            | × 0,9776 | 302                    | −7        |
| ACS           | 91             | × 0,9793 | 89                     | −2        |
| Cottura       | 41             | × 1,0936 | 45                     | +4        |
| <b>TOTALE</b> | <b>441</b>     | —        | <b>436</b>             | <b>−5</b> |

La variazione netta è modesta (−5 kTep, −1,1%) ma con effetti opposti per servizio: riscaldamento e ACS calano, mentre la cottura cresce. Il mix di servizi si sposta verso una quota cottura leggermente maggiore.

$$Q_{risc\_base\_2021} = 309 \times 0,9776 = 302,0 \text{ kTep}$$

$$Q_{ACS\_base\_2021} = 91 \times 0,9793 = 89,1 \text{ kTep}$$

$$Q_{cott\_base\_2021} = 41 \times 1,0936 = 44,8 \text{ kTep}$$

$$Q_{tot\_base\_2021} = 302 + 89 + 45 = 436 \text{ kTep}$$

## Proiezioni RSE aggiornate con base ISTAT 2021

Partendo dal base year ricalibrato (2020: 436 kTep), si applicano i medesimi tassi di variazione dello scenario RSE originale (da cui si derivano le proiezioni per servizio), ottenendo la traiettoria aggiornata al 2040 (Tabella 8.3). I tassi anno per anno riflettono i miglioramenti di efficienza energetica e la crescita del parco edilizio previsti da RSE; cambiano soltanto i valori assoluti di partenza.

Tabella 46: Proiezioni fabbisogno residenziale RSE base aggiornato (base ISTAT 2021) – kTep

| Servizio      | 2020*      | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 302        | 295        | 290        | 286        | 281        |
| ACS           | 89         | 91         | 93         | 94         | 96         |
| Cottura       | 45         | 46         | 48         | 49         | 50         |
| <b>TOTALE</b> | <b>436</b> | <b>432</b> | <b>431</b> | <b>429</b> | <b>427</b> |

Le proiezioni 2025–2040 applicano i tassi di variazione percentuali dello scenario RSE originale (Tab. 3.4) alla nuova base, conservando le ipotesi di efficientamento e crescita del parco edilizio. I valori si discostano dalla traiettoria RSE originale (2020 base: 441 kTep) di circa −5 kTep su tutto l'orizzonte temporale. La struttura del cambiamento rispecchia le diverse dinamiche demografiche: il riscaldamento segue la superficie riscaldata (in lento calo), l'ACS la popolazione

(anch'essa in calo), mentre la cottura segue il numero di famiglie (in crescita fino al 2025-2030 per effetto della frammentazione, poi stabilizzazione).

### Scenario A (base ISTAT 2021): correzione demografica costante $k = 0,9495$

Applicando il fattore di correzione demografica costante  $k = 0,9495$  (derivato dallo scarto di crescita accumulato nel quinquennio 2020–2025, pari a  $5 \times 1,01\% = 5,05\%$ ) alla traiettoria RSE aggiornata con base ISTAT 2021 si ottiene lo Scenario A aggiornato (Tabella 47).

$$k_A = 1 - (0,0101 \times 5) = 0,9495 \quad \text{applicato a tutti gli anni 2025–2040}$$

Tabella 47: Scenario A aggiornato con base ISTAT 2021: fabbisogno residenziale (kTep)

| Servizio      | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 280        | 275        | 272        | 267        |
| ACS           | 86         | 88         | 89         | 91         |
| Cottura       | 44         | 46         | 47         | 47         |
| <b>TOTALE</b> | <b>410</b> | <b>409</b> | <b>408</b> | <b>405</b> |

I valori risultanti (410/409/408/405 kTep per 2025–2040) sono inferiori di circa 5 kTep rispetto allo Scenario A con base ISTAT 2011 (415/414/412/410 kTep), confermando la modestia dell'aggiornamento censuario in termini di variazione assoluta.

### Scenario B (base ISTAT 2021): correzione demografica anno per anno

Lo Scenario B applica il fattore  $k(t)$  calcolato anno per anno come rapporto tra la popolazione PEARS reale e la popolazione RSE proiettata. I fattori  $k(t)$  sono invariati rispetto al capitolo 6 poiché dipendono dai trend demografici, non dalla base censuaria:

$$k(2025) = 1,56 / 1,70 = 0,9176$$

$$k(2030) = 1,50 / 1,73 = 0,8671$$

$$k(2035) = 1,45 / 1,76 = 0,8239$$

$$k(2040) = 1,40 / 1,78 = 0,7865$$

Tabella 48: Scenario B aggiornato con base ISTAT 2021: fabbisogno residenziale (kTep)

| Servizio      | 2025       | 2030       | 2035       | 2040       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|
| Riscaldamento | 271        | 251        | 236        | 221        |
| ACS           | 83         | 81         | 77         | 75         |
| Cottura       | 42         | 42         | 40         | 39         |
| <b>TOTALE</b> | <b>396</b> | <b>374</b> | <b>353</b> | <b>335</b> |

Nello Scenario B la quota cottura diminuisce verso il 2040 nonostante le famiglie aumentino nel breve periodo, perché il fattore  $k(t)$  riflette la riduzione complessiva della popolazione: a

lungo termine la dinamica demografica prevalente è il calo degli abitanti rispetto allo scenario RSE, che compensa l'effetto frammentazione familiare.

## Confronto sintetico: ISTAT 2011 vs ISTAT 2021 per entrambi gli scenari

La Tabella 8.6 riepiloga le proiezioni del fabbisogno residenziale totale nei quattro casi analizzati: Scenario A e Scenario B, ciascuno con base censuaria 2011 e 2021. Il confronto mette in evidenza l'entità dell'aggiornamento censuario rispetto all'incertezza degli scenari.

Tabella 49: Confronto totale fabbisogno residenziale (kTep) per scenario e base censuaria

| Scenario                     | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|------------------------------|------|------|------|------|
| Scenario A – base ISTAT 2011 | 415  | 414  | 412  | 410  |
| Scenario A – base ISTAT 2021 | 410  | 409  | 408  | 405  |
| Differenza A (kTep)          | –5   | –5   | –4   | –5   |
| Scenario B – base ISTAT 2011 | 401  | 378  | 358  | 340  |
| Scenario B – base ISTAT 2021 | 396  | 374  | 353  | 335  |
| Differenza B (kTep)          | –5   | –4   | –5   | –5   |

La differenza tra base ISTAT 2011 e base ISTAT 2021 è circa –5 kTep (–1,2%) in entrambi gli scenari e su tutto l'orizzonte temporale. Questo conferma che l'aggiornamento censuario è una correzione strutturalmente necessaria ma quantitativamente secondaria rispetto alla scelta dello scenario demografico (Scenario A vs B), che produce uno scarto di 14–75 kTep.

La principale implicazione metodologica di questo risultato è che l'incertezza legata alla scelta dello scenario demografico ( $\pm 5\%$  al 2025,  $\pm 17\%$  al 2040) è di un ordine di grandezza superiore all'incertezza legata alla base censuaria di riferimento ( $\pm 1\%$ ). Nella costruzione dei bilanci energetici regionali, è quindi più importante aggiornare il trend demografico rispetto al dato di stock censuario, pur mantenendo coerenza con il censimento più recente disponibile.

## Riepilogo strutturale dell'effetto della frammentazione familiare

L'aggiornamento al Censimento 2021 evidenzia un fenomeno strutturalmente rilevante per la pianificazione energetica: la crescente frammentazione dei nuclei familiari. Le famiglie unipersonali sono passate da circa il 32% al 39,9% del totale, aumentando in valore assoluto da ~217.000 a ~295.000 (+36%). Questo fenomeno:

- aumenta il fabbisogno di cottura in modo significativo (+9,4%), perché ogni nucleo familiare ha un proprio punto cottura indipendentemente dalla sua dimensione;
- lascia sostanzialmente invariato il fabbisogno di riscaldamento per abitazione, poiché le abitazioni occupate sono solo in lieve calo (–2,2%);
- riduce marginalmente il fabbisogno ACS totale (–2,1%), in linea con il calo demografico complessivo;

- aumenta il numero totale di contratti energetici (gas, elettricità) e di dispositivi di cottura installati, con implicazioni per le proiezioni della rete energetica.

Il trend di frammentazione è atteso proseguire: l'invecchiamento della popolazione sarda (età media in aumento) e i cambiamenti sociali (ritardo nell'abbandono del nucleo familiare di origine, separazioni, anziani soli) suggeriscono un ulteriore aumento delle famiglie unipersonali. Nella costruzione di scenari energetici a lungo termine occorre quindi distinguere attentamente tra il trend della popolazione totale (in calo) e il trend del numero di nuclei familiari (in crescita nel breve-medio periodo), che rappresentano due driver con effetti opposti su diversi servizi termici. Per le proiezioni PEARS al 2040, lo scenario demografico più probabile prevede che il numero di famiglie raggiunga un picco intorno al 2025-2030 (per effetto della frammentazione) per poi decrescere insieme alla popolazione totale. Questo implica che il fabbisogno di cottura, attualmente in aumento, potrebbe stabilizzarsi o ridursi lievemente oltre il 2030.

# Aggiornamento dello stato del sistema energetico trasporti della Regione Sardegna

## I Trasporti Terrestri

### I trasporti su gomma generale

Sulla base dei dati forniti dall'ACI (Automobile Club d'Italia) è stato possibile ricostruire l'andamento della consistenza del parco veicoli terrestri. La Tabella 50 riporta il quadro del parco veicoli regionale per gli anni 2015-2024.

Tabella 50. Consistenza del parco veicolare in Sardegna. Fonte: A.C.I. Serie Storica 2015-2024

|                                | 2015      | 2016      | 2017      | 2018      | 2019      | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | 2024      |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Autovetture                    | 1.011.519 | 1.023.462 | 1.037.785 | 1.053.639 | 1.070.678 | 1.080.370 | 1.089.897 | 1.097.782 | 1.111.711 | 1.122.826 |
| Motocicli                      | 120.419   | 121.664   | 123.239   | 125.231   | 127.814   | 130.399   | 134.173   | 138.564   | 143.706   | 149.022   |
| Motov. e<br>Quadr. Spec.       | 2.806     | 2.872     | 2.926     | 2.966     | 3.007     | 3.088     | 3.230     | 3.375     | 3.536     | 3.667     |
| Autobus                        | 3.226     | 3.254     | 3.343     | 3.371     | 3.474     | 3.490     | 3.512     | 3.649     | 3.781     | 3.744     |
| Autocarri merci                | 126.577   | 129.210   | 131.912   | 134.714   | 137.736   | 140.503   | 144.025   | 147.280   | 150.207   | 153.221   |
| Motoc. e<br>Quadr. merci       | 11.947    | 11.801    | 11.641    | 11.478    | 11.314    | 11.149    | 11.016    | 10.933    | 10.784    | 10.470    |
| Rim. e<br>Semirim. Merci       | 10.620    | 10.828    | 11.170    | 11.424    | 11.666    | 11.936    | 12.131    | 12.417    | 12.731    | 12.860    |
| Trattori str. o<br>motrici     | 4.299     | 4.427     | 4.599     | 4.791     | 4.876     | 4.987     | 5.156     | 5.323     | 5.437     | 5.538     |
| Rim. e<br>Semirim.<br>Speciali | 2.803     | 2.882     | 2.967     | 3.101     | 3.129     | 3.199     | 3.337     | 3.343     | 3.487     | 3.552     |
| Autov. Speciali                | 17.903    | 18.518    | 19.102    | 19.730    | 20.469    | 21.194    | 22.151    | 22.718    | 23.433    | 24.022    |
| Non definito                   | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         |
| Totale                         | 1.312.120 | 1.328.919 | 1.348.685 | 1.370.446 | 1.394.164 | 1.410.316 | 1.428.629 | 1.445.385 | 1.468.814 | 1.488.923 |

Nel decennio 2015-2024 il numero complessivo dei veicoli circolanti nell'isola hanno avuto un incremento pari al 13,47%, con un incremento medio annuo dell'1,35%. Considerato il fatto che al 31/12/2024 i residenti in Sardegna erano 1.562.381, risulta che, alla stessa data nell'isola erano presenti quasi 953 veicoli ogni 1.000 abitanti.

## Analisi di dettaglio

### Autovetture

La Tabella 51 illustra l'evoluzione del parco autovetture nel periodo 2015-2024, in cui è possibile osservare una crescita del numero di autoveicoli dell'11% del numero di autoveicoli nel 2024 rispetto al 2015.

Tabella 51. Evoluzione parco autoveicoli periodo 2015-2024. Fonte: A.C.I.

| Uso                        | 2015      | 2016      | 2017      | 2018      | 2019      | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | 2024      | % 2024  |
|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| Benzina                    | 551.669   | 544.230   | 537.717   | 532.383   | 529.937   | 525.078   | 517.919   | 512.545   | 510.641   | 508.116   | 45,25%  |
| Benzina e gas liquido      | 26.146    | 25.967    | 25.822    | 25.732    | 25.829    | 25,754    | 25.884    | 26.493    | 27.310    | 28.131    | 2,51%   |
| Benzina e metano           | 445       | 460       | 476       | 515       | 570       | 546       | 565       | 620       | 670       | 686       | 0,06%   |
| Gasolio                    | 432.424   | 451.585   | 471.828   | 492.155   | 510.229   | 521.232   | 529.194   | 533.540   | 538.573   | 539.619   | 48,06%  |
| Gasolio e gas              |           |           |           |           |           |           |           |           | 1         | 6         | 0,00%   |
| Ibrido-elettrico           | 797       | 1.182     | 1.905     | 2.818     |           |           |           |           |           |           |         |
| Elettrico                  |           |           |           |           | 253       | 730       | 1.653     | 2.309     | 2.997     | 3.791     | 0,34%   |
| Ibrido benzina             |           |           |           |           | 3.609     | 6.499     | 13.556    | 20.613    | 29.079    | 39.060    | 3,48%   |
| Ibrido benzina gas liquido |           |           |           |           |           |           |           |           |           | 7         | 0,00%   |
| Ibrido gasolio             |           |           |           |           | 215       | 446       | 1.034     | 1.558     | 2.336     | 3.309     | 0,29%   |
| Metano                     |           |           |           |           |           | 49        | 56        | 68        | 68        | 65        | 0,01%   |
| Altre                      | 3         | 3         | 3         | 3         | 4         | 4         | 4         | 4         | 4         | 4         | 0,00%   |
| Non definito               | 35        | 35        | 34        | 33        | 32        | 32        | 32        | 32        | 32        | 32        | 0,00%   |
| Totale                     | 1.011.519 | 1.023.462 | 1.037.785 | 1.053.639 | 1.070.678 | 1.080.370 | 1.089.897 | 1.097.782 | 1.111.711 | 1.122.826 | 100,00% |

La Tabella 52 illustra l'articolazione del parco autovetture al 31.12.2024 secondo la motorizzazione. Dalle tabelle sopra riportate si evince che il 45,25% delle autovetture sono alimentate a esclusivamente benzina, il 48,08% utilizzano gasolio, mentre il restante 6,67% è suddiviso tra ibride Gpl, ibrido-elettrico, elettrico puro ed altro. Il 54,35% del parco auto ha motorizzazioni con standard di emissione inferiori a EURO5.

Tabella 52. Consistenza del parco autovetture secondo la motorizzazione al 31/12/2014 in Sardegna. Fonte: A.C.I.

|                            | EURO 0 | EURO 1 | EURO 2 | EURO 3  | EURO 4  | EURO 5  | EURO 5B | EURO 6  | EURO 6A | EURO 6B | EURO 6C | EURO 6D | EURO 6E | Elettrico | Non definito | Totale    |
|----------------------------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|--------------|-----------|
| Benzina                    | 78.642 | 18.007 | 52.445 | 58.150  | 117.294 | 41.558  | 13.251  | 108.443 | 5       | 19.100  | 576     |         |         |           | 645          | 508.116   |
| Benzina e gas liquido      | 3.143  | 1.007  | 1.619  | 1.069   | 10.582  | 2.666   | 1.039   | 6.239   |         | 752     | 10      |         |         |           | 5            | 28.131    |
| Benzina e metano           | 91     | 25     | 49     | 31      | 236     | 140     | 21      | 76      |         | 17      |         |         |         |           |              | 686       |
| Elettrico                  |        |        |        |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         | 3.791     |              | 3.791     |
| Gasolio                    | 14.553 | 5.355  | 19.997 | 65.089  | 162.808 | 74.062  | 49.767  | 87.125  | 12      | 59.879  | 956     | 3       | 2       |           | 11           | 539.619   |
| Gasolio e gas              |        |        |        | 2       | 4       |         |         |         |         |         |         |         |         |           |              | 6         |
| Ibrido benzina             | 2      |        |        |         | 53      | 115     | 316     | 36.792  |         | 1.700   | 81      | 1       |         |           |              | 39.060    |
| Ibrido benzina gas liquido |        |        |        |         |         |         |         | 6       |         |         | 1       |         |         |           |              | 7         |
| Ibrido gasolio             |        |        |        | 10      | 3       | 18      | 19      | 3.251   |         | 8       |         |         |         |           |              | 3.309     |
| Metano                     | 2      |        | 2      | 1       | 12      | 5       | 11      | 31      |         | 1       |         |         |         |           |              | 65        |
| Altre                      | 4      |        |        |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |           |              | 4         |
| Non definito               | 28     |        |        |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |           | 4            | 32        |
| Totale                     | 96,465 | 24,394 | 74,112 | 124,352 | 290,992 | 118,564 | 64,424  | 241,963 | 17      | 81,457  | 1,624   | 4       | 2       | 3.791     | 665          | 1,122,826 |
| %                          | 8,59%  | 2,17%  | 6,60%  | 11,07%  | 25,92%  | 10,56%  | 5,74%   | 21,55%  | 0,00%   | 7,25%   | 0,14%   | 0,00%   | 0,00%   | 0,34%     | 0,06%        | 100,00%   |

### Motocicli e ciclomotori

Di seguito si riporta la ricostruzione della serie storica del parco motocicli e ciclomotori in Sardegna (Tabella 53).

Tabella 53. Evoluzione parco motocicli e ciclomotori periodo 2015-2024. Fonte: A.C.I.

| Cilindrata      | 2015    | 2016    | 2017    | 2018    | 2019    | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    |
|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Fino a 125      | 37.946  | 38.301  | 38.720  | 39.387  | 40.146  | 40.904  | 42.259  | 43.915  | 45.634  | 47.328  |
| 126 - 250       | 28.735  | 28.827  | 28.840  | 28.861  | 28.915  | 28.944  | 29.019  | 28.902  | 28.867  | 28.829  |
| 251 - 750       | 41.930  | 42.377  | 43.061  | 43.911  | 44.990  | 46.136  | 47.616  | 49.449  | 51.662  | 53.907  |
| Oltre 750       | 11.741  | 12.093  | 12.545  | 12.999  | 13.675  | 14.290  | 15.087  | 15.981  | 17.112  | 18.405  |
| Non contemplato | 33      | 33      | 40      | 40      | 56      | 93      | 160     | 285     | 399     | 496     |
| Non definito    | 34      | 33      | 33      | 33      | 32      | 32      | 32      | 32      | 32      | 57      |
| Totale          | 120.419 | 121.664 | 123.239 | 125.231 | 127.814 | 130.399 | 134.173 | 138.564 | 143.706 | 149.022 |

Dalla tabella sopra emerge un incremento del 23,75% del parco ciclomotori nel periodo 2015-2024. In termini di consistenza del parco motocicli e ciclomotori, dalla Tabella 54 emerge che l'86.37% dei motocicli e ciclomotori è di categoria inferiore a EURO5.

Tabella 54. Consistenza del parco motocicli e ciclomotori in Sardegna al 31/12/2024. Fonte: A.C.I.

| Cilindrata   | EURO 0 | EURO 1 | EURO 2 | EURO 3 | EURO 4 | EURO 5 | EURO 6 | EURO 6B | Elettrico | Non definito | Totale  | Percentuale |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|-----------|--------------|---------|-------------|
| Fino a 125   | 13.424 | 7.745  | 4.257  | 9.940  | 3.835  | 7.948  | 0      | 94      |           | 85           | 47.328  | 31,76%      |
| 126 - 250    | 9.019  | 6.477  | 5.083  | 6.094  | 968    | 1.070  | 0      | 76      |           | 42           | 28.829  | 19,35%      |
| 251 - 750    | 14.058 | 6.028  | 8.492  | 13.256 | 4.719  | 7.317  | 0      | 31      |           | 6            | 53.907  | 36,17%      |
| Oltre 750    | 2.646  | 2.603  | 2.024  | 5.728  | 2.266  | 3.135  | 0      | 3       |           |              | 18.405  | 12,35%      |
| Elettrico    |        |        |        |        |        |        |        |         | 496       |              | 496     | 0,33%       |
| Non definito | 29     | 3      |        | 23     |        |        |        | 1       |           | 1            | 57      | 0,04%       |
| Totale       | 39.176 | 22.856 | 19.856 | 35.041 | 11.788 | 19.470 | 0      | 205     | 496       | 134          | 149.022 | 100,00%     |
| Percentuale  | 26,29% | 15,34% | 13,32% | 23,51% | 7,91%  | 13,07% | 0,00%  | 0,14%   | 0,33%     | 0,09%        | 100,00% |             |

## Autobus

Nella Tabella 55 si riporta la serie storica, dal 2015 al 2024, del parco regionale degli autobus in funzione del servizio svolto, da cui è possibile osservare che 83,33% del parco autobus viene utilizzato per il funzionamento del servizio di trasporto pubblico locale.

Tabella 55. Serie storica ripartizione autobus per servizio svolto. Anni 2015-2024. Fonte: ACI.

|                           | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | % 2024  |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Privato Trasporto Persone | 565   | 560   | 591   | 580   | 566   | 543   | 546   | 524   | 516   | 498   | 13,30%  |
| Pubblici o Noleggio (TPL) | 2.637 | 2.670 | 2.726 | 2.762 | 2.879 | 2.919 | 2.937 | 3.090 | 3.204 | 3.120 | 83,33%  |
| Altri usi                 | 19    | 19    | 20    | 23    | 23    | 21    | 21    | 19    | 19    | 18    | 0,48%   |
| Non contemplato           | 5     | 5     | 6     | 6     | 6     | 7     | 8     | 16    | 42    | 108   | 2,88%   |
| Totale                    | 3.226 | 3.254 | 3.343 | 3.371 | 3.474 | 3.490 | 3.512 | 3.649 | 3.781 | 3.744 | 100,00% |

Di seguito il quadro riassuntivo del parco autobus suddiviso per alimentazione dal 2020 al 2024 (Tabella 56).

Tabella 56. Serie storica 2020-2024 della consistenza del parco autobus regionale articolato per alimentazione. Fonte: A.C.I.

|                       | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | % 2024  |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Benzina               | 12    | 11    | 11    | 11    | 11    | 0,29%   |
| Benzina e gas liquido | 2     | 3     | 3     | 3     | 3     | 0,08%   |
| Benzina e metano      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0,00%   |
| Elettrico             | 7     | 8     | 16    | 42    | 108   | 2,88%   |
| Gasolio               | 3.468 | 3.489 | 3.612 | 3.718 | 3.502 | 93,54%  |
| Ibrido gasolio        | 0     | 0     | 6     | 6     | 111   | 2,96%   |
| Non determinato       | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 0,03%   |
| Metano                | 0     | 0     | 0     | 0     | 8     | 0,21%   |
| Totale                | 3.490 | 3.512 | 3.649 | 3.781 | 3.744 | 100,00% |

Il quadro del parco autobus circolante in Sardegna per tipologia e motorizzazione al 31 dicembre 2024 risulta (Tabella 57).

Tabella 57. Tipologia motorizzazione bus circolanti in Sardegna. Fonte: ACI.

|                 | EURO 0 | EURO 1 | EURO 2 | EURO 3 | EURO 4 | EURO 5 | EURO 5B | EURO 6 | EURO 6B | EURO 6C | EURO 6D | EURO 6E | Elettrico | Non definito | Totale  |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|-----------|--------------|---------|
| Noleggio        | 93     | 34     | 121    | 250    | 79     | 202    | 2       | 170    | 1       | 7       | 43      | 77      |           | 1            | 1.080   |
| Privato         | 103    | 33     | 82     | 84     | 44     | 17     | 3       | 88     | 1       | 10      | 14      | 12      |           | 7            | 498     |
| Pubblico        | 237    | 24     | 33     | 111    | 25     | 825    |         | 137    | 2       | 21      | 102     | 522     |           | 1            | 2.040   |
| Altri usi       | 7      | 2      | 4      | 4      |        |        |         |        |         |         | 1       |         |           |              | 18      |
| Non contemplato |        |        |        |        |        |        |         |        |         |         |         |         | 108       |              | 108     |
| Totale          | 440    | 93     | 240    | 449    | 148    | 1.044  | 5       | 395    | 4       | 38      | 160     | 611     | 108       | 9            | 3.744   |
| Percentuale     | 11,75% | 2,48%  | 6,41%  | 11,99% | 3,95%  | 27,88% | 0,13%   | 10,55% | 0,11%   | 1,01%   | 4,27%   | 16,32%  | 2,88%     | 0,24%        | 100,00% |

Dai dati riportati sopra emerge che il 93,54% del parco autobus circolante in Sardegna è alimentato a gasolio, mentre solo il 2,88% è dotato di motore elettrico. In termini di classificazione EURO, il 36,59% degli autobus appartiene a una categoria inferiore a EURO 5. In Tabella 58 vengono riportati i dati relativi al trasporto pubblico terrestre su gomma forniti dall'Assessorato dei Trasporti della Regione Autonoma della Sardegna<sup>67</sup>:

Tabella 58. Percorrenze in km dei mezzi pubblici terrestri su gomma in Sardegna. Anno 2023. Fonte: Assessorato Trasporti della RAS

|                   | 2023       |         |
|-------------------|------------|---------|
|                   | [km]       | [%]     |
| Linee extraurbane | 44.219.953 | 66,38%  |
| Linee urbane      | 22.396.614 | 33,62%  |
| Totale            | 66.616.567 | 100,00% |

Da questi dati emerge come la percorrenza totale dei mezzi utilizzati nel TPL è attribuibile in gran parte alle linee extraurbane (66.38%).

### Autocarri e trattori stradali

Nell'ambito del trasporto merci la Tabella 60 si riporta l'evoluzione del parco autocarri nel periodo 2015-2024.

<sup>6</sup> I servizi di trasporto pubblico locale automobilistico: contratti di servizio per il biennio 2022/2023  
<[https://www.anticorruzione.it/documents/91439/185659296/RelazioneServiziTPL\\_Gomma\\_AltriAffidatariPerAnac.pdf/e8ae7831-e2c3-4e94-fd91-d1c2154c0d62?t=1714663371380](https://www.anticorruzione.it/documents/91439/185659296/RelazioneServiziTPL_Gomma_AltriAffidatariPerAnac.pdf/e8ae7831-e2c3-4e94-fd91-d1c2154c0d62?t=1714663371380)>

<sup>7</sup> Contratto per il servizio di trasporto pubblico ferroviario di interesse regionale e locale tra la Regione Autonoma della Sardegna e ARST – Anni 2023-2031 <<https://www.sardegnamobilita.it/sites/default/files/2023-02/Contratto%20servizio%20ferroviario%20ARST%202023-2031%20Allegati.pdf>>

Tabella 59. Evoluzione del parco autocarri nel periodo 2015-2024. Fonte: A.C.I.

| AUTOCARRI | 2015    | 2016    | 2017    | 2018    | 2019    | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    | % 2024  |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Benzina   | 6.572   | 6.538   | 6.546   | 6.460   | 6.448   | 6.397   | 6.368   | 6.336   | 6.365   | 6.364   | 4,15%   |
| Gasolio   | 119.073 | 119.073 | 124.420 | 127.262 | 130.256 | 133.005 | 136.294 | 139.282 | 141.890 | 144.511 | 94,32%  |
| Altro     | 932     | 3.599   | 946     | 992     | 1.032   | 1.101   | 1.363   | 1.662   | 1.952   | 2.346   | 1,53%   |
| Totale    | 126.577 | 129.210 | 131.912 | 134.714 | 137.736 | 140.503 | 144.025 | 147.280 | 150.207 | 153.221 | 100,00% |

Per quanto riguarda i trattori stradali la Tabella 60 riporta l'evoluzione nel periodo 2002-2014:

Tabella 60. Evoluzione del parco trattori stradali nel periodo 2015-2024. Fonte: A.C.I.

| TRATTORI     | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | % 2024  |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Benzina      | 3     | 3     | 3     | 3     | 3     | 3     | 3     | 3     | 3     | 3     | 0,05%   |
| Metano       | 0     | 0     | 4     | 4     | 4     | 4     | 21    | 31    | 39    | 42    | 0,76%   |
| Gasolio      | 4.292 | 4.420 | 4.588 | 4.781 | 4.866 | 4.978 | 5.130 | 5.287 | 5.393 | 5.491 | 99,15%  |
| Non definito | 4     | 4     | 4     | 3     | 3     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 0,04%   |
| Totale       | 4.299 | 4.427 | 4.599 | 4.791 | 4.876 | 4.987 | 5.156 | 5.323 | 5.437 | 5.538 | 100,00% |

Dalle tabelle sopra emerge che la maggior parte dei veicoli dedicati al trasporto delle merci siano alimentati a gasolio (94,32% per gli autocarri e 99,15% per i trattori stradali).

### Consumi

Per la ricostruzione dei consumi finali di energia nei trasporti terrestri, il punto di partenza è rappresentato dai dati del Bollettino Petrolifero e, in particolare, dalle voci "Benzina Rete", "Benzina Extrarete", "Gasolio Motori" e "GPL Autotrazione", mentre solo una parte della voce "Gasolio Motori Extrarete" può essere attribuita ai trasporti terrestri. Per ogni tipologia di veicolo sono stati inoltre considerati, come dati di partenza per il calcolo del consumo energetico:

- Il numero di veicoli appartenenti a ciascuna tipologia.
- La distanza media percorsa da ciascun veicolo, fornita dall'ISTAT per ogni regione italiana, inclusa la Sardegna. Per quanto riguarda il trasporto pubblico, è stata utilizzata la distanza fornita dalla Regione Autonoma della Sardegna, riportata nei paragrafi precedenti e suddivisa tra quota a gasolio e quota elettrica.
- il rendimento medio di ogni tipologia di veicolo, ricavato sia dai dati forniti dai produttori sia dalla letteratura scientifica.

È stato quindi verificato che i consumi calcolati, utilizzando le distanze e i rendimenti medi, fossero coerenti con quelli riportati nel Bollettino Petrolifero. Si è scelto di non far coincidere esattamente il consumo totale fornito dal Bollettino con quello calcolato a partire dalle distanze e dai rendimenti medi per due motivi principali. Innanzitutto, la disponibilità dei dati di distanza media e di rendimento medio consente di variare tali parametri, insieme al numero di veicoli, per

simulare differenti scenari futuri. Il secondo motivo riguarda l'impossibilità di determinare con certezza quale tipologia di veicoli sia associabile alle quote di carburante vendute sia in rete che extra-rete, o a veicoli diversi da quelli su gomma.

Per la conversione del consumo di carburante, espresso in tonnellate, in consumo espresso in ktep, sono stati utilizzati i fattori di conversione forniti dal Ministero delle Infrastrutture:

- Gasolio 1 ton = 1,08 tep
- Gas di petrolio liquefatti (GPL) 1 ton = 1,1 tep
- Benzina 1 ton = 1,2 tep.
- Elettricità 1 MWh = 0,23 tep

Nelle tabelle seguenti è riportato il dettaglio dei consumi terrestri per i differenti tipi di alimentazione.

Tabella 61. Quadro di dettaglio consumi trasporti terrestri su gomma anno 2024 alimentazione benzina.

| BENZINA                     |                |                         |                      |                         |                                      |                      |                       |                    |
|-----------------------------|----------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
| Tipologia                   | Numero         | Distanza media [km/vei] | Distanza totale [km] | Rendimento medio [km/l] | Consumo totale [ $1 \cdot 10^{-3}$ ] | Consumo totale [ton] | Consumo totale [ktep] | Consumo totale [%] |
| Autovetture                 | 508.116        | 10.042                  | 5.102.500.872        | 17                      | 300.147,11                           | 204.100,03           | 244,92                | 86,93%             |
| Autovetture ibride          | 3.906          | 10.042                  | 39.227.958           | 25                      | 1.569,12                             | 1.067,00             | 1,28                  | 0,45%              |
| Motocicli                   | 13.754         | 2.099                   | 28.869.646           | 30                      | 962,32                               | 654,38               | 0,79                  | 0,28%              |
| Autobus                     | 11             | 29.339                  | 322.729              | 6                       | 53,79                                | 36,58                | 0,04                  | 0,02%              |
| Autoveicoli speciali        | 585            | 12.662                  | 7.407.270            | 17                      | 435,72                               | 296,29               | 0,36                  | 0,13%              |
| Motoveicoli speciali        | 3.372          | 2.099                   | 7.077.828            | 30                      | 235,93                               | 160,43               | 0,19                  | 0,07%              |
| Autocarri e trasporto merci | 6.364          | 23.434                  | 149.133.976          | 4                       | 37.283,49                            | 25.352,78            | 30,42                 | 10,80%             |
| Motocarri                   | 5.405          | 12.662                  | 68.438.110           | 15                      | 4.562,54                             | 3.102,53             | 3,72                  | 1,32%              |
| Trattori stradali           | 3              | 23.434                  | 70.302               | 3                       | 23,43                                | 15,94                | 0,02                  | 0,01%              |
| <b>TOTALE</b>               | <b>541.516</b> | <b>125.813</b>          | <b>5.403.048.691</b> | <b>147</b>              | <b>345.273,45</b>                    | <b>234.785,96</b>    | <b>281,74</b>         | <b>100%</b>        |

Tabella 62. Quadro di dettaglio consumi trasporti terrestri su gomma anno 2024 alimentazione gasolio.

| GASOLIO                     |                |                         |                      |                         |                                      |                      |                       |                    |
|-----------------------------|----------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
|                             | Numero         | Distanza media [km/vei] | Distanza totale [km] | Rendimento medio [km/l] | Consumo totale [ $l \cdot 10^{-3}$ ] | Consumo totale [ton] | Consumo totale [ktep] | Consumo totale [%] |
| Autovetture                 | 539.619        | 10.042                  | 5.418.853.998        | 20                      | 270.942,70                           | 226.237,15           | 244,34                | 29,87%             |
| Autovetture ibride          | 3.309          | 10.043                  | 33.232.287           | 27,5                    | 1.208,45                             | 821,74               | 0,99                  | 0,12%              |
| Motocicli                   | 25             | 2.099                   | 52.475               | 30                      | 1,75                                 | 1,46                 | 0,002                 | 0,00%              |
| Autobus privati             | 624            | 29.339                  | 18.307.536           | 4                       | 4.576,88                             | 3.821,70             | 4,13                  | 0,50%              |
| Trasporto pubblico          | 3.120          |                         | 63.447.955           | 4                       | 15.861,99                            | 13.244,76            | 14,30                 | 1,75%              |
| Autoveicoli speciali        | 23.164         | 10.042                  | 232.612.888          | 20                      | 11.630,64                            | 9.711,59             | 10,49                 | 1,28%              |
| Motoveicoli speciali        | 23             | 2.099                   | 48.277               | 30                      | 1,61                                 | 1,34                 | 0,001                 | 0,00%              |
| Autocarri e trasporto merci | 144.511        | 23.434                  | 3.386.470.774        | 6                       | 564.411,80                           | 471.283,85           | 508,99                | 62,23%             |
| Motocarri                   | 2.616          | 12.662                  | 33.123.792           | 20                      | 1.656,19                             | 1.382,92             | 1,49                  | 0,18%              |
| Trattori stradali           | 5.491          | 23.434                  | 128.676.094          | 3,5                     | 36.764,60                            | 30.698,44            | 33,15                 | 4,05%              |
| <b>TOTALE</b>               | <b>722.502</b> | <b>123.194</b>          | <b>9.314.826.076</b> | <b>165</b>              | <b>907.056,61</b>                    | <b>757.204,95</b>    | <b>817,88</b>         | <b>100%</b>        |

Tabella 63. Quadro di dettaglio consumi trasporti terrestri su gomma anno 2024 alimentazione GPL.

| GPL                         |               |                         |                      |                         |                                      |                      |                       |                    |
|-----------------------------|---------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
|                             | Numero        | Distanza media [km/vei] | Distanza totale [km] | Rendimento medio [km/l] | Consumo totale [ $l \cdot 10^{-3}$ ] | Consumo totale [ton] | Consumo totale [ktep] | Consumo totale [%] |
| Autovetture                 | 28.131        | 10.042                  | 282.491.502          | 16                      | 17655,72                             | 9110,35              | 10,02                 | 67,83%             |
| Autobus                     | 3             | 29.339                  | 88.017               | 5                       | 17,60                                | 9,08                 | 0,01                  | 0,07%              |
| Autoveicoli speciali        | 160           | 10.042                  | 1.606.720            | 16                      | 100,42                               | 51,82                | 0,06                  | 0,39%              |
| Autocarri e trasporto merci | 1.233         | 23.434                  | 28.894.122           | 3,5                     | 8255,46                              | 4259,82              | 4,69                  | 31,72%             |
| <b>TOTALE</b>               | <b>29.527</b> | <b>72.857</b>           | <b>313.080.361</b>   | <b>41</b>               | <b>26.029</b>                        | <b>13.431</b>        | <b>14,78</b>          | <b>100%</b>        |

Tabella 64. Quadro di dettaglio consumi trasporti terrestri su gomma anno 2024 alimentazione elettrica.

| ELETTRICO                    |              |                         |                      |                           |                      |                       |                    |
|------------------------------|--------------|-------------------------|----------------------|---------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
|                              | Numero       | Distanza media [km/vei] | Distanza totale [km] | Rendimento medio [km/kWh] | Consumo totale [kWh] | Consumo totale [ktep] | Consumo totale [%] |
| Autovetture                  | 3.791        | 10.042                  | 38.069.222           | 5,25                      | 7.251.280,38         | 1,67                  | 29,46%             |
| Motocicli                    | 496          | 2.099                   | 1.041.104            | 11                        | 94.645,82            | 0,02                  | 0,38%              |
| Autobus (Trasporto pubblico) | 108          | 29.339                  | 3.168.612            | 0,59                      | 5.386.640,40         | 1,24                  | 21,88%             |
| Autoveicoli speciali         | 46           | 10.042                  | 461.932              | 5,25                      | 87.987,05            | 0,02                  | 0,36%              |
| Motoveicoli speciali         | 246          | 2.099                   | 516.354              | 11                        | 46.941,27            | 0,01                  | 0,19%              |
| Autocarri e trasporto merci  | 292          | 23.434                  | 6.842.728            | 0,59                      | 11.632.637,60        | 2,68                  | 47,26%             |
| Motocarri                    | 47           | 12.662                  | 595.114              | 5,25                      | 113.355,05           | 0,03                  | 0,46%              |
| <b>TOTALE</b>                | <b>5.026</b> | <b>89.717</b>           | <b>50.695.066</b>    | <b>38,93</b>              | <b>24.613.487,57</b> | <b>5,67</b>           | <b>100%</b>        |

Sommando quindi i diversi contributi, si si può quindi affermare che globalmente il settore stradale, nel 2024 in Sardegna, ha consumato **1.120,05 ktep**.

## Trasporti su ferro

Nella Tabella 65 vengono riportati i dati relativi al trasporto pubblico locale su ferro forniti dall'Assessorato dei Trasporti della Regione Autonoma della Sardegna<sup>89</sup>:

Tabella 65. Consumi e km percorsi dai mezzi pubblici terrestri su ferro in Sardegna nel 2024. Fonti: RAS

|                       | 2024      |        |
|-----------------------|-----------|--------|
|                       | [km]      | [%]    |
| Metropolitana leggera | 745.070   | 10.42% |
| Ferrovie              | 6.407.329 | 89.58% |

Il rendimento medio del trasporto pubblico locale terrestre alimentato a gasolio è pari a 3,00 km/l, con un consumo complessivo di 1.783,37 tonnellate di gasolio, equivalenti a **1,93 ktep**. Nel caso della metropolitana leggera, il rendimento medio è pari a 1,75 km/kWh, per un consumo totale di 424.689,9 kWh, corrispondenti a **0,098 ktep**.

<sup>8</sup> Contratto per il servizio di trasporto pubblico ferroviario di interesse regionale e locale tra la Regione Autonoma della Sardegna e ARST – Anni 2023-2031 <<https://www.sardegnamobilita.it/sites/default/files/2023-02/Contratto%20servizio%20ferroviario%20ARST%202023-2031%20Allegati.pdf>>

<sup>9</sup> SERVIZI DI TRASPORTO FERROVIARIO DI INTERESSE REGIONALE E LOCALE IN FAVORE DI TRENITALIA S.P.A. PER IL PERIODO 2017 – 2025 [https://www.sardegnamobilita.it/sites/default/files/2021-10/33\\_252\\_20170920121047.pdf](https://www.sardegnamobilita.it/sites/default/files/2021-10/33_252_20170920121047.pdf)

## Consuntivo trasporti terrestri

Di seguito le tabelle riassuntive dei consumi di energia per i trasporti terrestri:

Tabella 66. Consumo energia nei trasporti terrestri per tipologia di alimentazione – Anno 2024.

|                              | Alimentazione | Consumo [ktep]  | Consumo [%]    |
|------------------------------|---------------|-----------------|----------------|
| Trasporti terrestri su gomma | Benzina       | 281,74          | 25,11%         |
|                              | Gasolio       | 817,88          | 72,89%         |
|                              | GPL           | 14,78           | 1,32%          |
|                              | Elettrico     | 5,67            | 0,51%          |
| Trasporti terrestri su ferro | Gasolio       | 1,93            | 0,17%          |
|                              | Elettrico     | 0,098           | 0,01%          |
|                              | <b>Totale</b> | <b>1.122,10</b> | <b>100,00%</b> |

Tabella 67. Consumo energia nei trasporti terrestri per tipologia di trasporti – Anno 2024.

|                              | Tipologia trasporti | Consumo [ktep]  | Consumo [%]    |
|------------------------------|---------------------|-----------------|----------------|
| Trasporti terrestri su gomma | Trasporto privato   | 1.104,49        | 98,43%         |
|                              | Trasporto pubblico  | 15,58           | 1,39%          |
| Trasporti terrestri su ferro | Trasporto pubblico  | 2,02            | 0,18%          |
|                              | <b>Totale</b>       | <b>1.122,10</b> | <b>100,00%</b> |

Dalle tabelle sopra riportate si evince che il consumo di energia è per la maggior parte attribuibile al trasporto privato di persone e merci (98,43%), mentre solo il restante 1,39% è riferibile al trasporto pubblico. In termini di tipologia di alimentazione, la quota prevalente dei consumi è imputabile a mezzi alimentati a gasolio (72,89%) e benzina (25,11%), mentre soltanto lo 0,52% è riconducibile a veicoli elettrici.

## La mobilità delle merci e delle persone nei trasporti terrestri.

### Mobilità merci

La Tabella 68 illustra i trasporti delle merci su strada in Sardegna nell'anno 2024, distinguendo tra trasporti "interni", il cui flusso ha origine in Italia e destinazione in Italia e "complessivi", i cui flussi hanno origine Italia e destinazione Italia, origine Italia e destinazione Estero, origine Estero e destinazione Italia. Per entrambe le tipologie si differenzia tra "trasporti in conto proprio", ovvero trasporto di cose effettuato da persona fisica o giuridica munita di apposita licenza e di uno o più veicoli idonei all'esercizio di tale attività, accessoria di altra attività economica considerata principale per l'impresa stessa, e "trasporti in conto terzi", ovvero attività economica professionale mediante la quale un imprenditore munito di apposita autorizzazione e di uno o più veicoli idonei al trasporto di merci effettua, dietro corrispettivo, la prestazione di servizi di trasporto ordinati da un mittente.

Tabella 68. Trasporto merci in Sardegna per origine e destinazione e per titolo in Sardegna. Anno 2023. Fonte: ISTAT.

| Trasporto interno                        |                         |                                                                          |                                          |                         |                                                                          |                                          |                         |                                                                          |
|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| Conto proprio                            |                         |                                                                          | Conto terzi                              |                         |                                                                          | Totale                                   |                         |                                                                          |
| Distanza media percorsa dalla merce [km] | Merce trasportata [ton] | Merce trasportata - tonnellate-chilometro [ton • km • 10 <sup>-3</sup> ] | Distanza media percorsa dalla merce [km] | Merce trasportata [ton] | Merce trasportata - tonnellate-chilometro [ton • km • 10 <sup>-3</sup> ] | Distanza media percorsa dalla merce [km] | Merce trasportata [ton] | Merce trasportata - tonnellate-chilometro [ton • km • 10 <sup>-3</sup> ] |
| 37,3                                     | 2.432.711               | 90.755                                                                   | 102,8                                    | 17.474.498              | 1.796.054                                                                | 94,8                                     | 19.907.209              | 1.886.809                                                                |

| Trasporto totale                         |                         |                                                                          |                                          |                         |                                                                          |                                          |                         |                                                                          |
|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| Conto proprio                            |                         |                                                                          | Conto terzi                              |                         |                                                                          | Totale                                   |                         |                                                                          |
| Distanza media percorsa dalla merce [km] | Merce trasportata [ton] | Merce trasportata - tonnellate-chilometro [ton • km • 10 <sup>-3</sup> ] | Distanza media percorsa dalla merce [km] | Merce trasportata [ton] | Merce trasportata - tonnellate-chilometro [ton • km • 10 <sup>-3</sup> ] | Distanza media percorsa dalla merce [km] | Merce trasportata [ton] | Merce trasportata - tonnellate-chilometro [ton • km • 10 <sup>-3</sup> ] |
| 37,3                                     | 2.432.711               | 90.755                                                                   | 104,6                                    | 17.516.024              | 1.831.459                                                                | 96,4                                     | 19.948.735              | 1.922.214                                                                |

## Mobilità persone

Un importante indicatore per la valutazione della domanda di mobilità delle persone è rappresentato dai passeggeri per chilometro (Pkm), ottenuto come prodotto tra il chilometraggio medio annuo, il numero di autovetture circolanti e il coefficiente di riempimento. Per il suo calcolo sono stati utilizzati i seguenti dati:

- la distanza media percorsa da ciascun veicolo, fornita dall'ISTAT per ogni regione italiana, inclusa la Sardegna; il chilometraggio medio annuo è pari a 10.042 km/anno per gli autoveicoli e 2.099 km/anno per i motocicli;
  - il coefficiente di riempimento medio delle autovetture, fornito dall'Istituto Superiore di Formazione e Ricerca per i Trasporti (ISFORT), il cui valore nazionale è pari a 1,4;
  - il numero di passeggeri annui del trasporto pubblico locale, fornito dalla RAS, pari a 81.752.971,82;
- la distanza media per viaggio con il trasporto pubblico, pari a 11,9 km, fornita da ISFORT a livello nazionale;
- il numero di autovetture circolanti, fornito dall'ACI.

Si riporta in Tabella 69 il valore del parametro Pkm per autoveicoli, motocicli, ciclomotori e per il trasporto pubblico, considerando la quota di trasporto pubblico sul totale dei trasporti.

Tabella 69. Valore dell'indicatore Pkm nel 2024 per il trasporto privato e pubblico. Fonte: ISFORT-ISTAT.

|      | Autoveicoli (a)   | Motocicli e ciclomotori (b) | Totale (a+b)      | Trasporto pubblico (d) | Trasporto totale (a+b+c) | % Pubblico su totale |
|------|-------------------|-----------------------------|-------------------|------------------------|--------------------------|----------------------|
| 2024 | 15.785.586.168,80 | 312.797.178,00              | 16.098.383.346,80 | 972.860.364,66         | 17.071.243.711,46        | 5,70%                |

Dalla tabella emerge sia molto elevata (92,47%) la percentuale di passeggeri x chilometro totale attribuibile agli autoveicoli, mentre solo il 5,70% è attribuibile al trasporto pubblico.

Un altro importante indicatore riguarda la ripartizione modale degli occupati per gli spostamenti con motivazione lavoro studio. La Tabella 70 rappresenta la serie storica della percentuale del numero di occupati, studenti, scolari e utenti che hanno utilizzato mezzi pubblici di trasporto su gomma sul totale delle persone che si sono spostate per motivi di lavoro e di studio e hanno usato mezzi di trasporto<sup>10</sup>. La percentuale di utilizzo nel 2022 è calata rispetto al 2015 (11,6% vs 14,4%).

Tabella 70. Andamento nel tempo 2015-2022 della ripartizione modale in favore del trasporto pubblico in Sardegna

| Anno                    | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ripartizione modale [%] | 14,4% | 14,3% | 18,2% | 16,7% | 15,6% | 13,5% | 12,6% | 11,6% |

La Tabella 71 rappresenta la serie storica della percentuale di lavoratori, scolari e studenti di 3 anni e più che utilizzano il treno abitualmente per recarsi a lavoro, asilo o scuola sul totale in Sardegna. La percentuale di utilizzo del treno è in controtendenza rispetto al trasporto pubblico su gomma se si considera il periodo 2015-2022, con un incremento del 27,19% (14,5% vs 11,4%).

Tabella 71. Andamento nel tempo 2015-2022 della ripartizione modale in favore del treno in Sardegna

| Anno                    | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ripartizione modale [%] | 11,4 | 11,4 | 15,7 | 14,7 | 14,1 | 13,3 | 10,3 | 14,5 |

<sup>10</sup> Fonte: <https://www.sardegnaistatistiche.it/argomenti/trasporti>

## Trasporto aereo

Il presente paragrafo riguarda l'analisi dei consumi del trasporto aereo. Inizialmente si analizzano i consumi unitari per poi rapportarli al dato sardo.

### Consumo orario per un A320 e B738/800

Per determinare il consumo orario di carburante per un Airbus A320 e un Boeing 737-800 (B738), ovvero gli aerei maggiormente utilizzati dalle tratte aeree che interessano la Sardegna, è possibile fare delle stime basate sui valori medi di consumo. È importante notare che i consumi variano in base a numerosi fattori, tra cui le condizioni atmosferiche, il peso al decollo, la quota di crociera, la velocità di volo, e altri parametri operativi specifici.

#### *Airbus A320*

L'Airbus A320 ha un consumo di carburante che generalmente si aggira intorno ai 2.500-3.000 litri all'ora in condizioni normali di volo (crociera a circa 35.000 piedi). Questo valore può variare in base alle condizioni operative, ma è una stima ragionevole per una tratta di un'ora (durata media di un volo da e per la Sardegna).

Per una tratta di circa un'ora, i consumi medi di carburante Airbus A320: 2.500-3.000 litri

#### *Boeing 737-800 (B738)*

Il Boeing 737-800 consuma generalmente tra 2.400 e 2.800 litri all'ora, anche qui dipendendo dalle stesse variabili: peso, condizioni atmosferiche, altitudine, ecc. Come per l'A320, il consumo per una tratta di un'ora può rientrare in questo intervallo.

Per una tratta di circa un'ora, i consumi medi di carburante Boeing 737-800: 2.400-2.800 litri.

### *Consumo nelle diverse fasi di volo per un A320 e B738/800 per una tratta di un'ora*

Il consumo di carburante di un aereo varia significativamente nelle diverse fasi del volo, e non è distribuito uniformemente durante tutta la durata della tratta. In un volo di circa un'ora, l'energia richiesta per il decollo, il volo di crociera, e l'atterraggio è diversa.

#### *Fase di decollo*

Durante il decollo, i motori funzionano a piena potenza per generare la spinta necessaria a sollevare l'aereo. Questo richiede una quantità significativa di carburante.

- Consumo medio A320: circa 500-600 litri (di solito, questa fase dura circa 5 minuti).
- Consumo medio B738: circa 450-550 litri.

#### *Fase di salita*

Durante la salita, l'aereo continua a utilizzare una buona quantità di carburante per raggiungere la quota di crociera, ma il consumo si riduce leggermente rispetto al decollo. La durata di questa fase è ovviamente più lunga rispetto alla precedente.

- Consumo medio A320: circa 700-800 litri.
- Consumo medio B738: circa 650-750 litri.

### Fase di crociera

Una volta raggiunta la quota di crociera (di solito tra i 30.000 e i 40.000 piedi), l'aereo vola a una velocità costante, e questa è la fase di volo più lunga ma più efficiente in termini di consumo di carburante. Il motore opera in modo più economico, poiché la resistenza dell'aria è ridotta.

- Consumo medio A320: circa 700-800 litri.
- Consumo medio B738: circa 650-800 litri.

### Fase di discesa

Durante la discesa, il motore viene spesso ridotto in potenza, e il consumo di carburante diminuisce significativamente. L'aereo sfrutta la gravità per ridurre la velocità e l'altitudine, riducendo la necessità di spinta.

- Consumo medio A320: circa 100-200 litri.
- Consumo medio B738: circa 100-200 litri.

### Fase di atterraggio

Simile alla fase di decollo, anche durante l'atterraggio i motori funzionano a una potenza relativamente alta, ma generalmente per un periodo più breve. Questo porta a un consumo di carburante maggiore, ma inferiore rispetto a quello del decollo.

- Consumo medio A320: circa 100-200 litri.
- Consumo medio B738: circa 100-200 litri.

Riepilogo totale per un volo di un'ora:

| Fase           | Airbus A320 (litri) | Boeing 737-800 (litri) |
|----------------|---------------------|------------------------|
| Decollo        | 500-600             | 450-550                |
| Salita         | 700-800             | 650-750                |
| Crociera       | 700-800             | 650-800                |
| Discesa        | 100-200             | 100-200                |
| Atterraggio    | 100-200             | 100-200                |
| Totale (circa) | 2.100-2.800         | 2.000-2.800            |

### Conclusioni

- La fase di crociera è la più economica in termini di consumo, mentre le fasi di decollo e salita consumano molto di più.
- Il Boeing 737-800 tende ad avere un consumo leggermente inferiore rispetto all'Airbus A320, ma le differenze non sono enormi.

I consumi reali possono variare anche in base alla specifica configurazione dell'aereo, alle condizioni meteo (vento in quota, temperature) e al peso del velivolo

### Consumo orario per passeggero

Il consumo orario per passeggero di un A320/ Boeing 737-800 dipende da diversi fattori, come la configurazione della cabina, la distanza percorsa, le condizioni meteorologiche e il peso totale dell'aereo. Tuttavia, possiamo fare una stima basata sui dati generali.

#### *Consumo di carburante per un A320/ B738-800*

In media, un A320/ Boeing 737-800 consuma circa 2,5-2,8 tonnellate di carburante per ogni ora di volo. Questo valore può variare a seconda delle condizioni specifiche del volo, come il carico, la rotta e l'altitudine.

- **Numero di passeggeri:** Un A320/ Boeing 737-800 può ospitare circa 150-180 passeggeri a seconda della configurazione della cabina.

### Stima del consumo per passeggero

Per fare una stima approssimativa del consumo di carburante orario per passeggero, possiamo fare un semplice calcolo:

fermo restando che il consumo di carburante è 2,5 tonnellate/ora:

- se l'aereo ha una capacità di 150 passeggeri, il consumo orario per passeggero è:

$$\frac{2.5 \text{ tonnellate}}{150 \text{ passeggeri}} = 0.0167 \text{ tonnellate/passeggero/ora}$$

In altre parole, il consumo orario per passeggero sarebbe circa 16,7 kg/passeggero/ora.

- se l'aereo ha una capacità di 180 passeggeri il consumo orario per passeggero è:

$$\frac{2.5 \text{ tonnellate}}{180 \text{ passeggeri}} = 0.0139 \text{ tonnellate/passeggero/ora}$$

In questo caso, il consumo orario per passeggero sarebbe circa 13,9 kg/passeggero/ora.

### Conclusione

Il consumo di carburante per passeggero su un A320 e Boeing 737-800 varia tra 13,9 e 16,7 kg/passeggero/ora a seconda del numero di passeggeri e delle condizioni del volo. Ovviamente, questi valori sono delle stime approssimative, ma dovrebbero dare un'idea generale del consumo.

Per quanto riguarda la Sardegna gli A320 e i B737/800 sono i modelli di maggior uso circa il 90% del totale tra decolli e atterraggi nei tre aeroporti dell'isola; inoltre, il numero di movimenti

nei tre aeroporti sardi nel 2024 è stato di poco superiore ai 74.000, decisamente un valore non elevato se paragonato a altri scali italiani:

- Catania 63.000
- Palermo 51.000
- Bergamo 80.000
- Bologna 65.000
- Venezia 67.000
- Napoli 70.000

Si trascurano per ovvie ragioni gli scali di Fiumicino, Linate e Malpensa.

Per i particolari dei singoli aeroporti Cagliari, Alghero e Olbia si allegano le tabelle con i dati dei passeggeri e dei movimenti dal 2016 al 2024. (esclusi anni 2020 e 2021 anomali per la pandemia)

#### **Passeggeri totali Cagliari – periodo 2016-2024**

|             | 2024      | 2023      | 2019      | 2018      | 2017      | 2016      |
|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| pax totali  | 5.153.435 | 4.847.953 | 4.392.144 | 4.365.294 | 4.152.032 | 3.689.746 |
| pax nazion. | 3.792.534 | 3.604.463 | 3.337.815 | 3.257.527 | 3.266.674 | 3.048.600 |
| pax intern. | 1.360.901 | 1.241.537 | 1.048.392 | 1.097.824 | 882.911   | 638.146   |
| mov. totali | 35.353    | 33.584    | 33.288    | 31.371    | 31.351    | 28.509    |

#### **Passeggeri totali Olbia – periodo 2016-2024**

|             | 2024      | 2023      | 2019      | 2018      | 2017      | 2016      |
|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| pax totali  | 3.853.103 | 3.253.880 | 2.953.708 | 2.974.284 | 2.788.235 | 2.523.470 |
| pax nazion. | 2.167.647 | 1.829.019 | 1.396.826 | 1.459.574 | 1.439.692 | 1.346.478 |
| pax intern. | 1.684.534 | 1.424.231 | 1.554.911 | 1.509.879 | 1.345.508 | 1.172.460 |
| mov. totali | 27.504    | 23.848    | 22.520    | 23.015    | 22.923    | 21.458    |

#### **Passeggeri totali Alghero – periodo 2016-2024**

|             | 2024      | 2023      | 2019      | 2018      | 2017      | 2016      |
|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| pax totali  | 1.610.746 | 1.493.571 | 1.389.508 | 1.364.260 | 1.320.556 | 1.345.652 |
| pax nazion. | 1.152.445 | 1.121.918 | 983.953   | 954.407   | 993.318   | 998.450   |

|             |         |         |         |         |         |         |
|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| pax intern. | 456.920 | 370.648 | 401.196 | 399.964 | 324.892 | 344.551 |
| mov. totali | 11.278  | 10.778  | 10.073  | 23.015  | 9.274   | 9.814   |

Bisogna considerare che i voli da e per la Sardegna hanno una durata media ponderale tra i 60 e i 90 minuti, per cui la fase di crociera con minor consumo si riduce considerevolmente.

### **Passeggeri totali Sardegna – periodo 2016-2024**

|             | 2024       | 2023      | 2019      | 2018      | 2017      | 2016      |
|-------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| pax totali  | 10.617.284 | 9.595.404 | 9.086.794 | 8.703.838 | 8.260.823 | 7.558.868 |
| pax nazion. | 7.112.626  | 6.555.400 | 5.742.402 | 5.671.508 | 5.699.684 | 5.393.528 |
| pax intern. | 3.502.455  | 3.036.416 | 3.333.561 | 3.007.667 | 2.553.311 | 2.155.157 |
| mov. totali | 74.135     | 68.210    | 67.514    | 77.401    | 63.548    | 59.781    |

### *Stima del consumo annuo di carburante per aeromobili Airbus A320/B737-800 operanti sull'Aeroporto di Cagliari, Olbia e Alghero (anno 2024)*

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di fornire una stima del consumo annuo di carburante aeronautico (Jet A-1) associato alle operazioni di aeromobili Airbus A320/Boeing 737- 800 presso aeroporti di Cagliari, Olbia e Alghero con riferimento all'anno 2024, sulla base del numero di movimenti annui registrati e di un profilo di volo medio rappresentativo.

L'analisi è di tipo ingegneristico-statistico e fornisce un ordine di grandezza attendibile, utile per valutazioni di consumo energetico, impatto ambientale ed emissioni atmosferiche, in linea con le esigenze di reportistica tecnica per enti regolatori e gestori aeroportuali. I due aeromobili presi in esame hanno caratteristiche tecniche simili e negli ultimi 7/8 anni hanno avuto almeno 80% dei movimenti nei tre scali sardi.

### **Dati di input e ipotesi di base –CAGLIARI**

L'analisi è stata condotta sulla base dei seguenti dati e assunzioni:

- Aeromobile di riferimento: Airbus A320/B737-800
- Consumo medio specifico: 2.700 kg/h
- Durata media del volo (gate-to-gate): 72 minuti (1,2 ore)
- Numero totale di movimenti annui: 35.353
- Definizione di movimento: un decollo o un atterraggio

Il numero di voli annui è stato ricavato assumendo che ogni volo sia costituito da due movimenti (atterraggio + decollo), pertanto 35.353 movimenti corrispondono a 17.676 voli/anno. I valori di consumo adottati sono coerenti con la letteratura tecnica e con le pratiche comunemente utilizzate nelle analisi ambientali aeroportuali.

### **Dati di input e ipotesi di base –OLBIA**

L'analisi è stata condotta sulla base dei seguenti dati e assunzioni:

- Aeromobile di riferimento: Airbus A320/B737-800
- Consumo medio specifico: 2.700 kg/h
- Durata media del volo (gate-to-gate): 72 minuti (1,2 ore)
- Numero totale di movimenti annui: 27.504
- Definizione di movimento: un decollo o un atterraggio

In questo caso, se i movimenti sono stati 27.504, si sono registrati 13.572 voli/anno.

### **Dati di input e ipotesi di base –ALGHERO**

L'analisi è stata condotta sulla base dei seguenti dati e assunzioni:

- Aeromobile di riferimento: Airbus A320/B737-800
- Consumo medio specifico: 2.700 kg/h
- Durata media del volo (gate-to-gate): 72 minuti (1,2 ore)
- Numero totale di movimenti annui: 11.278
- Definizione di movimento: un decollo o un atterraggio

In questo caso, dati 11.278 movimenti, si sono registrati 5.639 voli/anno

### *Consumo medio di carburante per singolo volo*

Il consumo medio di carburante per singolo volo è stato determinato moltiplicando il consumo orario medio per la durata del volo:

$$\text{Consumo per volo} = 2.700 \text{ kg/h} \times 1,2 \text{ ore} = 3.000 \text{ kg}$$

Ne consegue che il consumo medio stimato per ciascun volo operato da Airbus A320/B737 è pari a circa 3.000 kg di carburante, per un tempo medio ponderato di 72 minuti pari a 1,2 ore.

### *Stima del consumo annuo complessivo*

Il consumo annuo totale di carburante è stato calcolato come segue:

$$17.676 \text{ voli/anno} \times 3.000 \text{ kg} = 53.028.000 \text{ kg/anno pari a } 53.028 \text{ t per aeroporto di Cagliari;}$$

$$13.572 \text{ voli/anno} \times 3000 \text{ kg} = 40.716.000 \text{ kg/anno pari a } 40.716 \text{ t per aeroporto di Olbia;}$$

$$5.639 \text{ voli/anno} \times 3000 \text{ kg} = 16.917.000 \text{ kg/anno pari a } 16.917 \text{ t per aeroporto di Alghero.}$$

Sulla base delle ipotesi adottate, il consumo annuo complessivo di carburante associato alle operazioni di aeromobili tipo Airbus A320/B737-800 presso i tre scali dell'isola nel 2024 risulta pari a  $\approx 110.661$  ton di carburante avio all'anno.

Tenendo conto che 1 tonnellata di carburante aviazione  $\approx 1,06$  tep, si può affermare che il valore complessivo dei consumi che potenzialmente possono essere assegnati al sistema sardo dei tre aeroporti è pari a 117,30 ktep.

Il valore stimato rappresenta una media aggregata che presumibilmente si avvicina ai valori reale e può variare in funzione di:

- effettiva distribuzione delle lunghezze di rotta;
- condizioni meteorologiche e operative;
- tempi di rullaggio e possibili attese in holding;
- composizione reale della flotta;
- decisione del vettore di rifornirsi in altro scalo più conveniente (accordi con le società petrolifere);

L'eventuale ampio impiego di aeromobili A320neo e di B737-8max potrebbe comportare una riduzione del consumo di carburante dell'ordine del 15–20% rispetto al valore stimato.

## Trasporto Marittimo – I porti

La tabella seguente riporta per tutti i singoli porti appartenenti alle cinque Capitanerie di Porto sarde (Cagliari, Olbia, La Maddalena, Porto Torres, Oristano) le distanze medie rispetto alla stazione ferroviaria più vicina e all'aeroporto più vicino. I dati sono estratti dal CNIT-MIT 2022-2023.

Tabella 72: Distanze medie dei porti sardi da stazioni ferroviarie e aeroporti. Fonte: CNIT – MIT 2022-2023, dati al 30/09/2023.

| Capitaneria di Porto | Numero porti | Porto                             | Distanze medie [km]                   |                           |
|----------------------|--------------|-----------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
|                      |              |                                   | Dalla stazione ferroviaria più vicina | Dall'aeroporto più vicino |
| Cagliari             | 7            | Cagliari                          | 0,5                                   | 8,0                       |
|                      |              | Arbatax                           | 120,0                                 | 140,0                     |
|                      |              | Calasetta                         | 28,0                                  | 112,0                     |
|                      |              | Carloforte                        | 26,8                                  | 85,0                      |
|                      |              | Sant'Antioco                      | 20,0                                  | 80,0                      |
|                      |              | Sarroch                           | 26,5                                  | 32,0                      |
|                      |              | Portovesme (Portoscuso)           | 17                                    | 70,0                      |
| Olbia                | 13           | Olbia                             | 3,0                                   | 6,0                       |
|                      |              | Golfo Aranci                      | 1,0                                   | 24,0                      |
|                      |              | Marina di Baia Caddinas           | 4,0                                   | 21,0                      |
|                      |              | Cala Gonone                       | 41,0                                  | 107,0                     |
|                      |              | Costa Corallina – Porto Spurlatta | 27,0                                  | 24,0                      |
|                      |              | Marina di Ottiolu                 | 39,0                                  | 35,0                      |
|                      |              | Marina di Portisco                | 16,0                                  | 20,0                      |
|                      |              | Marina di Puntaldia               | 34,0                                  | 30,0                      |
|                      |              | Porto Cervo                       | 29,0                                  | 32,0                      |
|                      |              | Marina di Porto Oro               | 12,0                                  | 24,0                      |
|                      |              | Marina di Porto Rotondo           | 7,0                                   | 19,0                      |
|                      |              | Porto San Paolo                   | 31,0                                  | 28,0                      |
|                      |              | Marina di Punta Marana            | 10,0                                  | 22,0                      |
| La Maddalena         | 3            | La Maddalena                      | 45,0                                  | 48,0                      |
|                      |              | Palau                             | 0,1                                   | 42,2                      |
|                      |              | Santa Teresa di Gallura           | 60,0                                  | 65,0                      |
| Porto Torres         | 5            | Porto Torres                      | 2,0                                   | 33,0                      |
|                      |              | Alghero                           | 2,0                                   | 10,0                      |
|                      |              | Castelsardo - Frigiano            | 36,0                                  | 64,0                      |
|                      |              | Porto Conte - Fertilia            | 5,0                                   | 7,0                       |
|                      |              | Stintino                          | 31,0                                  | 55,0                      |
| Oristano             | 1            | Oristano                          | 7,0                                   | 90,0                      |

Le due tabelle di seguito sintetizzano le caratteristiche dei porti in Sardegna per Capitaneria di Porto al 2023:

Tabella 73 Parte 1. Opere ed infrastrutture portuali per Capitaneria di Porto. Fonte: CNIT – MIT 2022-2023, dati al 30/09/2023.

| Capitaneria di Porto | Numero di porti | Distanze medie dei porti (km)         |                            |                                     | Aree di transito passeggeri |                                         | Aree di accordo mezzi di trasporto |                                         | Aree di stoccaggio |                                         | Capacità complessiva serbatoi per prodotti petroliferi e altri prodotti liquidi (metri cubi) | Capacità complessiva silos (metri cubi) | Capacità complessiva magazzini a temperatura controllata (metri cubi) | Capacità complessiva altri magazzini (metri cubi) |
|----------------------|-----------------|---------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|                      |                 | Dalla stazione ferroviaria più vicina | dall' aeroporto più vicino | dal casello autostradale più vicino | Numero totale               | Superficie complessiva (metri quadrati) | Numero totale                      | Superficie complessiva (metri quadrati) | Numero totale      | Superficie complessiva (metri quadrati) |                                                                                              |                                         |                                                                       |                                                   |
| Cagliari             | 7               | 34,1                                  | 75,3                       | nd                                  | 511                         | 27.117                                  | 12                                 | 3.280                                   | 11                 | 639.162                                 | 17.592                                                                                       | 30.685                                  | -                                                                     | 426.000                                           |
| Olbia                | 13              | 20,3                                  | 30,2                       | nd                                  | 31                          | 110.598                                 | 5                                  | 1.713                                   | -                  | -                                       | 51                                                                                           | -                                       | -                                                                     | -                                                 |
| La Maddalena         | 3               | 35,0                                  | 51,7                       | nd                                  | 17                          | 6.149                                   | 11                                 | 370                                     | 3                  | 9.625                                   | -                                                                                            | -                                       | -                                                                     | -                                                 |
| Porto Torres         | 5               | 15,2                                  | 33,8                       | nd                                  | 12                          | 53.734                                  | 4                                  | 50                                      | 11                 | 120.190                                 | -                                                                                            | -                                       | -                                                                     | -                                                 |
| Oristano             | 1               | 7,0                                   | 90,0                       | nd                                  | -                           | -                                       | -                                  | -                                       | 1                  | 154.000                                 | 104.671                                                                                      | 39.111                                  | -                                                                     | 84.240                                            |
| Sardegna             | 29              | 23,8                                  | 46,0                       | nd                                  | 571                         | 197.598                                 | 32                                 | 5.413                                   | 26                 | 922.977                                 | 122.314                                                                                      | 69.796                                  | -                                                                     | 510.240                                           |

segue:

Tabella 74 Parte 2. Opere ed infrastrutture portuali per Capitaneria di Porto. Fonte: CNIT – MIT 2022-2023, dati al 30/09/2023.

| Capitaneria di Porto | Impianti di gestione e smaltimento rifiuti scarichi e rifiuti di carico navi |                                         | Numero di attrezzature per carico e scarico: |                           | Accosti |                               |                                                   | Numero di accosti che effettuano servizio di: |                      |                     |                           |                |           |       |             |         |         |                   |                         | Numero di accosti dotati di binari: |                                     |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------|---------|-------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------------|----------------|-----------|-------|-------------|---------|---------|-------------------|-------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
|                      | Numero totale                                                                | Superficie complessiva (metri quadrati) | containers                                   | merce non containerizzata | numero  | Lunghezza complessiva (metri) | Superficie totale delle banchine (metri quadrati) | Passeggeri                                    | Prodotti petroliferi | Altre merci liquide | Merci secche alla rinfusa | Merci in colli | Container | RO/RO | Altre merci | Pescato | Diporto | Mezzi di servizio | Ormeeggio navi militari | collegati alla rete ferroviaria     | non collegati alla rete ferroviaria |
| Cagliari             | 4                                                                            | 200                                     | 61                                           | 67                        | 90      | 20.839                        | 992.057                                           | 20                                            | 17                   | 5                   | 11                        | 9              | 2         | 14    | 9           | 19      | 25      | 12                | 10                      | -                                   | 76                                  |
| Olbia                | -                                                                            | -                                       | -                                            | 38                        | 69      | 11.818                        | 173.832                                           | 22                                            | -                    | -                   | 1                         | 1              | -         | 16    | 3           | 1       | 47      | 3                 | 1                       | 1                                   | 18                                  |
| La Maddalena         | nd                                                                           | nd                                      | -                                            | -                         | 16      | 1.149                         | 17.176                                            | 13                                            | 3                    | 3                   | -                         | 3              | -         | 10    | 7           | 1       | 2       | 2                 | 4                       | -                                   | 15                                  |
| Porto Torres         | 1                                                                            | 20                                      | -                                            | 31                        | 47      | 15.715                        | 226.728                                           | 11                                            | 3                    | -                   | 4                         | 6              | 3         | 9     | 1           | 12      | 29      | 8                 | 8                       | -                                   | -                                   |
| Oristano             | -                                                                            | -                                       | 1                                            | 18                        | 11      | 2.554                         | 94.862                                            | 2                                             | 1                    | 2                   | 7                         | 3              | 3         | 2     | 3           | 4       | -       | 2                 | 1                       | -                                   | 11                                  |
| Sardegna             | 5                                                                            | 220                                     | 62                                           | 154                       | 233     | 52.075                        | 1.504.655                                         | 68                                            | 24                   | 10                  | 23                        | 22             | 8         | 51    | 23          | 37      | 103     | 27                | 24                      | 1                                   | 120                                 |

## Trasporto Marittimo – I servizi

### Premessa

Di seguito si descrivono i consumi di energia nel settore "Trasporti marittimi I Servizi" suddividendoli nelle seguenti categorie:

- Merci e passeggeri: relativi ai mezzi RO-RO (solo merci) e RO-PAX (merci e passeggeri);
- Nautica da diporto si riferisce alla navigazione effettuata in acque marittime e interne al solo scopo sportivo o ricreativo, senza fini commerciali;
- Pesca: sono stati elaborati i dati dell'Istituto Ricerche Economiche per la Pesca e l'Acquacoltura (IREPA) sulla base dei quali si è desunto il consumo associato alla Regione Sardegna e riconducibile al settore "pesca".

### Trasporto merci e passeggeri.

#### *Il traffico marittimo nei porti regionali*

Di seguito si riportano i dati ricavati dalle statistiche dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna, considerando il periodo 2021-2024, disaggregati per tipologia di traffico.

Tabella 75 Dati Merci-Passeggeri Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna. Anni 2021-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia                           | Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna (i dati sono espresse in milioni di tonnellate/unità) |           |        |               |           |        |               |           |        |               |           |        |               |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|--------|---------------|-----------|--------|---------------|-----------|--------|---------------|-----------|--------|---------------|
|                                     | 2021                                                                                                    |           |        | 2022          |           |        | 2023          |           |        | 2024          |           |        | Δ%<br>(21-24) |
|                                     | in<br>entrata                                                                                           | in uscita | totale | in<br>entrata | in uscita | totale | in<br>entrata | in uscita | totale | in<br>entrata | in uscita | totale |               |
| A1 TOTALE<br>TONNELLATE             | 25.101                                                                                                  | 18.964    | 44.065 | 25.157        | 18.715    | 43.872 | 23.000        | 17.951    | 40.951 | 23.729        | 17.921    | 41.650 | -5,48%        |
| A2 RINFUSE LIQUIDE                  | 14.694                                                                                                  | 11.031    | 25.725 | 14.734        | 11.303    | 26.037 | 13.562        | 10.676    | 24.238 | 13.751        | 10.680    | 24.431 | -5,03%        |
| A21 Petrolio greggio                | 13.873                                                                                                  |           | 13.873 | 13.464        |           | 13.464 | 12.564        |           | 12.564 | 12.299        |           | 12.299 | -11,34%       |
| A22 Prodotti raffinati              | 614                                                                                                     | 10.522    | 11.136 | 946           | 10.960    | 11.905 | 764           | 10.345    | 11.109 | 1.342         | 10.296    | 11.639 | 4,51%         |
| A23 Prodotti petroliferi<br>gassosi | 55                                                                                                      | 120       | 175    | 74            | 164       | 238    | 61            | 141       | 202    | 56            | 155       | 211    | 20,63%        |
| A24 Prodotti chimici                | 6                                                                                                       | 338       | 344    | 4             | 146       | 150    | 6             | 183       | 189    | 4             | 225       | 229    | -33,54%       |
| A25 Altre rinfuse liquide           | 147                                                                                                     | 50        | 197    | 246           | 33        | 279    | 166           | 7         | 173    | 50            | 4         | 54     | -72,59%       |
| A3 RINFUSE SOLIDE                   | 3.070                                                                                                   | 1.356     | 4.426  | 3.684         | 1.909     | 5.593  | 2.631         | 1.476     | 4.107  | 2.574         | 1.161     | 3.735  | -15,60%       |
| A31 Cereali                         | 554                                                                                                     |           | 554    | 481           |           | 481    | 357           | 30        | 387    | 383           |           | 383    | -30,84%       |
| A32 Derrate alimentari              | 164                                                                                                     |           | 164    | 196           |           | 196    | 108           |           | 108    | 156           |           | 156    | -4,93%        |
| A33 Carboni fossili                 | 1.586                                                                                                   |           | 1.586  | 2.389         |           | 2.389  | 1.602         |           | 1.602  | 1.461         |           | 1.461  | -7,84%        |
| A34 Minerali/cementi/calci          | 288                                                                                                     | 1.104     | 1.392  | 345           | 1.695     | 2.039  | 192           | 1.253     | 1.445  | 283           | 1.060     | 1.342  | -3,54%        |
| A35 Prodotti metallurgici           | 32                                                                                                      | 51        | 83     | 29            | 14        | 43     | 29            | 92        | 122    | 37            | 25        | 61     | -25,85%       |
| A36 Prodotti chimici                | 232                                                                                                     | 140       | 372    | 88            | 118       | 206    | 143           | 58        | 202    | 23            | 6         | 29     | -92,09%       |
| A37 Altre rinfuse solide            | 216                                                                                                     | 61        | 277    | 157           | 82        | 238    | 200           | 42        | 241    | 231           | 71        | 302    | 9,22%         |
| A4 MERCI VARIE IN<br>COLLI          | 7.337                                                                                                   | 6.577     | 13.914 | 6.739         | 5.502     | 12.241 | 6.807         | 5.799     | 12.606 | 7.404         | 6.079     | 13.483 | -3,10%        |
| A41 In contenitori                  | 175                                                                                                     | 133       | 309    | 170           | 135       | 305    | 182           | 153       | 336    | 469           | 356       | 825    | 167,36%       |



|                                    |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |        |         |
|------------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|---------|
| A42 Ro-Ro (contenitori esclusi)    | 7.161 | 6.444 | 13.605 | 6.569 | 5.367 | 11.936 | 6.624 | 5.646 | 12.270 | 6.935 | 5.723 | 12.658 | -6,96%  |
| A43 Altre merci varie              |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |        |         |
| B2 Passeggeri locali + traghetti   | 2.407 | 2.361 | 4.768  | 2.915 | 2.890 | 5.805  | 3.121 | 3.088 | 6.209  | 3.278 | 3.255 | 6.533  | 37,03%  |
| B21 Passeggeri locali (<20 miglia) | 345   | 340   | 685    | 418   | 407   | 826    | 445   | 438   | 883    | 488   | 482   | 970    | 41,73%  |
| B22 Passeggeri traghetti           | 2.062 | 2.021 | 4.083  | 2.497 | 2.482 | 4.979  | 2.676 | 2.650 | 5.326  | 2.790 | 2.773 | 5.563  | 36,24%  |
| B3 Passeggeri crociere             |       | 63    | 63     |       | 221   | 221    |       | 434   | 434    |       | 684   | 684    | 982,87% |
| B31 Home Port                      |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |        |         |
| B32 Transiti                       |       | 63    | 63     |       | 221   | 221    |       | 434   | 434    |       | 684   | 684    | 983,90% |
| B4 Container in TEU                | 57    | 53    | 110    | 76    | 65    | 140    | 73    | 66    | 139    | 99    | 98    | 197    | 79,24%  |
| B41 Hinterland                     | 42    | 36    | 77     | 47    | 39    | 86     | 45    | 40    | 84     | 51    | 49    | 99     | 28,77%  |
| B411 Vuoti                         |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |        |         |
| B412 Pieni                         |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |        |         |
| B42 Transshipped                   | 15    | 17    | 32     | 29    | 26    | 55     | 29    | 26    | 55     | 48    | 49    | 97     | 199,23% |
| B421 Vuoti                         |       |       |        |       |       |        | 22    | 20    | 42     | 12    | 28    | 40     |         |
| B422 Pieni                         |       |       |        |       |       |        | 7     | 6     | 13     | 36    | 21    | 57     |         |
| B51 Unità Ro-Ro                    | 292   | 283   | 575    | 291   | 281   | 572    | 292   | 284   | 573    | 303   | 290   | 593    | 3,10%   |
| B52 Veicoli privati                | 923   | 908   | 1.831  | 1.089 | 1.074 | 2.164  | 1.149 | 1.127 | 2.266  | 1.212 | 1.198 | 2.410  | 31,68%  |
| B53 Veicoli commerciali            | 58    | 20    | 79     | 51    | 17    | 68     | 58    | 21    | 78     | 73    | 27    | 100    | 27,82%  |

Le rinfuse liquide e le merci varie registrano nei quattro anni un leggero decremento mentre le rinfuse solide sono caratterizzate da una riduzione più marcata (-15,6%). Il numero di TEU (Twenty-foot Equivalent Unit) e di contenitori registrano un forte aumento, soprattutto nel 2024 grazie ad un nuovo servizio regolare di trasporto container. Di seguito si riportano i dati disaggregati per ciascun porto appartenente all'Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna (Arbatax, Cagliari, Golfo Aranci, Olbia, Oristano, Porto Torres, Portovesme, Santa Teresa Gallura).

Tabella 76 Dati Merci-Passeggeri Porto di Cagliari-Sarroch. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia       |                   |        | Cagliari-Sarroch |            |            |            |            |            | Δ%<br>(19-24) |
|-----------------|-------------------|--------|------------------|------------|------------|------------|------------|------------|---------------|
|                 |                   |        | 2019             | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       | 2024       |               |
| A               | Rinfuse Liquide   | tonn.  | 26.915.689       | 21.701.411 | 24.853.365 | 25.428.603 | 23.664.545 | 23.849.612 | -11,39%       |
| B               | Rinfuse Solide    | tonn.  | 684.033          | 945.676    | 774.480    | 744.588    | 757.428    | 618.068    | -9,64%        |
| Merci varie (C) | In contenitore    | tonn.  | 669.861          | 224.538    | 308.649    | 229.329    | 216.667    | 740.702    | 10,58%        |
|                 | RoRo              | tonn.  | 3.745.599        | 4.513.832  | 5.285.864  | 4.363.880  | 4.440.494  | 4.896.893  | 30,74%        |
|                 | Altre merci varie | tonn.  | 2.686.610        |            |            |            |            |            |               |
|                 | Totale            | tonn.  | 7.102.070        | 4.738.370  | 5.594.513  | 4.593.209  | 4.657.161  | 5.637.595  | -20,62%       |
| A+B+C           | TOTALE            | tonn.  | 34.701.792       | 27.385.457 | 31.222.358 | 30.766.400 | 29.079.134 | 30.105.275 | -13,25%       |
| TEU             | "hinterland"      | numero | 116.051          | 57.844     | 77.191     | 85.566     | 84.252     | 99.402     | -14,35%       |
|                 | "trasbordi"       | numero | 35.354           | 10.562     | 32.462     | 54.650     | 38.485     | 97.137     | 174,76%       |
|                 | TOTALE            | numero | 151.405          | 68.406     | 109.653    | 140.216    | 122.737    | 196.539    | 29,81%        |

|            |           |        |         |         |         |         |         |         |         |
|------------|-----------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Unità RoRo |           | numero | 182.616 | 168.167 | 182.546 | 172.506 | 172.448 | 186.609 | 2,19%   |
| Passeggeri | Locali    | numero |         |         |         |         |         |         |         |
|            | Traghetti | numero | 320.090 | 133.736 | 165.821 | 193.444 | 256.433 | 263.244 | -17,76% |
|            | Crociere  | numero | 273.181 | 6.908   | 57.199  | 151.977 | 343.848 | 541.212 | 98,11%  |
|            | TOTALE    | numero | 593.271 | 140.644 | 223.020 | 345.421 | 600.281 | 804.456 | 35,60%  |

Tabella 77 Dati Merci-Passeggeri Porto di Olbia. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Olbia     |           |           |           |           |           | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|
|                    |                   |        | 2019      | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | 2024      |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  |           |           |           |           |           |           |               |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  | 128.535   | 78.260    | 119.867   | 125.172   | 111.641   | 80.269    | -37,55%       |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |           |           |           | 75.635    | 117.309   | 83.237    |               |
|                    | RoRo              | tonn.  | 5.446.089 | 5.436.016 | 6.699.144 | 5.888.917 | 6.201.336 | 6.235.592 | 14,50%        |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | Totale            | tonn.  | 5.446.089 | 5.436.016 | 6.699.144 | 5.964.552 | 6.318.645 | 6.318.829 | 16,03%        |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  | 5.574.624 | 5.514.276 | 6.819.011 | 6.089.724 | 6.430.286 | 6.399.098 | 14,79%        |
| TEU                | "hinterland"      | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | TOTALE            | numero |           |           |           |           |           |           |               |
| Unità RoRo         |                   | numero | 257.366   | 251.781   | 286.077   | 282.261   | 286.245   | 300.745   | 16,85%        |
| Passeggeri         | Locali            | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | Traghetti         | numero | 2.994.913 | 1.855.830 | 2.544.762 | 3.048.382 | 3.531.371 | 3.692.857 | 23,30%        |
|                    | Crociere          | numero | 126.381   | 0         | 5.740     | 62.987    | 79.156    | 94.782    | -25,00%       |
|                    | TOTALE            | numero | 3.121.294 | 1.855.830 | 2.550.502 | 3.111.369 | 3.610.527 | 3.787.639 | 21,35%        |

Tabella 78 Dati Merci-Passeggeri Porto di Porto Torres. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Porto Torres |           |           |           |           |           | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|
|                    |                   |        | 2019         | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | 2024      |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  | 498.031      | 357.532   | 376.542   | 369.683   | 366.602   | 385.266   | -22,64%       |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  | 1.624.699    | 1.226.428 | 1.035.858 | 2.479.291 | 1.353.249 | 1.382.539 | -14,90%       |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |              |           |           |           | 1.626     | 1.256     |               |
|                    | RoRo              | tonn.  | 1.569.280    | 1.283.019 | 1.395.494 | 1.408.140 | 1.350.393 | 1.314.328 | -16,25%       |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |              |           |           |           |           |           |               |
|                    | Totale            | tonn.  | 1.569.280    | 1.283.019 | 1.395.494 | 1.408.140 | 1.352.019 | 1.315.584 | -16,17%       |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  | 3.692.010    | 2.866.979 | 2.807.894 | 4.257.114 | 3.071.870 | 3.083.389 | -16,48%       |
| TEU                | "hinterland"      | numero |              |           |           |           |           |           |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |              |           |           |           |           |           |               |
|                    | TOTALE            | numero |              |           |           |           |           |           |               |
| Unità RoRo         |                   | numero | 56.937       | 54.587    | 56.387    | 64.151    | 59.911    | 59.129    | 3,85%         |
| Passeggeri         | Locali            | numero |              |           |           |           |           |           |               |
|                    | Traghetti         | numero | 1.060.577    | 535.637   | 838.168   | 1.134.536 | 1.027.879 | 1.029.312 | -2,95%        |
|                    | Crociere          | numero | 55.665       | 0         | 172       | 4.161     | 1.444     | 5.726     | -89,71%       |
|                    | TOTALE            | numero | 1.116.242    | 535.637   | 838.340   | 1.138.697 | 1.029.323 | 1.035.038 | -7,27%        |

Tabella 79 Dati Merci-Passeggeri Porto di Golfo Aranci. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Golfo Aranci |         |         |         |         |         | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------------|
|                    |                   |        | 2019         | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  |              |         |         |         |         |         |               |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  |              |         |         |         |         |         |               |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |              |         |         |         |         |         |               |
|                    | RoRo              | tonn.  | 161.098      | 115.712 | 108.574 | 121.428 | 141.054 | 91.611  | -43,13%       |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |              |         |         |         |         |         |               |
|                    | Totale            | tonn.  | 161.098      | 115.712 | 108.574 | 121.428 | 141.054 | 91.611  | -43,13%       |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  | 161.098      | 115.712 | 108.574 | 121.428 | 141.054 | 91.611  | -43,13%       |
| TEU                | "hinterland"      | numero |              |         |         |         |         |         |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |              |         |         |         |         |         |               |
|                    | TOTALE            | numero |              |         |         |         |         |         |               |
| Unità RoRo         |                   | numero | 12.567       | 8.345   | 6.964   | 8.013   | 9.135   | 6.757   | -46,23%       |
| Passeggeri         | Locali            | numero |              |         |         |         |         |         |               |
|                    | Traghetti         | numero | 616.179      | 439.571 | 534.556 | 579.840 | 483.384 | 552.016 | -10,41%       |
|                    | Crociere          | numero | 1.824        | 0       |         | 1.231   | 2.373   | 37.184  | 1.938,60%     |
|                    | TOTALE            | numero | 618.003      | 439.571 | 534.556 | 581.071 | 485.757 | 589.200 | -4,66%        |

Tabella 80 Dati Merci-Passeggeri Porto di Arbatax. Anni 2022-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Arbatax |      |      |        |         |         | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|---------|------|------|--------|---------|---------|---------------|
|                    |                   |        | 2019    | 2020 | 2021 | 2022   | 2023    | 2024    |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  |         |      |      |        |         |         |               |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  |         |      |      | 4.267  | 95.028  | 82.024  | 1.822,29%     |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |         |      |      |        |         |         |               |
|                    | RoRo              | tonn.  |         |      |      | 31.604 | 23.572  | 27.570  | -12,76%       |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |         |      |      |        |         |         |               |
|                    | Totale            | tonn.  |         |      |      | 31.604 | 23.572  | 27.570  | -12,76%       |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  |         |      |      | 35.871 | 118.600 | 109.594 | 205,52%       |
| TEU                | "hinterland"      | numero |         |      |      |        |         |         |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |         |      |      |        |         |         |               |
|                    | TOTALE            | numero |         |      |      |        |         |         |               |
| Unità RoRo         |                   | numero |         |      |      | 1.855  | 1.974   | 2.195   | 18,33%        |
| Passeggeri         | Locali            | numero |         |      |      |        |         |         |               |
|                    | Traghetti         | numero |         |      |      | 22.838 | 26.810  | 25.621  | 12,19%        |
|                    | Crociere          | numero |         |      |      | 140    | 144     | 165     | 17,86%        |
|                    | TOTALE            | numero |         |      |      | 22.978 | 26.954  | 25.786  | 12,22%        |

Tabella 81 Dati Merci-Passeggeri Porto di Oristano. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Oristano  |           |           |           |           |           | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|
|                    |                   |        | 2019      | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | 2024      |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  | 370.080   | 353.317   | 318.454   | 229.269   | 206.430   | 196.365   | -46,94%       |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  | 1.093.724 | 1.003.131 | 1.379.387 | 1.239.371 | 1.083.303 | 975.665   | -10,79%       |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | RoRo              | tonn.  |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | Totale            | tonn.  |           |           |           |           |           |           |               |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  | 1.463.804 | 1.356.448 | 1.697.841 | 1.468.640 | 1.289.733 | 1.172.030 | -19,93%       |
| TEU                | "hinterland"      | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | TOTALE            | numero |           |           |           |           |           |           |               |
| Unità RoRo         |                   | numero |           |           |           |           |           |           |               |
| Passeggeri         | Locali            | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | Traghetti         | numero |           |           |           |           |           |           |               |
|                    | Crociere          | numero | 776       | 0         |           | 99        | 7.369     | 4.992     | 543,30%       |
|                    | TOTALE            | numero | 776       | 0         |           | 99        | 7.369     | 4.992     | 543,30%       |

Tabella 82. Dati Merci-Passeggeri Porto di Santa Teresa Gallura. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Santa Teresa Gallura |        |         |         |         |         | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|----------------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------------|
|                    |                   |        | 2019                 | 2020   | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  |                      |        |         |         |         |         |               |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  |                      |        |         |         |         |         |               |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |                      |        |         |         |         |         |               |
|                    | RoRo              | tonn.  |                      | 18.292 | 76.962  | 15.369  |         |         |               |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |                      |        |         |         |         |         |               |
|                    | Totale            | tonn.  |                      | 18.292 | 76.962  | 15.369  |         |         |               |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  |                      | 18.292 | 76.962  | 15.369  |         |         |               |
| TEU                | "hinterland"      | numero |                      |        |         |         |         |         |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |                      |        |         |         |         |         |               |
|                    | TOTALE            | numero |                      |        |         |         |         |         |               |
| Unità RoRo         |                   | numero | 18.286               | 6.916  | 9.320   | 9.907   | 11.270  | 8.664   | -52,62%       |
| Passeggeri         | Locali            | numero | 288.849              | 56.946 | 113.927 | 195.475 | 246.717 | 250.265 | -13,36%       |
|                    | Traghetti         | numero |                      |        |         |         |         |         |               |
|                    | Crociere          | numero |                      |        |         |         |         |         |               |
|                    | TOTALE            | numero | 288.849              | 56.946 | 113.927 | 195.475 | 246.717 | 250.265 | -13,36%       |

Tabella 83 Dati Merci-Passeggeri Porto di Portovesme. Anni 2019-2024. [Fonte: Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sardegna]

| Tipologia          |                   |        | Portovesme |           |           |           |         |         | Δ%<br>(19-24) |
|--------------------|-------------------|--------|------------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|---------------|
|                    |                   |        | 2019       | 2020      | 2021      | 2022      | 2023    | 2024    |               |
| A                  | Rinfuse Liquide   | tonn.  | 89.950     | 191.020   | 176.366   | 26.100    |         |         | -100,00%      |
| B                  | Rinfuse Solide    | tonn.  | 567.160    | 915.652   | 1.116.404 | 1.000.533 | 706.470 | 596.825 | 5,23%         |
| Merci varie<br>(C) | In contenitore    | tonn.  |            |           |           |           |         |         |               |
|                    | RoRo              | tonn.  |            |           |           | 106.947   | 113.508 | 91.879  |               |
|                    | Altre merci varie | tonn.  |            |           |           |           |         |         |               |
|                    | Totale            | tonn.  |            |           |           | 106.947   | 113.508 | 91.879  |               |
| A+B+C              | TOTALE            | tonn.  | 657.110    | 1.106.672 | 1.292.770 | 1.133.580 | 819.978 | 688.704 | 4,81%         |
| TEU                | "hinterland"      | numero |            |           |           |           |         |         |               |
|                    | "trasbordi"       | numero |            |           |           |           |         |         |               |
|                    | TOTALE            | numero |            |           |           |           |         |         |               |
| Unità RoRo         |                   | numero |            | 28.640    | 33.925    | 33.324    | 34.375  | 28.997  |               |
| Passeggeri         | Locali            | numero | 844.763    | 435.205   | 570.578   | 630.389   | 636.025 | 719.850 | -14,79%       |
|                    | Traghetti         | numero |            |           |           |           |         |         |               |
|                    | Crociere          | numero |            |           |           |           |         |         |               |
|                    | TOTALE            | numero | 844.763    | 435.205   | 570.578   | 630.389   | 636.025 | 719.850 | -14,79%       |

## Collegamenti nazionali

Qui di seguito vengono riportati i dati, tratti da " Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti" del Ministero Infrastrutture e Trasporti, del traffico navale di cabotaggio nazionale Sardegna-Continente per le società Tirrenia, Grimaldi e F.S. (Ferrovie dello Stato). I dati di F.S. si riferiscono alla tratta Civitavecchia-Golfo Aranci soppressa nel corso dell'anno 2009.

Tabella 84 Traffico marittimo delle Società sovvenzionate nei collegamenti paralleli Continente - Sardegna e viceversa - Anni 2000, 2005, 2010, 2015, 2020-2023. [Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti – CNIT 2022-2023]

| TRAFFICO      |          | 2000      | 2005      | 2010      | 2015      | 2020      | 2021      | 2022      | 2023      | Δ% (00-23) |
|---------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| N. corse      | totale   | 3.443,0   | 2.386,5   | 1.700,5   | 1.672,5   | 1.487,0   | 787,0     | 794,0     | 798,0     | -77%       |
|               | F.S.     | 966,0     | 351,5     | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 2.477,0   | 2.035,0   | 1.700,5   | 1.672,5   | 1.487,0   | 686,0     | 486,0     | 487,0     | -80%       |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 101,0     | 308,0     | 311,0     |            |
| Passengeri    | totale   | 2.732.496 | 2.037.438 | 1.296.962 | 1.552.621 | 894.260   | 328.237   | 511.648   | 609.204   | -78%       |
|               | F.S.     | 155.446   | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 2.577.050 | 2.037.438 | 1.296.962 | 1.552.621 | 894.260   | 272.063   | 335.896   | 381.915   | -85%       |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 56.174    | 175.752   | 227.289   |            |
| Autovetture   | totale   | 691.221   | 520.424   | 344.148   | 461.267   | 287.551   | 111.919   | 169.055   | 188.914   | -73%       |
|               | F.S.     | 38.311    | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 652.910   | 520.424   | 344.148   | 461.267   | 287.551   | 93.884    | 116.445   | 124.723   | -81%       |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 18.035    | 52.610    | 64.191    |            |
| Autocarri (*) | totale   | 197.495   | 234.955   | 197.278   | 272.402   | 155.072   | 85.333    | 113.898   | 118.438   | -40%       |
|               | F.S.     | 18.391    | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 179.104   | 234.955   | 197.278   | 272.402   | 155.072   | 74.741    | 68.552    | 68.574    | -62%       |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 10.592    | 45.346    | 49.864    |            |
| Roulottes     | totale   | 17.355    | 24.378    | 19.834    | 28.947    | 31.302    | 21.765    | 23.296    | 26.040    | 50%        |
|               | F.S.     | 812       | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 16.543    | 24.378    | 19.834    | 28.947    | 31.302    | 19.951    | 17.758    | 18.872    | 14%        |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 1.814     | 5.538     | 7.168     |            |
| Motocicli     | totale   | 40.885    | 28.887    | 11.825    | 18.155    | 16.863    | 5.790     | 10.095    | 11.941    | -71%       |
|               | F.S.     | 2.663     | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 38.222    | 28.887    | 11.825    | 18.155    | 16.863    | 4.686     | 6.882     | 7.758     | -80%       |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 1.104     | 3.213     | 4.183     |            |
| Metri lineari | totale   | 2.684.733 | 3.135.163 | 2.230.520 | 2.727.178 | 1.825.761 | 1.179.771 | 1.585.298 | 1.441.555 | -46%       |
|               | F.S.     | 655.065   | 402.322   | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Tirrenia | 2.029.668 | 2.732.841 | 2.230.520 | 2.727.178 | 1.825.761 | 993.407   | 817.503   | 793.477   | -61%       |
|               | Grimaldi | -         | -         | -         | -         | -         | 186.364   | 767.795   | 648.078   |            |
| Carri F.S.    | totale   | 37.993    | 21.361    | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Carichi  | 30.311    | 15.658    | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |
|               | Vuoti    | 7.682     | 5.703     | -         | -         | -         | -         | -         | -         |            |

Nota: i dati si riferiscono alla tratta Civitavecchia - Golfo Aranci e viceversa gestita dalle F.S. Tale tratta è stata soppressa nel corso dell'anno 2009. A partire dal 1° giugno 2021 il collegamento Napoli-Cagliari è gestito dalla Soc. Grimaldi Euromed S.p.A.. A partire dal 23 settembre 2021 la Soc. Grimaldi gestisce anche il collegamento Civitavecchia-Arbatax-Cagliari.

(\*) Sono compresi gli autotreni e/o autoarticolati considerati equivalenti a due autocarri. Sono compresi i pullman.

Dall'analisi dei dati illustrati nella tabella sopra, si evince che nell'arco temporale intercorrente tra il 2000 ed il 2023 il numero di corse doppie si è contratto del 77%, mentre

il numero dei passeggeri è calato del 78%. Il numero delle autovetture mostra un andamento discendente. Complessivamente tra il 2000 ed il 2023 si registra un calo del 73%. Il dato dei metri lineari totali registra una diminuzione di circa il 46%.

I collegamenti marittimi di linea con le altre regioni italiane sono assicurati da cinque porti commerciali: Cagliari, Olbia, Porto Torres, Golfo Aranci e Arbatax. Al fine di valutare il consumo di carburante delle navi (fuel oil, marine diesel) che effettuano questi collegamenti marittimi, sono stati considerati tutti i porti della Regione nei quali si ha la movimentazione delle navi per il trasporto di passeggeri - merci (navi ro-pax) o solo merci (navi ro-ro).

I dati di consumo sono stati calcolati a partire dai dati di durata della traversata, il numero delle corse totali in un anno, il consumo specifico di un motore rappresentativo del cluster (t/h) ed il numero di motori in esercizio. La tabella seguente mostra i dati utilizzati per la stima.

Tabella 85 Collegamenti marittimi di linea tra la Sardegna ed il Continente per il 2024. Elaborazione a cura degli autori.

| Collegamento |                   | Tipologia | Compagnia          | distanza tra i due porti [mn] | numero corse annuali (A/R) |
|--------------|-------------------|-----------|--------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Cagliari     | Civitavecchia     | Ro-Pax    | Grimaldi           | 231                           | 312                        |
| Cagliari     | Napoli            | Ro-Pax    | Grimaldi           | 256                           | 312                        |
| Cagliari     | Palermo           | Ro-Pax    | Grimaldi           | 216                           | 104                        |
| Cagliari     | Livorno           | Ro-Ro     | Grimaldi, Tirrenia | 295                           | 416                        |
| Cagliari     | Salerno           | Ro-Ro     | Grimaldi           | 274                           | 208                        |
| Cagliari     | Genova            | Ro-Ro     | Grimaldi           | 312                           | 104                        |
| Cagliari     | Marina di Carrara | Ro-Ro     | Grendi             | 293                           | 520                        |
| Olbia        | Civitavecchia     | Ro-Pax    | Tirrenia           | 124                           | 1028                       |
| Olbia        | Livorno           | Ro-Pax    | Grimaldi, Moby     | 165                           | 1976                       |
| Olbia        | Marina di Carrara | Ro-Ro     | Grendi             | 175                           | 312                        |
| Olbia        | Genova            | Ro-Pax    | Moby               | 211                           | 300                        |
| Golfo Aranci | Livorno           | Ro-Pax    | Sardinia Ferries   | 163                           | 312                        |
| Porto Torres | Civitavecchia     | Ro-Pax    | Grimaldi           | 170                           | 104                        |
| Porto Torres | Genova            | Ro-Pax    | Tirrenia           | 216                           | 728                        |

La tabella seguente illustra i consumi totali nell'ambito dei trasporti merci e passeggeri per il 2024 nella navigazione di cabotaggio nazionale. Va precisato come il gasolio (marine diesel) viene utilizzato prevalentemente per i generatori di energia elettrica e per le manovre in porto.

Tabella 86 Consumi combustibili nella navigazione nazionale di cabotaggio di merci e passeggeri. Elaborazione a cura degli autori.

| combustibile      | tonnellate | kTep  |
|-------------------|------------|-------|
| Olio combustibile | 184.495    | 180,8 |
| Gasolio           | 16,605     | 17,9  |
| Totale            | -          | 198,7 |

Quinti in totale il consumo relativo al 2024 comprensivo dell'olio combustibile e del gasolio è pari, per il cabotaggio marittimo nazionale, a **198,7 ktep**.

### Collegamenti con le isole minori

Per quanto riguarda i dati relativi agli spostamenti interni verso le Isole Minori (Isola di San Pietro, Isola di La Maddalena, Isola dell'Asinara) e il collegamento internazionale tra Santa Teresa Gallura e Bonifacio (Corsica, Francia), si riportano i dati di traffico delle Società Marittime che vanno dagli anni 2010 al 2023 in merito al numero delle corse doppie, dei passeggeri, delle auto e dei metri lineari commerciali.

I collegamenti marittimi di continuità territoriale con le isole minori sono effettuati sulla base di Contratti di Servizio stipulati dalla Regione. La compagnia di navigazione titolare è Delcomar S.r.l. che gestisce i collegamenti tra la Sardegna e le sue isole minori, subentrata nel Contratto di Servizio a Saremar.

Tabella 87 Traffico delle Società Regionali Marittime nei collegamenti con le Isole Minori. Anni 2010-2023. [Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti – CNIT 2022-2023]

| Anno | N. corse doppie | Passeggeri | Auto al seguito | Metri lineari commerciali |
|------|-----------------|------------|-----------------|---------------------------|
| 2010 | 15.763          | 1.482.670  | 477.152         | 345.812                   |
| 2015 | 15.747          | 1.637.621  | 521.166         | 445.679                   |
| 2020 | 22.161          | 1.253.592  | 414.960         | 553.250                   |
| 2022 | 17.903          | 1.661.047  | 485.694         | 780.795                   |
| 2023 | 17.899          | 1.721.497  | 492.426         | 788.378                   |

Per calcolare i consumi di carburante delle navi che eseguono i collegamenti con le isole minori della Sardegna e il collegamento Santa Teresa Gallura – Bonifacio sono state considerate tutte le rotte eseguite nel 2023 dalle varie compagnie di navigazione, come mostrato nella seguente tabella. Per stimare i consumi sono stati applicati dei modelli di stima considerando per ciascuna rotta i seguenti parametri durata della navigazione, numero delle corse totali in un anno, consumo specifico (t/h).

Tabella 88 Collegamenti marittimi con le piccole isole e con la Corsica per il 2023. Elaborazione a cura degli autori su dati Ministero Infrastrutture e Trasporti – CNIT 2022-2023.

| Tratta                           | Numero corse annuali<br>(A/R) (2023) | Distanza tra i due<br>porti [mn] |
|----------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
| Santa Teresa Gallura - Bonifacio | 3.419                                | 8,9                              |
| Palau - La Maddalena             | 18.250                               | 1,9                              |
| Carloforte - Calasetta           | 5.732                                | 4,0                              |
| Carloforte - Portovesme          | 10.754                               | 5,0                              |
| Asinara - Porto Torres           | 1.062                                | 14,0                             |

Nel complesso per questo segmento di trasporto si è stimato un consumo globale di gasolio per l'anno 2024 di 12.950 t, pari a ca. **14 kTep**.

## Nautica da diporto

L'insieme delle attività, strutture e infrastrutture dedicate alla nautica da diporto definisce la portualità turistica, che si esprime attraverso i porti turistici, definiti dal DPR n.509/1997 come "il complesso di strutture amovibili ed inamovibili realizzate con opere a terra e a mare allo scopo di servire unicamente o precipuamente la nautica da diporto ed il diportista nautico, anche mediante l'apprestamento di servizi complementari". Lo stesso decreto fornisce anche le definizioni di "approdo turistico", ovvero "la porzione dei porti polifunzionali aventi le funzioni di cui all'articolo 4, comma 3, della legge 28 gennaio 1994, n. 84, destinata a servire la nautica da diporto ed il diportista nautico, anche mediante l'apprestamento di servizi complementari", e di "punti d'ormeggio", ovvero "le aree demaniali marittime e gli specchi acquei dotati di strutture che non importino impianti di difficile rimozione, destinati all'ormeggio, alaggio, varo e rimessaggio di piccole imbarcazioni e natanti da diporto".

Nei 1851 km di litorale della Sardegna sono localizzati 56 porti turistici, che rendono la Sardegna una Regione composta da una delle più grandi reti di porti turistici in Europa.

Si riporta di seguito una tabella che dettaglia il numero di unità da diporto iscritte negli uffici marittimi al 31.12.2022 distinguendole tra unità a vela, a motore, disaggregato per varie tipologie di lunghezza, e navi oltre 24 m confrontando il dato regionale con quello nazionale.

Tabella 89 Unità da diporto iscritte negli uffici marittimi per classi di lunghezza al 31.12.2022. Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Il Diporto Nautico in Italia – Anno 2023.

|          | A vela (con o senza motore ausiliario) |                   |                  |                  |        | A motore |                    |                  |                  |        | Navi<br>>24 m | Totale |
|----------|----------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|--------|----------|--------------------|------------------|------------------|--------|---------------|--------|
|          | <10m                                   | 10,01 -<br>12,00m | 12,01-<br>18,00m | 18,01-<br>24,00m | Totale | <10m     | 10,01 -<br>12,00 m | 12,01-<br>18,00m | 18,01-<br>24,00m | Totale |               |        |
| Sardegna | 89                                     | 400               | 427              | 20               | 936    | 1.139    | 823                | 885              | 137              | 2.984  | 7             | 3.927  |
| Italia   | 1.858                                  | 8.542             | 7.392            | 1.305            | 19.097 | 20.363   | 12.256             | 12.125           | 2.188            | 46.932 | 171           | 66.200 |

Il peso della contingente regionale sul totale nazionale è pari al 5,7%.

A seguire sono illustrati i dati sulla consistenza dei posti barca in Sardegna ed in Italia al 30.09.2023.

Tabella 90 Numero di posti barca per tipologia di struttura e classi di lunghezza al 30.09.2023. Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Il Diporto Nautico in Italia – Anno 2023.

|          | Tipologia di struttura |                   |                   | Classi di lunghezza in metri |                 |            | posti barca<br>totali |
|----------|------------------------|-------------------|-------------------|------------------------------|-----------------|------------|-----------------------|
|          | Porto turistico        | Approdo turistico | Punto di ormeggio | < 10m o non specif.          | da 10,01 a 24 m | oltre 24 m |                       |
| Sardegna | 13.461                 | 3.200             | 1.793             | 12.560                       | 5.368           | 526        | 18.454                |
| Italia   | 75.137                 | 36.943            | 49.698            | 106.325                      | 51.420          | 4.033      | 161.778               |

Il numero di posti barca relativi alla Sardegna rappresenta il 11,4% del totale nazionale.

Per il 2013 si è stimato un consumo globale in Sardegna per la nautica da diporto pari a **1,7 kTep di Gasolio e 3,7 kTep di benzina**.

## Pesca

Secondo i dati del Fleet Register, nel 2024 il totale della flotta da pesca europea ammontava a 69.042 imbarcazioni. L'Italia risulta essere lo Stato Membro con il numero maggiore di unità (17.8% del totale europeo). Focalizzandosi sulla sola flotta attiva, la distribuzione della flotta a livello di GSA (aree sub-geografiche), ci dice che la Sardegna è la terza GSA per numerosità, con 1165 imbarcazioni attive che rappresentano il 12% del totale nazionale.

Per un dettaglio maggiore rispetto alle caratteristiche della flotta sarda, la tabella seguente sintetizza le principali caratteristiche della flotta presente in Sardegna articolata per porti. Le analisi presentate sono state condotte utilizzando i dati estratti dal Fleet Register, con l'accesso alla piattaforma completato in data 15 settembre 2025.

Tabella 91 Dati relativi alla flotta da pesca in Sardegna articolata per porti. Elaborazione degli autori su dati del Fleet Register UE, Settembre 2025.

| Porto        | n. unità | LOA [m]  |             | Tonnage GT [t] |              | Other Tonnage [t] |              | Main Power [kW] |                | Anno medio di costruzione (SD) |
|--------------|----------|----------|-------------|----------------|--------------|-------------------|--------------|-----------------|----------------|--------------------------------|
|              |          | Totale   | Media (SD)  | Totale         | Media (SD)   | Totale            | Media (SD)   | Totale*         | Media (SD)     |                                |
| ALGHERO      | 90       | 791,35   | 8,79 (3,8)  | 543            | 6,03 (9,8)   | 555,83            | 6,18 (7,9)   | 6.487           | 72,07 (110,1)  | 1982 (18)                      |
| ARBATAX      | 70       | 613,48   | 8,76 (4,2)  | 475            | 6,79 (15,2)  | 471,93            | 6,74 (12,9)  | 4.069           | 58,13 (75,0)   | 1987 (15)                      |
| BOSA         | 25       | 209,23   | 8,37 (1,8)  | 79             | 3,16 (2,4)   | 128,77            | 5,15 (2,9)   | 1.832           | 73,29 (52,0)   | 1986 (16)                      |
| CAGLIARI     | 235      | 2.447,59 | 10,42 (6,5) | 4.372          | 18,60 (46,0) | 3.631,62          | 15,45 (35,1) | 20.505          | 87,25 (146,0)  | 1982 (18)                      |
| C. GONONE    | 12       | 156,79   | 13,07 (8,8) | 417            | 34,75 (57,6) | 268,0             | 22,33 (35,3) | 2.453           | 204,39 (270,2) | 1991 (16)                      |
| CARLOFORTE   | 35       | 306,41   | 8,75 (2,8)  | 168            | 4,80 (6,5)   | 174,1             | 4,97 (3,1)   | 2.349           | 67,11 (85,42)  | 1975 (19)                      |
| CASTELSARDO  | 45       | 402,1    | 8,94 (2,3)  | 178            | 3,96 (2,9)   | 243,37            | 5,41 (2,86)  | 3.074           | 68,32 (57,5)   | 1982 (14)                      |
| GOLFO ARANCI | 38       | 360,41   | 9,48 (4,9)  | 376            | 9,89 (18,5)  | 341,69            | 8,99 (14,0)  | 3.348           | 88,10 (98,5)   | 1981 (20)                      |
| LA MADDALENA | 34       | 275,74   | 8,11 (2,6)  | 121            | 3,56 (3,8)   | 147,86            | 4,35 (3,44)  | 2.216           | 65,19 (79,1)   | 1981 (11)                      |
| OLBIA        | 31       | 195,95   | 6,32 (1,4)  | 41             | 1,32 (0,7)   | 52,87             | 1,71 (1,1)   | 364             | 11,73 (19,5)   | 1970 (19)                      |
| ORISTANO     | 329      | 2.390,22 | 7,26 (2,9)  | 1.217          | 3,7 (14,2)   | 1.276,81          | 3,88 (9,5)   | 9.608           | 29,2 (64,1)    | 1981 (16)                      |
| PORTO CONTE  | 1        | 14,3     | 14,3 (-)    | 13             | 13 (-)       | 16,2              | 16,2 (-)     | 159             | 159,2 (-)      | 1977 (-)                       |
| PORTO TORRES | 94       | 907,16   | 9,65 (4,3)  | 778            | 8,28 (13,7)  | 773,63            | 8,23 (11,4)  | 9.338           | 99,35 (105,4)  | 1979 (22)                      |
| PORTOSCUSO   | 38       | 342,52   | 9,01 (3,5)  | 239            | 6,29 (14,11) | 290,92            | 7,66 (13,5)  | 2.095           | 55,12 (70,2)   | 1981 (17)                      |
| S.T. GALLURA | 28       | 253,86   | 9,07 (2,7)  | 142            | 5,07 (6,7)   | 163,04            | 5,82 (3,7)   | 1.880           | 67,14 (66,0)   | 1981 (18)                      |
| SANT'ANTIOCO | 371      | 2.942,83 | 7,93 (3,19) | 1.530          | 4,12 (15,2)  | 1.725,39          | 4,65 (11,0)  | 14.106          | 38,02 (75,1)   | 1982 (19)                      |
| SINISCOLA    | 39       | 404,65   | 10,38 (4,2) | 343            | 8,79 (11,9)  | 335,5             | 8,60 (11,0)  | 2.980           | 76,42 (67,5)   | 1983 (14)                      |
| TOTALE       | 1515     | 13.015   | 8,6 (4,2)   | 11.032         | 7,3 (23,1)   | 10.597            | 7,0 (17,3)   | 86.864          | 57,3 (97,6)    | 1981 (18)                      |

\* Dato parziale per mancata disponibilità dell'informazione per diversi record del database.

Si rappresentano i significati dei campi riportati in tabella, per ciascun parametro vengono riportati i valori totali, medi e la relativa deviazione standard:

- LOA (Length Over-All) - Lunghezza fuori tutto: è la lunghezza massima dello scafo misurata tra le perpendicolari condotte dai punti più sporgenti di prua e di poppa.
- Tonnage GT: Stazza lorda della nave.
- Other Tonnage: si riferisce in genere alle capacità di stivaggio, 100 piedi cubici corrispondono a 1 tonnellata.
- Main Power – Potenza principale: potenza del motore principale (kW).

I dati di consumo di energia dei mezzi da pesca della Sardegna sono stati elaborati a partire dai parametri forniti dall'Osservatorio Nazionale della Pesca (ONP)<sup>11</sup>. Secondo l'ONP, il consumo di carburante per la flotta da pesca italiana nel 2022 risultava ripartito come segue:

- flotta a strascico (superiore a 12 metri): circa 132 milioni di litri

<sup>11</sup> Il settore della pesca in Italia 2024 - Uno sguardo sintetico. Report dell'Osservatorio Nazionale della Pesca, disponibile al: <https://ossermare.org/wp-content/uploads/2025/07/ossermare-onp-il-settore-della-pesca-in-italia-2024.pdf>

- altri segmenti di pesca (circuizione, volante a coppia, palangari): circa 39 milioni di litri.

Considerando che la flotta da pesca sarda rappresenta il 12% del totale nazionale, si ritiene plausibile quotare i consumi di carburante della flotta sarda in 20,52 milioni di litri di carburante anno (pari a circa 17.073 t/anno).

A partire da questo dato di massima, il consumo di gasolio in chilton di petrolio equivalente associato al settore della pesca nell'anno 2023 è stato stimato pari a **18,44 kTep**.

## Consumi Elettrici Categorie Trasporti: Settore Industria e Servizi

Allo scopo di completare il quadro sullo stato dell'arte relativo al settore trasporti, di seguito, sono riportati i dati relativi ai consumi elettrici per le voci connesse con il settore trasporti e ricomprese nel settore industriale e nel settore servizi.

I dati utilizzati per le elaborazioni sono stati estrapolati dai rapporti statistici regionali pubblicati annualmente da TERNA.

### Consumi elettrici trasporti - settore industriale

In Figure 67 è riportata l'evoluzione storica dei consumi elettrici relativi alla voce trasporti nel settore dell'industria manifatturiera dal 1996 al 2023. Il grafico permette di mettere in evidenza i consumi totali e la quota, sul totale, relativa ai soli autoveicoli.

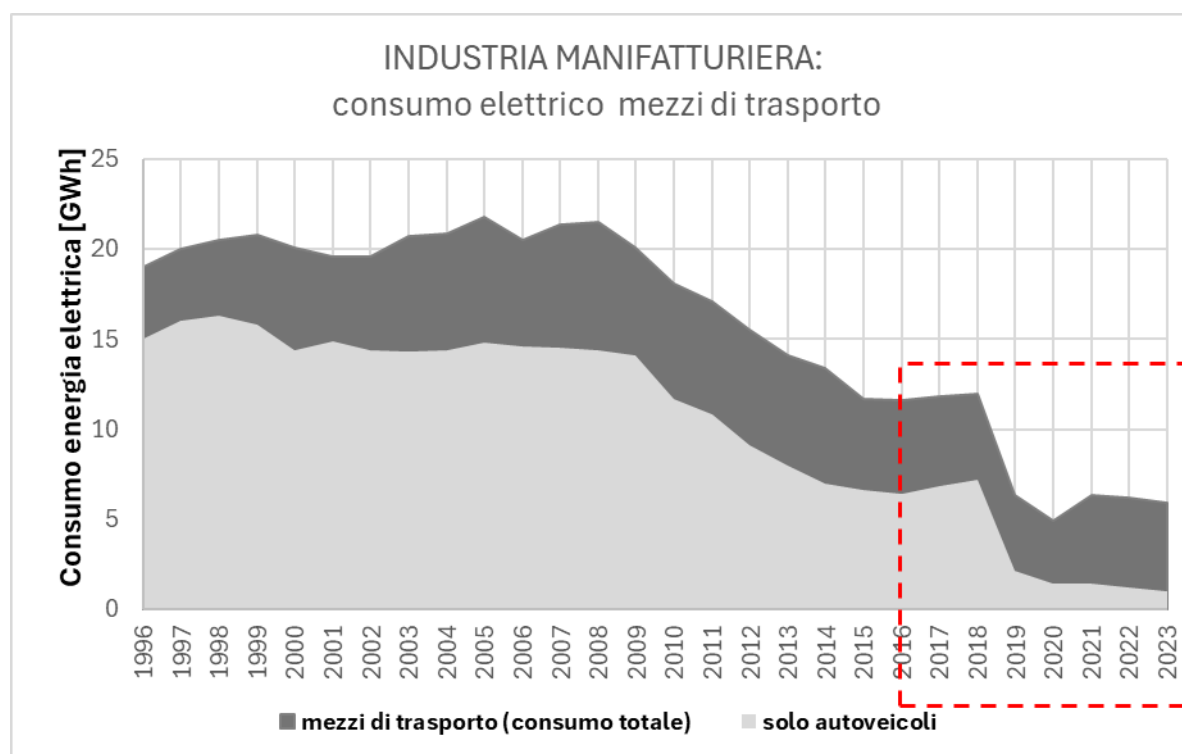


Figure 67: Evoluzione storica del consumo di energia elettrica connesso con i mezzi di trasporto nel settore dell'industria manifatturiera (Fonte dati: TERNA). In rosso il periodo temporale sul quale i consumi possono essere disaggregati per provincia

Dall'analisi emerge che il consumo totale attribuibile ai mezzi di trasporto nel comparto industriale ha avuto il suo picco nel 2005 raggiungendo il valore di 21,8 GWh, mentre, limitatamente agli autoveicoli, il picco massimo è stato raggiunto nel 1998 con un valore di 16,3 GWh. Dal 2008 in poi, entrambi i profili hanno mostrato una tendenza decrescente, con un calo più marcato per gli autoveicoli. Dal 2008 al 2023 si è infatti registrata una riduzione del 73% per i mezzi di trasporto e del 93% per la quota imputabile ai soli autoveicoli. La tendenza decrescente ha subito un arresto con un breve periodo di stabilizzazione e lieve

ripresa tra il 2014 e il 2018, tuttavia, in seguito alla pandemia, è stato registrato un crollo netto seguito da una lieve ripresa che però non è stata sufficiente a raggiungere i valori pre-pandemici.

### Consumi elettrici trasporti - settore industriale: dati disaggregati per provincia

I dati reperibili nei rapporti statistici di TERNA permettono di disaggregare i consumi per provincia, per gli anni compresi tra il 2016 e il 2023 (profilo all'interno del riquadro rosso della In Figure 67). Tuttavia, poiché negli anni l'identificazione delle province della Sardegna è variata, allo scopo di avere dati coerenti, l'analisi si concentra sul periodo 2017-2023, per il quale i rapporti TERNA hanno mantenuto la medesima divisione in province.

Il grafico di Figure 68 mostra l'evoluzione dei consumi elettrici nel settore trasporti del comparto industriale, divisi per provincia per il periodo 2017-2023.

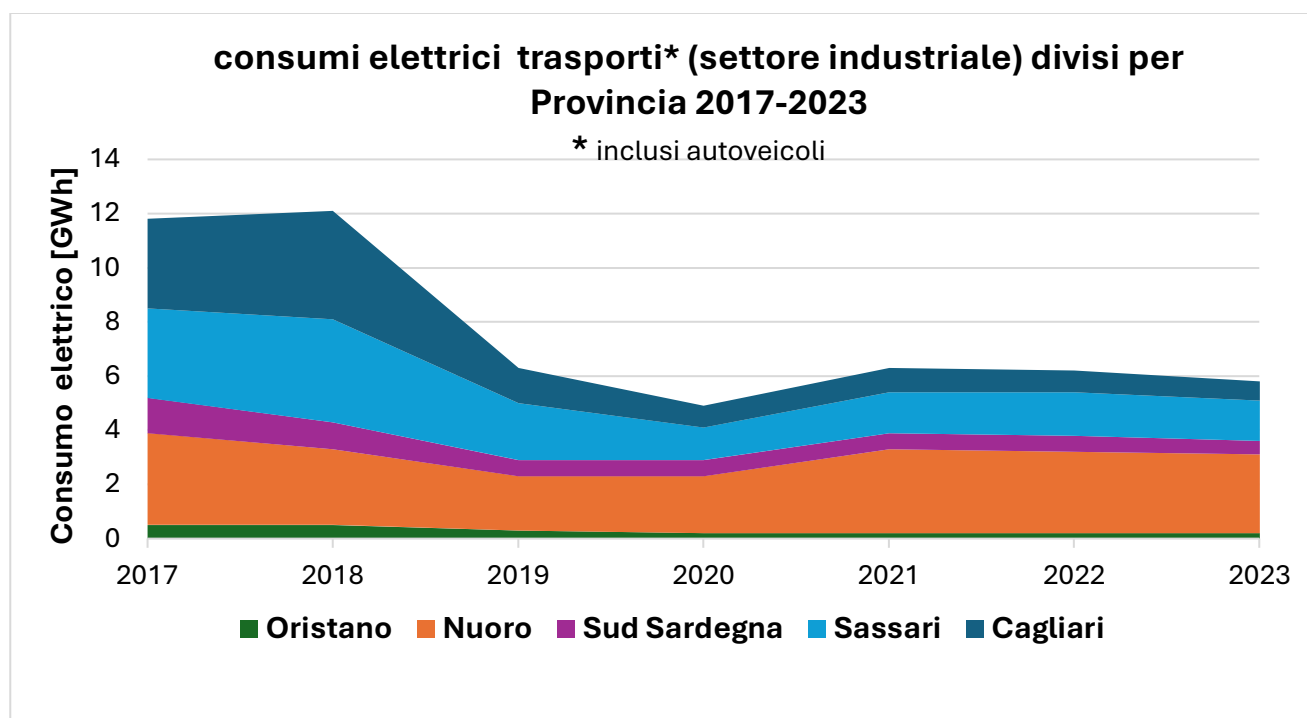


Figure 68: Evoluzione dei consumi elettrici del settore trasporti nel comparto industriale nelle province (Fonte dati: TERNA)

Si osserva una progressiva riduzione del consumo totale dei trasporti nel settore industriale sino al 2020, attribuibile sia alla pandemia sia ad una progressiva riduzione delle attività industriali e quindi anche delle attività di logistica e trasporti ad esse legate. Dopo il 2020 si osserva una leggera ripresa ma senza che si raggiungano i livelli del 2017. La provincia di Cagliari, nel periodo considerato (2017-2023), ha subito la diminuzione percentuale più importante, pari al 79% passando da 3,3GWh nel 2017 a 0,7GWh nel 2023. Seguono le

province del Sud Sardegna (-62%), Oristano (-60%) e Sassari con una riduzione del 55% e infine Nuoro con una diminuzione generale del -15%. Nella Tabella 92 sono riportati i dati annuali di consumo per ogni provincia, insieme alla riduzione percentuale calcolata nel periodo considerato.

Tabella 92: Consumi elettrici divisi per provincia relativi alla voce: trasporti inclusi autoveicoli - settore industriale anni 2017-2023

| consumi elettrici GWh                         | 2017        | 2018      | 2019       | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       | variazione % |
|-----------------------------------------------|-------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Cagliari                                      | 3,3         | 4         | 1,3        | 0,8        | 0,9        | 0,8        | 0,7        | -79%         |
| Nuoro                                         | 3,4         | 2,8       | 2          | 2,1        | 3,1        | 3          | 2,9        | -15%         |
| Oristano                                      | 0,5         | 0,5       | 0,3        | 0,2        | 0,2        | 0,2        | 0,2        | -60%         |
| Sassari                                       | 3,3         | 3,8       | 2,1        | 1,2        | 1,5        | 1,6        | 1,5        | -55%         |
| Sud sardegna                                  | 1,3         | 1         | 0,6        | 0,6        | 0,6        | 0,6        | 0,5        | -62%         |
| <b>totale trasporto con autoveicoli [GWh]</b> | <b>11,8</b> | <b>12</b> | <b>6,3</b> | <b>4,9</b> | <b>6,3</b> | <b>6,2</b> | <b>5,9</b> | <b>-50%</b>  |

Nel grafico di Figure 69 sono riportati i dati disaggregati per provincia limitatamente alla componente "autoveicoli" della voce trasporti del comparto industriale.

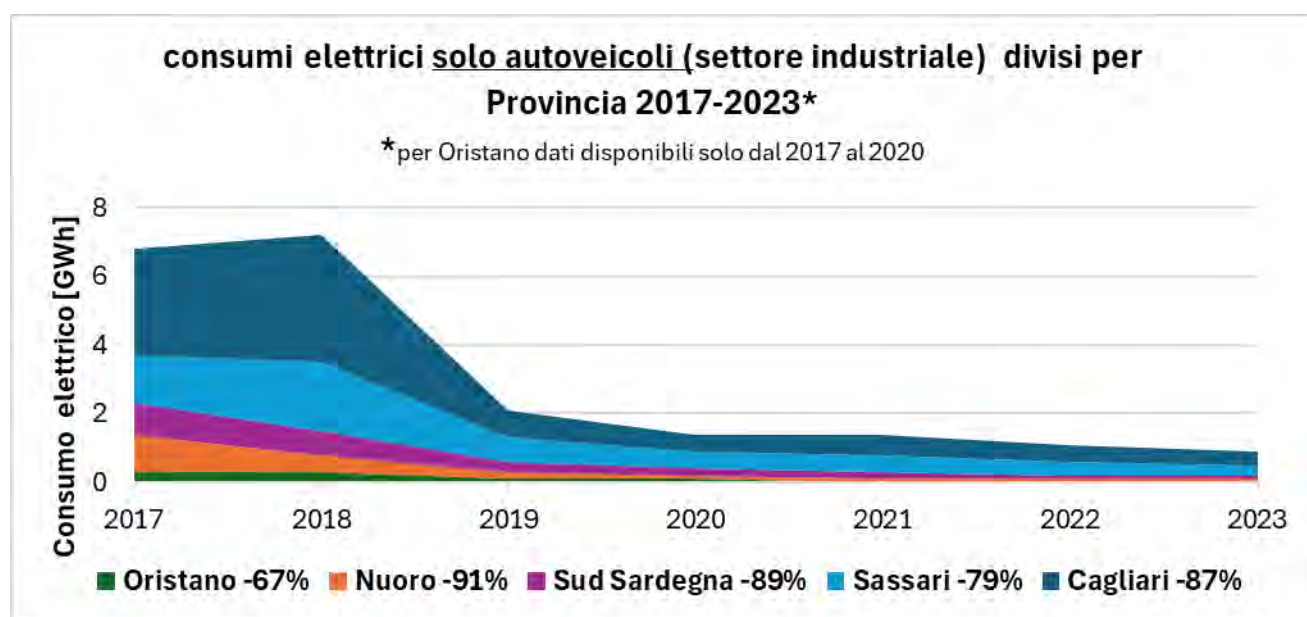


Figure 69; Evoluzione per provincia dei consumi elettrici del settore trasporti nel comparto industriale (Fonte dati: TERNA)

Le percentuali riportate nella legenda del grafico si riferiscono, per ogni provincia, alla diminuzione percentuale registrata dal 2017 al 2023. Limitatamente alla provincia di Oristano la percentuale è stata calcolata nel periodo 2017-2020 per mancanza di dati successivi al 2020.

Nella Tabella 93 sono riportati i dati annuali dei consumi elettrici dei soli autoveicoli di cui alla voce “trasporti” del settore industriale. Viene anche riportata la diminuzione percentuale calcolata per ciascuna provincia per il periodo considerato.

Tabella 93: Consumi elettrici divisi per provincia relativi alla sola componente autoveicoli della voce trasporti settore industriale 2017-2023 (Fonte dati: TERNA)

| consumi elettrici GWh                          | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       | variazione % |
|------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Cagliari                                       | 3,1        | 3,7        | 0,8        | 0,5        | 0,6        | 0,5        | 0,4        | -87%         |
| Nuoro                                          | 1,1        | 0,5        | 0,2        | 0,1        | 0,1        | 0,1        | 0,1        | -91%         |
| Oristano                                       | 0,3        | 0,3        | 0,1        | 0,1        | ...        | ...        | ...        | -67%         |
| Sassari                                        | 1,4        | 2          | 0,7        | 0,5        | 0,5        | 0,4        | 0,3        | -79%         |
| Sud sardegna                                   | 0,9        | 0,7        | 0,3        | 0,2        | 0,2        | 0,1        | 0,1        | -89%         |
| <b>totale trasporto solo autoveicoli [GWh]</b> | <b>6,8</b> | <b>7,2</b> | <b>2,1</b> | <b>1,4</b> | <b>1,4</b> | <b>1,1</b> | <b>0,9</b> | <b>-87%</b>  |

## Consumi elettrici trasporti e magazzinaggio - settore servizi

Il settore Servizi include, tra le varie voci che competono al consumo elettrico totale, anche quella relativa a “trasporti e magazzinaggio”.

Nel grafico di Figure 70 è mostrata l'evoluzione storica dei consumi per trasporti e magazzinaggio nel settore servizi registrati dal 1996 al 2023.

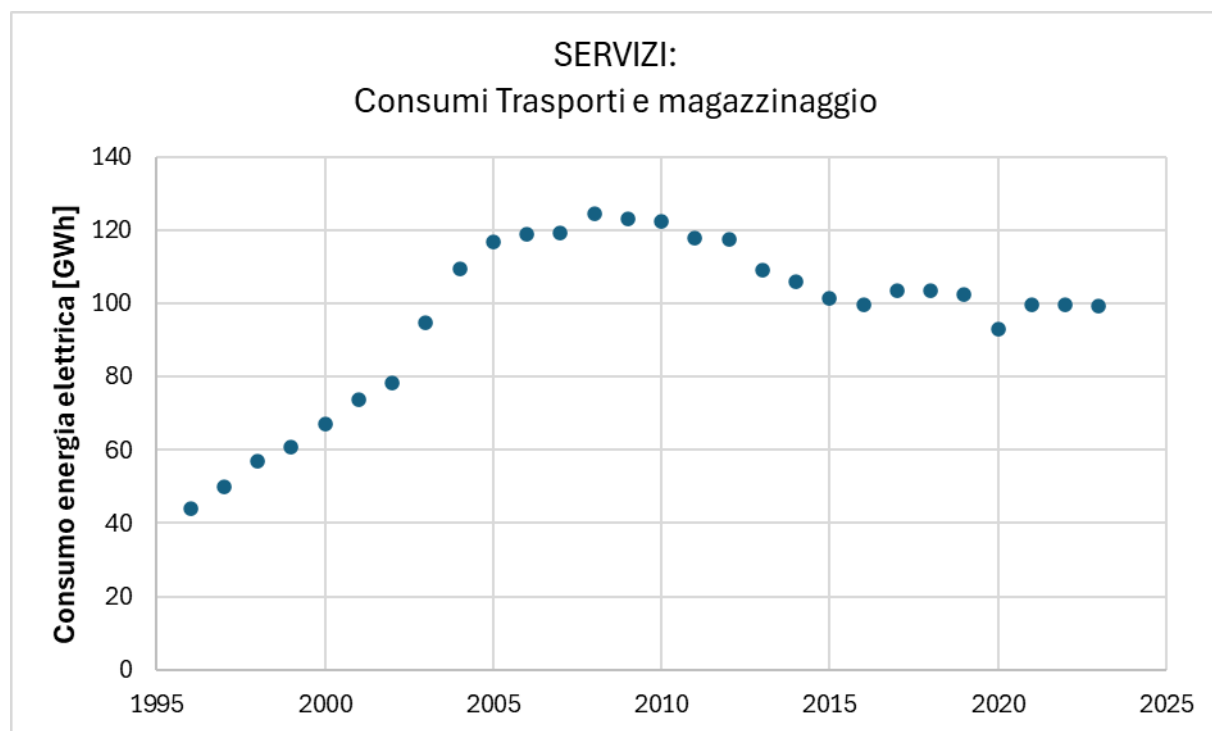


Figure 70: Evoluzione storica dei consumi per trasporto e magazzinaggio \_settore servizi dal 1996 al 2023 (Fonte dati: TERNA)

Dal grafico si nota che, per il periodo di analisi, il consumo di energia elettrica per “trasporto e magazzinaggio” nel settore servizi è stato in costante crescita dal 1996 sino al 2008, anno in cui si è raggiunto il picco storico. Successivamente si è registrata una lieve inflessione negativa seguita da una stabilizzazione che è stata brevemente interrotta dalla pandemia del 2020.

Per gli anni compresi tra il 2019 e il 2023 le fonti TERNA hanno messo a disposizione anche i dati relativi al consumo elettrico della sola componente trasporti. Il grafico di Figure 71 mostra l'evoluzione dei consumi elettrici nel settore dei servizi, distinguendo tra il totale “trasporto e magazzinaggio” (barra blu) e la componente “solo trasporto” (barra arancione). Dal 2019 al 2023 si osserva una significativa riduzione dell'incidenza del consumo elettrico del solo trasporto sul totale che è passato dal 93% al 59%. Negli anni successivi, l'incidenza del consumo per solo trasporto, è rimasta compresa tra il 55% e il 48%.

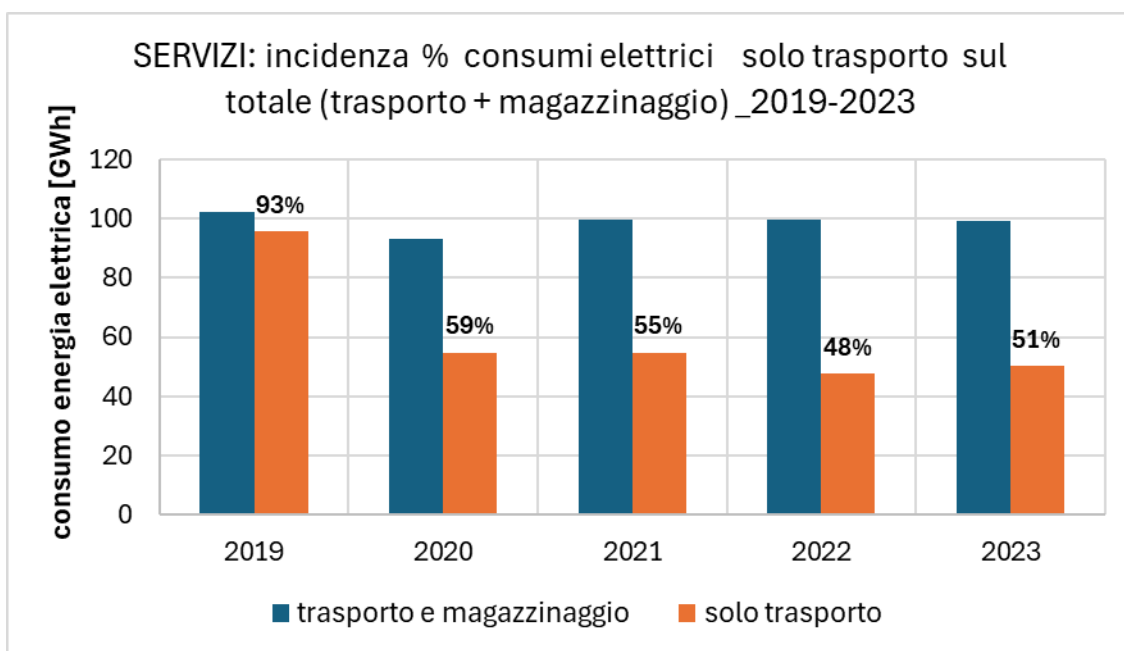


Figure 71: Incidenza percentuale dei consumi elettrici del solo trasporto (barre arancioni) sul totale di trasporto e magazzinaggio (barre blu) nel periodo 2019-2023\_ settore servizi (Fonte dati: TERNA)

## Consumi elettrici trasporti e magazzinaggio - settore servizi: dati disaggregati per provincia

Sulla base della disponibilità dei dati è stato possibile, per il periodo 2017-2023, disaggregare per provincia i consumi del comparto servizi imputabili alla voce trasporto e magazzinaggio. Il risultato è mostrato in Figure 72.

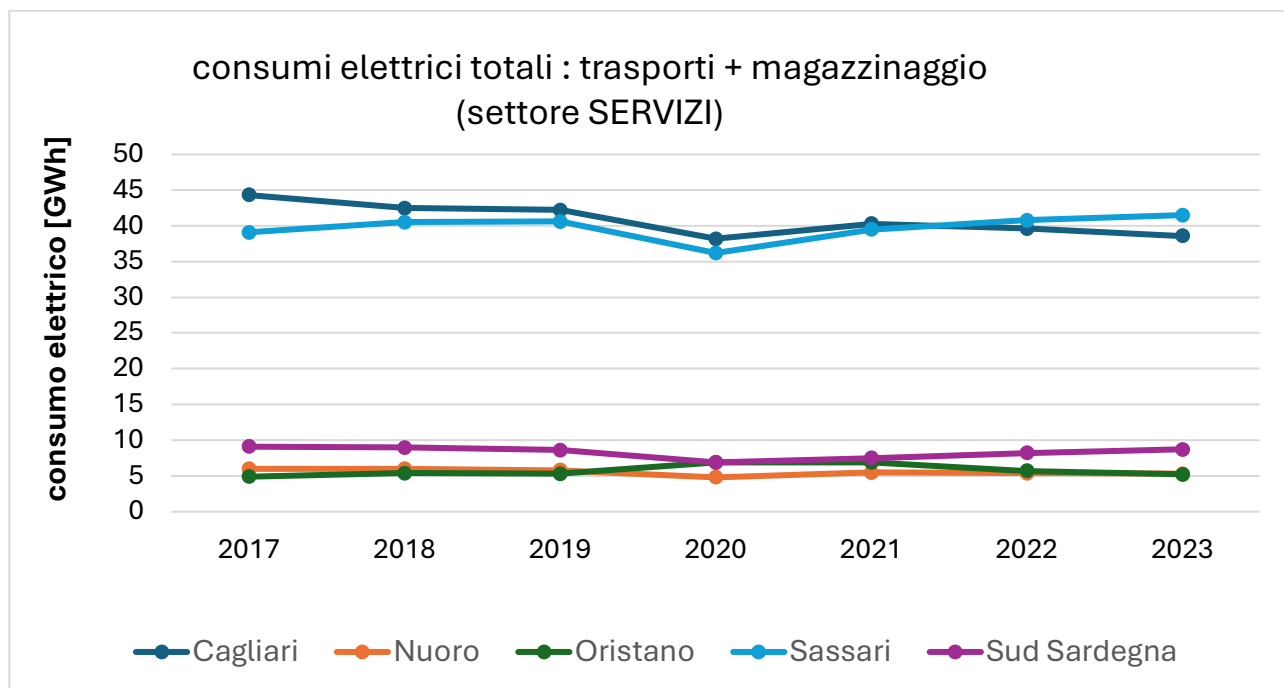


Figure 72: Consumi elettrici annuali per trasporto e magazzinaggio (settore SERVIZI) nelle 5 province sarde dal 2017 al 2023 (Fonte dati: TERNA)

Si nota subito che, alle province di Cagliari e Sassari, competono i consumi maggiori con un valore medio, sul periodo considerato, di 41GWh e 40GWh rispettivamente. Nelle province di Nuoro, Oristano e Sud Sardegna invece sono sempre stati registrati valori inferiori ai 10GWh.

In tutte le province, ad eccezione di Oristano e Sassari, è stata osservata una leggera tendenza negativa con riduzioni del 13%, 12% e 4 %. Ad Oristano e Sassari invece è stata registrata una lieve tendenza positiva con un aumento del 6% in entrambi i casi.

Nella Tabella 94 sono riportati tutti i valori di consumo elettrico, connesso con la voce trasporto e magazzinaggio nel settore servizi, per il periodo 2017-2023, divisi per provincia. Nelle ultime due colonne sono anche riportate le variazioni percentuali, calcolate per il periodo considerato, e la media del valore assoluto del consumo connesso con la voce trasporto e magazzinaggio del settore servizi.

Tabella 94: Consumi elettrici divisi per provincia relativi alla voce: trasporti e magazzinaggio \_settore servizi\_ 2017-2023 (Fonte dati: TERNA)

| consumi elettrici GWh                         | 2017         | 2018         | 2019         | 2020      | 2021        | 2022        | 2023        | MEDIA 2017-2023 [GWh] | variazione % |
|-----------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-----------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|--------------|
| Cagliari                                      | 44,3         | 42,5         | 42,2         | 38,2      | 40,3        | 39,6        | 38,6        | 41                    | -13%         |
| Nuoro                                         | 6            | 6            | 5,8          | 4,8       | 5,5         | 5,4         | 5,3         | 6                     | -12%         |
| Oristano                                      | 4,9          | 5,4          | 5,3          | 6,9       | 6,9         | 5,7         | 5,2         | 6                     | 6%           |
| Sassari                                       | 39,1         | 40,5         | 40,6         | 36,2      | 39,5        | 40,8        | 41,5        | 40                    | 6%           |
| Sud sardegna                                  | 9,1          | 9            | 8,6          | 6,9       | 7,5         | 8,2         | 8,7         | 8                     | -4%          |
| <b>totale trasporto e magazzinaggio [GWh]</b> | <b>103,4</b> | <b>103,4</b> | <b>102,5</b> | <b>93</b> | <b>99,7</b> | <b>99,7</b> | <b>99,3</b> | <b>100</b>            | <b>-4%</b>   |

Per il periodo tra il 2019 e il 2023, è stato possibile scorporare il dato relativo al consumo per solo trasporto nel comparto servizi. Le evoluzioni per le 5 province sono mostrate in Figure 73 e i dati riportati in Tabella 95.

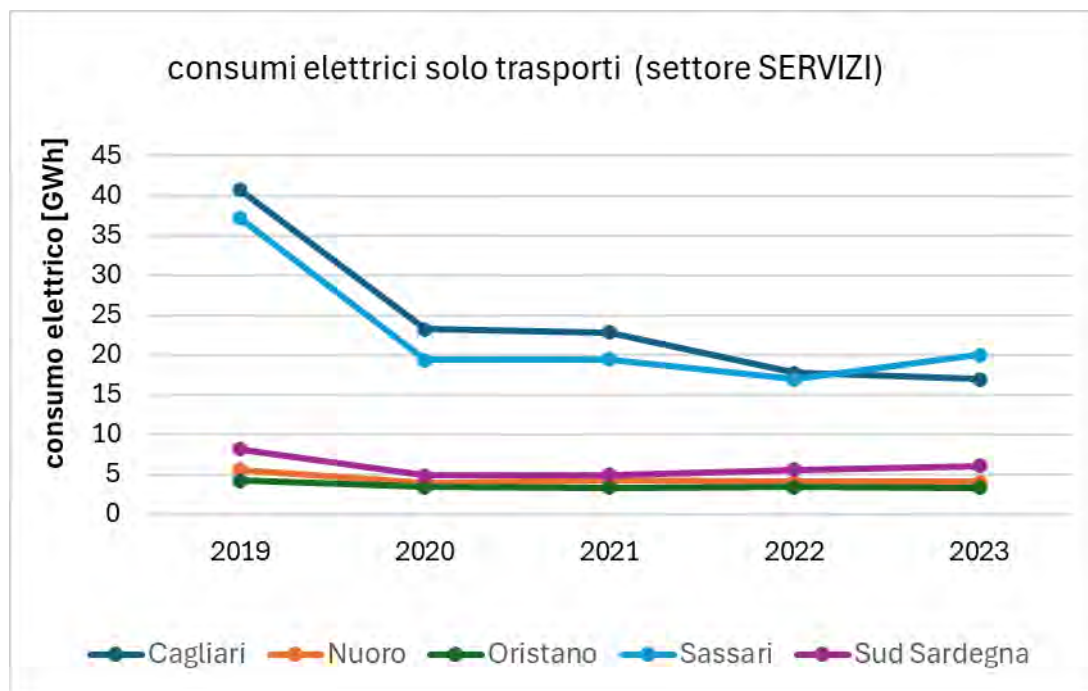


Figure 73: Consumi elettrici annuali per solo trasporto (settore SERVIZI) nelle 5 province sarde dal 2019 al 2023 (Fonte dati: TERNA)

Tabella 95: Consumi elettrici divisi per provincia relativi alla sola componente trasporti \_settore servizi\_ 2019-2023 (Fonte dati: TERNA)

| consumi elettrici GWh             | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2023        | variazione %<br>2019-2020 | variazione %<br>2020-2023 |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------------------|---------------------------|
| <b>Cagliari</b>                   | 40,7        | 23,2        | 22,8        | 17,7        | 16,9        | -43%                      | -37%                      |
| <b>Nuoro</b>                      | 5,5         | 3,9         | 4,2         | 4           | 4           | -29%                      | 3%                        |
| <b>Oristano</b>                   | 4,2         | 3,4         | 3,3         | 3,4         | 3,3         | -19%                      | -3%                       |
| <b>Sassari</b>                    | 37,1        | 19,3        | 19,4        | 16,9        | 20          | -48%                      | 4%                        |
| <b>Sud sardegna</b>               | 8,1         | 4,8         | 4,9         | 5,5         | 6           | -41%                      | 20%                       |
| <b>totale trasporto<br/>[GWh]</b> | <b>95,6</b> | <b>54,6</b> | <b>54,6</b> | <b>47,5</b> | <b>50,2</b> | <b>-43%</b>               | <b>-9%</b>                |

Le province di Cagliari e Sassari, caratterizzate dai valori assoluti maggiori, sono anche quelle per le quali si è osservato il calo più importante tra il 2019 e il 2020, corrispondente al -43% per Cagliari e -48% per Sassari. Dopo il 2020, mentre nella provincia di Cagliari si è continuato ad osservare una tendenza decrescente ( -37%), nelle altre province si è

registrato un andamento quasi costante, con variazione dell'ordine di pochi punti percentuale in rialzo ( 3% a Nuoro e 4% a Sassari) o in ribasso ( -3% a Oristano) ad eccezione della provincia del Sud Sardegna per la quale si è registrato un aumento del 20%.

La Figure 74 mostra, per le province di Cagliari e Sassari, l'incidenza percentuale della componente trasporto sulla quota totale di consumi elettrici per trasporto e magazzinaggio.

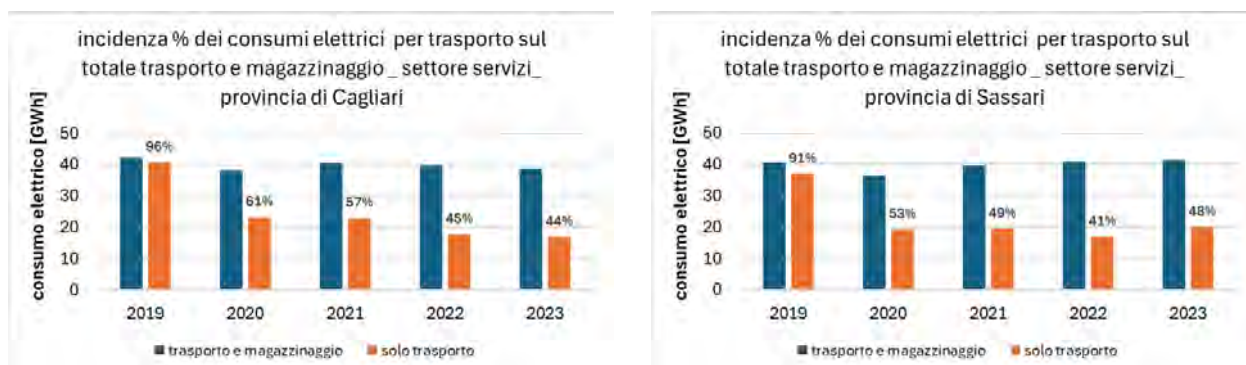


Figure 74: Incidenza percentuale della componente trasporto sulla quota totale di consumi elettrici per trasporto e magazzinaggio nelle province di Cagliari e Sassari dal 2019 al 2023

## Spostamenti Giornalieri Medi nelle Province della Sardegna

Per ricostruire il quadro della situazione attuale dei trasporti in Sardegna, sono state analizzate le matrici degli spostamenti superiori agli 800 metri sulla base dei report messi a disposizione dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, Osservatorio sulle tendenze di mobilità (link: <https://www.mit.gov.it/node/19507>, data di accesso 15/10/2025).

### Intensità di spostamenti divisi per provincia

La Figure 75 mostra la variazione dell'incidenza percentuale degli spostamenti nelle singole province, rispetto al totale degli spostamenti regionali, distinti tra giorni feriali e festivi, nei mesi di ottobre 2023 e ottobre 2024. I dati sono suddivisi per provincia e includono anche la categoria "Altra regione", utile per valutare la mobilità interregionale.



Figure 75: : Incidenza percentuale degli spostamenti nelle diverse province in Sardegna sul totale regionale. Ottobre 2024 (a sinistra) e 2023 (a destra).

Dall'analisi dei grafici non emergono notevoli variazioni tra le giornate lavorative e festive. L'Intensità degli spostamenti rimane pressoché costante per le due annualità analizzate. La provincia con la maggiore intensità di spostamenti, in entrambi gli anni, è Sassari dove, nell'ottobre 2023 è stato registrato circa il 31% degli spostamenti nei giorni feriali e il 29% nei festivi. A ottobre 2024 questi valori sono stabili, con una leggera crescita nei feriali. Segue la provincia di Cagliari con una maggiore variazione tra le giornate feriali e festive. Le province interne di Nuoro e Oristano incidono sul totale in maniera più contenuta, con percentuali generalmente sotto il 13%. Nella provincia del Sud Sardegna si registra un'incidenza con valori percentuali intermedi rispetto alle altre province.

Nella Tabella 96 si riportano le matrici degli spostamenti superiori agli 800 metri per il giorno feriale e festivo di ottobre 2024 e ottobre 2023 alla scala regionale.

Tabella 96 : Matrice origine – destinazione regionale, ottobre 2024, giorni feriali (fonte: Osservatorio sulle tendenze di mobilità\_ Ministero delle infrastrutture e dei trasporti)

| Giorni feriali | Cagliari | Nuoro   | Oristano | Sassari | Sud Sardegna | Altra regione | Totale regione |
|----------------|----------|---------|----------|---------|--------------|---------------|----------------|
| Cagliari       | 607.014  | 3.321   | 6.266    | 2.461   | 56.108       | 5.504         | 680.674        |
| Nuoro          | 2.972    | 298.215 | 8.189    | 11.996  | 2.253        | 611           | 324.237        |
| Oristano       | 6.104    | 8.204   | 254.088  | 3.306   | 8.026        | 650           | 280.377        |
| Sassari        | 2.404    | 11.923  | 3.373    | 796.234 | 1.162        | 4.442         | 819.538        |
| Sud Sardegna   | 56.027   | 2.239   | 8.115    | 1.238   | 427.215      | 296           | 495.129        |
| Altra regione  | 4.843    | 644     | 692      | 3.726   | 420          | —             | 10.326         |
| Totale regione | 679.364  | 324.546 | 280.724  | 818.960 | 495.183      | 11.503        | 2.610.280      |

Tabella 97 : Matrice origine – destinazione regionale, ottobre 2024, giorni festivi (fonte: Osservatorio sulle tendenze di mobilità\_ Ministero delle infrastrutture e dei trasporti)

| Giorni festivi | Cagliari | Nuoro   | Oristano | Sassari | Sud Sardegna | Altra regione | Totale regione |
|----------------|----------|---------|----------|---------|--------------|---------------|----------------|
| Cagliari       | 476.710  | 5.244   | 7.395    | 2.587   | 50.071       | 5.126         | 547.132        |
| Nuoro          | 7.707    | 271.376 | 10.509   | 15.610  | 5.182        | 497           | 310.880        |
| Oristano       | 9.889    | 10.428  | 229.181  | 5.097   | 9.463        | 483           | 264.540        |
| Sassari        | 3.003    | 15.213  | 4.451    | 696.117 | 1.474        | 4.896         | 725.152        |
| Sud Sardegna   | 53.719   | 4.533   | 9.181    | 1.638   | 413.609      | 191           | 482.871        |
| Altra regione  | 4.767    | 530     | 658      | 3.605   | 279          | —             | 9.838          |
| Totale regione | 555.794  | 307.323 | 261.374  | 724.653 | 480.077      | 11.193        | 2.340.413      |

La Tabella 96 mostra che Sassari è la provincia con il maggior volume di spostamenti giornalieri nei giorni feriali, con oltre 818.960 movimenti, di cui 796.234 spostamenti interni alla provincia stessa. Segue Cagliari con 679.364 spostamenti. Il Sud Sardegna si colloca al terzo posto con circa 495.000 spostamenti, di cui oltre 56.000 nei collegamenti con Cagliari. Nuoro e Oristano, pur avendo un volume totale più contenuto, pari a 324.546 e 280.724 rispettivamente, sono caratterizzati da una mobilità prevalentemente intra-provinciale. La categoria “Altra regione”, pur essendo marginale (meno di 10.000 spostamenti), evidenzia comunque una intensità di connessione esterna alla Sardegna, con flussi più rilevanti verso Cagliari e Sassari. Nel complesso, il totale regionale supera i 2,6 milioni di spostamenti giornalieri feriali. La mobilità appare fortemente polarizzata su Sassari e Cagliari, mentre per le province interne valori assoluti più contenuti.

La matrice origine–destinazione relativa ai giorni festivi di ottobre 2024 mostrata in Tabella 6 mostra tendenze simili a quelle osservate nei giorni feriali, tuttavia, mette in evidenza una leggera riduzione del volume complessivo di spostamenti (circa 2,34 milioni). La mobilità festiva in Sardegna è caratterizzata da una forte prevalenza di spostamenti interni alle singole province, con Sassari e Cagliari come principali poli. Si registra anche un certo numero di spostamenti extraprovinciali in particolare tra Sud Sardegna e Cagliari.

Le matrici per i giorni feriali e festivi relativi a ottobre 2023 mostrando una stabilità delle tendenze negli spostamenti isolani.

Tabella 98 : Matrice origine – destinazione regionale, ottobre 2023, giorni feriali (fonte: Osservatorio sulle tendenze di mobilità\_ Ministero delle infrastrutture e dei trasporti)

| Giorni feriali | Cagliari | Nuoro   | Oristano | Sassari | Sud Sardegna | Altra regione | Totale    |
|----------------|----------|---------|----------|---------|--------------|---------------|-----------|
| Cagliari       | 555.217  | 3.104   | 5.381    | 2.406   | 54.593       | 5.660         | 626.360   |
| Nuoro          | 2.854    | 290.702 | 8.079    | 11.989  | 2.416        | 685           | 316.726   |
| Oristano       | 5.370    | 7.985   | 254.114  | 3.189   | 8.344        | 783           | 279.786   |
| Sassari        | 2.344    | 11.896  | 3.221    | 753.886 | 1.126        | 4.100         | 776.574   |
| Sud Sardegna   | 55.337   | 2.382   | 8.462    | 1.176   | 424.807      | 484           | 492.647   |
| Altra regione  | 5.193    | 699     | 810      | 3.808   | 554          | —             | 11.063    |
| Totale regione | 626.315  | 316.768 | 280.068  | 776.453 | 491.840      | 11.712        | 2.503.156 |

Tabella 99 : Matrice origine – destinazione regionale, ottobre 2023, giorni festivi (fonte: Osservatorio sulle tendenze di mobilità\_ Ministero delle infrastrutture e dei trasporti)

| Giorni festivi | Cagliari | Nuoro   | Oristano | Sassari | Sud Sardegna | Altra regione | Totale    |
|----------------|----------|---------|----------|---------|--------------|---------------|-----------|
| Cagliari       | 437.204  | 5.045   | 6.351    | 2.527   | 52.252       | 6.017         | 509.396   |
| Nuoro          | 7.734    | 269.427 | 10.163   | 16.599  | 5.661        | 658           | 310.242   |
| Oristano       | 8.315    | 10.283  | 243.477  | 4.952   | 10.743       | 732           | 278.502   |
| Sassari        | 3.038    | 16.424  | 4.685    | 686.501 | 1.476        | 5.409         | 717.533   |
| Sud Sardegna   | 55.971   | 5.119   | 9.842    | 1.664   | 403.637      | 376           | 476.608   |
| Altra regione  | 5.395    | 687     | 899      | 3.828   | 612          | —             | 11.421    |
| Totale regione | 517.657  | 306.984 | 275.417  | 716.071 | 474.381      | 13.192        | 2.303.702 |

## Andamento del traffico stradale nel periodo gennaio 2019 – marzo 2025

I grafici di Figure 76 e Figure 77 rappresentano l'andamento del traffico stradale giornaliero medio, rispettivamente dei veicoli leggeri e pesanti in Sardegna nel periodo compreso tra gennaio 2019 e marzo 2025, indicizzati rispetto alla settimana 6–12 gennaio 2020 (base 100).

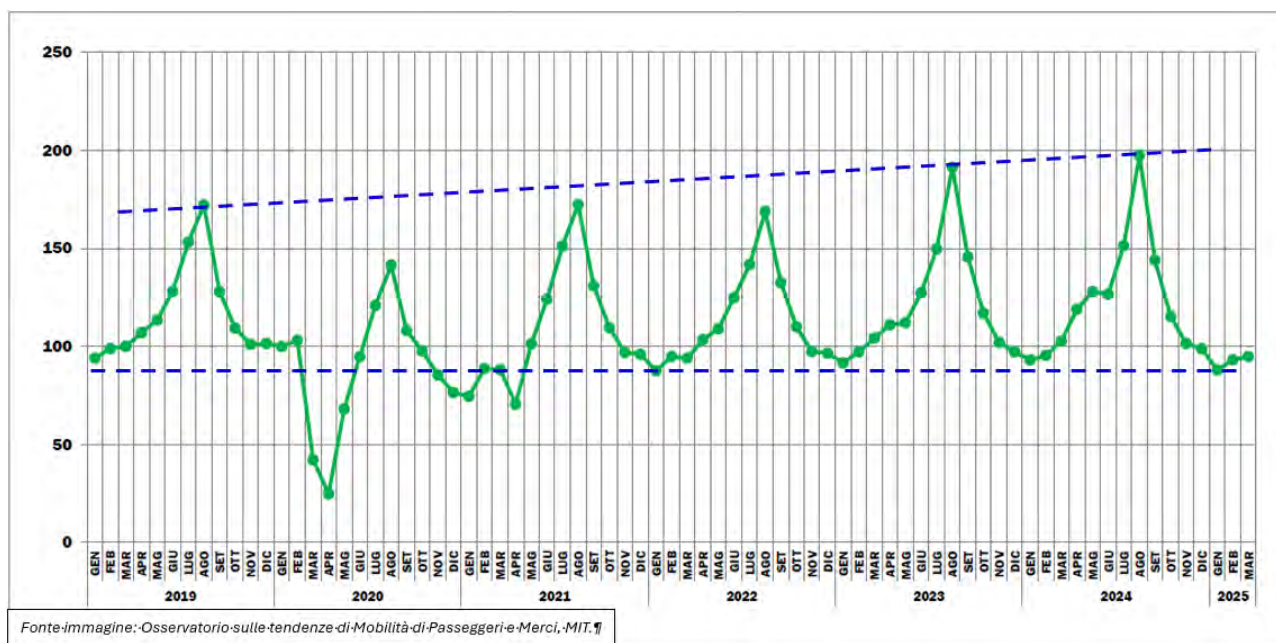


Figure 76: Traffici stradali giornalieri leggeri medi nel periodo da gennaio 2019 a marzo 2025. Dati presentati con la base 100 = valore medio settimana 6-12 gennaio 2020

Si osserva una marcata stagionalità, con incrementi ricorrenti nei mesi estivi (valori >170) e cali nei mesi invernali. Il periodo marzo–aprile 2020 e gennaio 2021 evidenzia riduzioni significative del traffico, attribuibili alle restrizioni pandemiche. Dal 2022 in poi, il traffico torna su livelli pre-pandemici, mantenendo una dinamica ciclica stabile con una tendenza crescente concentrata nel mese di agosto. Il picco è stato registrato ad agosto 2024 quando è stato raggiunto un valore doppio rispetto alla base.

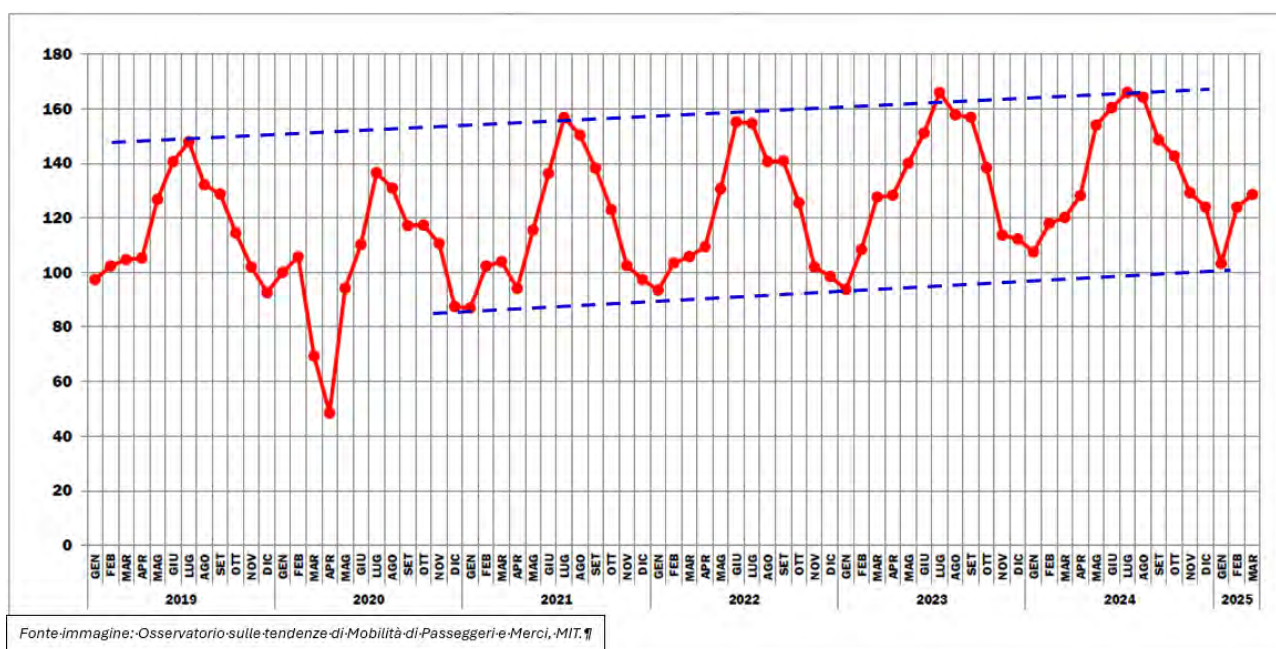


Figure 77: Traffici stradali giornalieri pesanti medi nel periodo da gennaio 2019 a marzo 2025. Dati presentati con la base 100 = valore medio settimana 6-12 gennaio 2020.

L'evoluzione de traffici stradali pesanti di Figure 77 mostra una ciclicità regolare, con variazioni stagionali meno accentuate rispetto al traffico leggero. I cali osservati nel primo semestre del 2020 e all'inizio del 2021 coincidono, anche in questo caso, con le restrizioni pandemiche. A partire dal 2022, il traffico è caratterizzato da valori superiori a quelli registrati nel periodo pre-pandemico e con una lieve tendenza generale alla crescita.

La Figure 78 riporta "la domanda di passeggeri su servizi di trasporto collettivo pubblico locale e della mobilità sostenibile su gomma e su ferro" annuale in Sardegna con riferimento agli anni 2019 – 2023. In questo periodo la domanda di passeggeri ha subito una riduzione iniziale seguita da una progressiva ripresa. Dopo il minimo registrato nel 2020 (valori sotto 70 milioni), si è osservato una crescita costante, con un incremento cumulato del +42% tra il 2020 e il 2023. Il volume del 2023 si colloca appena sotto il livello del 2019.

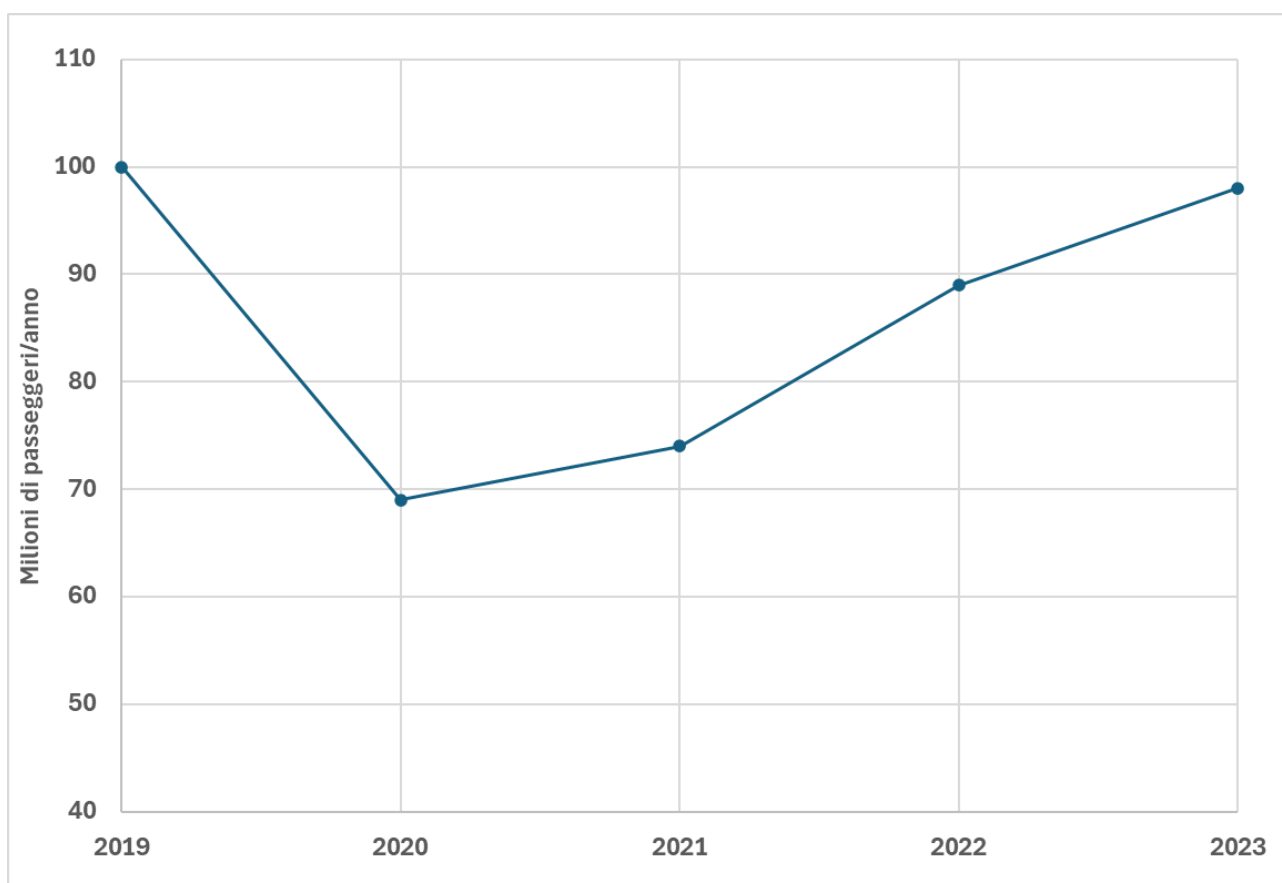


Figure 78: Domanda di passeggeri su servizi di trasporto collettivo pubblico locale su gomma e su ferro in Sardegna. Periodo 2019-2023. (Fonte: Ministero delle infrastrutture e dei trasporti)



Università degli Studi di Cagliari

## Analisi del vettore Idrogeno

In tale sezione vengono riportate le analisi sul potenziale inserimento del vettore idrogeno in coerenza con le linee di indirizzo comunitarie e nazionali sul settore.

### Contesto strategico e cornice del Green Deal

L'Unione Europea (UE) inquadra l'idrogeno come vettore energetico e come materia prima per la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate quali metallurgia e chimica di base, per trasporti pesanti e marittimi, a bilanciamento del sistema elettrico. L'obiettivo è il conseguimento della neutralità climatica al 2050, e la Comunicazione COM (2020) 301 ("A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe"), del luglio 2020, ha stabilito il perimetro applicativo e un primo piano di sviluppo articolato in fasi per sostenere la crescita della produzione e dell'utilizzo di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni nel breve-medio termine, come parte integrante del Green Deal europeo.

La strategia riconosce che, a fronte di un ruolo crescente dell'elettrificazione diretta, l'idrogeno, principalmente prodotto da fonti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) o da percorsi low-carbon di transizione sarà fondamentale per la decarbonizzazione dei processi produttivi e per fornire flessibilità al sistema energetico.

### Obiettivi quantitativi e fasi (2020–2050)

- 2020–2024: sostegno all'installazione di 6 GW di elettrolizzatori e alla produzione fino a 1 Mt/anno di idrogeno rinnovabile; avvio dei primi cluster industriali.
- 2025–2030: integrazione dell'idrogeno nel sistema energetico, con l'obiettivo di raggiungere 40 GW di elettrolizzatori e fino a 10 Mt/anno di idrogeno rinnovabile; realizzazione di reti, avvio di mercati e standard; penetrazione nei settori industriali e dei trasporti non elettrificabili. [
- 2030–2050: maturità tecnologica e dispiegamento su larga scala in tutti i segmenti hard-to-abate.

Il piano REPowerEU ha raddoppiato l'obiettivo al 2030: 20 Mt/anno di idrogeno consumato in UE, metà prodotto nell'Unione (10 Mt) e metà importato (10 Mt) sia in forma legata sia

tramite corridoi diretti di approvvigionamento. ***La Sardegna non sarà attraversata da corridoi di approvvigionamento.***

REPowerEU innalza anche l'obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili, fissando al 42,5% entro il 2030, e punta su idrogeno e elettrificazione per sostituire i combustibili fossili nell'industria.

## Quadro regolatorio: definizioni, certificazioni e mercato

### Definizione di idrogeno RFNBO

La Commissione europea ha esplicitato la definizione di idrogeno ottenuto da Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), prodotto tramite elettrolisi utilizzando elettricità rinnovabile ottenendo un risparmio del 70% di gas serra, escludendo la biomassa. Le condizioni sono l'uso di elettricità aggiuntiva (nuova capacità rinnovabile non distolta da altri usi), temporalmente (su base oraria) e geograficamente legata alla generazione; è inoltre richiesta una riduzione delle emissioni di gas serra (GHG)  $\geq 70\%$ , rispetto alla produzione da fonti fossili.

Il quadro tecnico-politico è però ancora in evoluzione: il Parlamento europeo ha richiesto maggiore flessibilità per accelerare gli investimenti mantenendo gli standard ambientali. Diversi stakeholders hanno segnalato difficoltà tecniche, come il time matching orario, incompatibile con la dinamica di funzionamento degli elettrolizzatori attualmente sul mercato.

### Pacchetto “Hydrogen & Decarbonised Gas Market” (Direttiva 2024/1788; Regolamento 2024/1789)

Adottato nel 2024, il Gas Package crea il primo quadro interno di mercato per l'idrogeno e i gas low-carbon. Tra gli elementi principali:

- Regole dedicate per le reti di trasmissione e distribuzione dell' $H_2$
- Definizione della terminologia e dei criteri di certificazione per il low-carbon hydrogen ( $\geq 70\%$  di riduzione GHG);
- istituzione dell'ENNOH (European Network for Network Operators of Hydrogen) e predisposizione dei piani decennali di sviluppo della rete  $H_2$ ;
- adozione da parte degli Stati membri entro metà 2026.

L'Italia sta recependo il pacchetto normativo europeo su idrogeno e gas low-carbon attraverso la Strategia Nazionale sull'Idrogeno, focalizzata su ricerca, innovazione e sviluppo della capacità produttiva (5 GW di elettrolisi entro il 2030), con l'obiettivo di integrare l'idrogeno rinnovabile nel mix energetico e decarbonizzare i settori industriali, in linea con gli obiettivi UE.

### Infrastrutture per la mobilità (AFIR 2023/1804)

Il regolamento AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation), in vigore dal 2024, stabilisce obiettivi vincolanti per lo sviluppo delle infrastrutture dedicate ai combustibili alternativi. Per l'idrogeno prevede stazioni di rifornimento pubblicamente accessibili ad una distanza massima di 200 km lungo le Reti transeuropee dei trasporti (TEN-T, core e comprehensive) e almeno una stazione in ogni nodo urbano entro 2030, con specifiche di portata e pressione e requisiti di interoperabilità.

La Sardegna non è inclusa nei corridoi principali. Tuttavia, nella lista dei nodi del corridoio Scandinavo - Mediterraneo risultano: i nodi urbani di Cagliari e Sassari, l'aeroporto di Cagliari (rete core), gli aeroporti di Alghero e Olbia (comprehensive), il porto di Cagliari nella rete core, e i porti di Carloforte, Golfo Aranci, La Maddalena, Olbia, Palau, Porto Torres e Portovesme.

### Standard, strumenti finanziari e di politica industriale

Dal 2023 la European Hydrogen Bank (EHB) adotta un meccanismo di aste a premio fisso in €/kg per sostenere la produzione di H<sub>2</sub> rinnovabile (nell'ultima tornata, anche low-carbon), con sostegno decennale alla produzione certificata da RFNBO e Auction-as-a-Service. La seconda asta, chiusa nel febbraio 2025, ha selezionato 15 progetti per un totale di €992 mln; la terza asta è stata lanciata fine 2025, e include un fondo dedicato ai settori per marittimo e aviazione.

Queste aste mirano a chiudere il delta costo rispetto ai combustibili fossili e ridurre i ritiri osservati nei primi round.

La ISO/TC 197 standardizza terminologia, metodi LCA di filiera H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub>/LOHC, requisiti di sicurezza per elettrolizzatori e stazioni), e la EN 16325 (2025) specifica i requisiti per le Garanzie di Origine (GO) dell'elettricità.

## Domanda finale, settori prioritari e politiche abilitanti

### Industria hard-to-abate (acciaio e chimica)

Acciaio: la transizione verso processi DRI-EAF alimentati con  $H_2$  rinnovabile rappresenta un pilastro delle roadmap nazionali ed europee per la decarbonizzazione del settore siderurgico. Anche se non di diretto interesse per la Sardegna, la transizione impatta settori che utilizzano i rifiuti di acciaieria (polo di Portovesme) e potenzialmente genera prassi e tecnologie per la metallurgia dei non ferrosi, ancora di interesse per il polo metallurgico del Sulcis.

Chimica di base: la sostituzione dell'idrogeno grigio impiegato nella produzione di ammoniaca e metanolo con idrogeno RFNBO è una priorità strategica, anche attraverso l'ammoniaca verde come vettore energetico e materia prima.

Sul fronte trade, l'UE ha introdotto il Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) per evitare l'importazione nel mercato unico di prodotti ad alto impatto di carbonio e mitigare il rischio di delocalizzazione di produzioni fuori EU (c.d. carbon leakage). Lo strumento principale è la tassazione dei prodotti come cemento, acciaio, alluminio, fertilizzanti, idrogeno ed elettricità.

### Trasporti

Mobilità stradale pesante e autobus: il dispiegamento delle stazioni di rifornimento a  $H_2$  previste da AFIR è essenziale per abilitare la diffusione dei veicoli elettrici a fuel-cell. Gli standard includono qualità del combustibile e rifornimento rapido a 700/350 bar, con copertura delle reti TEN-T e dei nodi urbani.

Marittimo/aviazione: la decarbonizzazione si concentra sull'impiego di derivati dell'idrogeno, come  $NH_3$  per il settore marittimo e e-kerosene per l'aviazione. Le aste della European Hydrogen Bank (EHB) includono basket dedicati a questi settori per accelerarne la maturazione tecnologica e commerciale.

### Sistema elettrico e flessibilità

L'idrogeno può contribuire alla flessibilità del sistema energetico in diversi modi, tra cui storage stagionale, compensando la variabilità delle rinnovabili, e copertura dei picchi di domanda, tramite riconversione in elettricità con fuel cells o generatori termici.

## Quadro di contesto della Sardegna

### Insularità energetica, decarbonizzazione e vincoli infrastrutturali

La Sardegna è un sistema energetico insulare con specificità logistiche e di rete. Storicamente non connessa al sistema nazionale di trasporto del metano (SNAM), l'isola ha basato il proprio mix energetico su carbone e combustibili (liquidi e gas) derivati dal petrolio. Per quanto riguarda l'idrogeno, i principali corridoi europei (European Hydrogen Backbone, EHB) non includono la Sardegna tra le tratte prioritarie al 2030.

L'assenza di dorsali H<sub>2</sub> sull'isola, e di integrazione con pipeline continentali implica la necessità di soluzioni locali, basate su elettrolisi alimentata da rinnovabili, con produzione prossima ai punti di consumo, logistica via gomma o tramite porti per H<sub>2</sub> o derivati (ammoniaca/metanolo), e forte integrazione elettrica col continente.

### Potenzialità dell'idrogeno elettrolitico in Sardegna: motivazioni tecniche ed economiche

#### *Motivazioni di sistema*

1. Security of supply: l'idrogeno prodotto in loco da elettrolisi riduce la dipendenza da importazioni di gas e dalle relative infrastrutture.
2. Decarbonizzazione hard-to-abate: sostituzione dell'H<sub>2</sub> grigio nei processi chimici, e-fuels (metanolo/ammoniaca) per mobilità marittima;
3. Allineamento regolatorio: l'H<sub>2</sub> (RFNBO) è normato da atti che definiscono criteri di addizionalità, correlazione temporale e geografica e una soglia minima di riduzione GHG, riducendo rischio di greenwashing e abilitando incentivi e aste (Hydrogen Bank).

#### *Vantaggi in contesto insulare*

- Eccellente risorsa rinnovabile: elevata radiazione solare, venti onshore/offshore competitivi, ampia disponibilità di aree industriali dismesse idonee alla co-location FV/EO + elettrolizzatori;
- Riduzione dei colli di bottiglia: in assenza di pipeline H<sub>2</sub>, l'elettrolisi produce al punto di consumo, mitigando i vincoli delle reti gas.

- Presenza di infrastrutture portuali e industriali: porti e aree produttive possono evolvere in hub per produzione, stoccaggio  $H_2$  e derivati, abilitando anche servizi di bunkering e logistica portuale/retroportuale;

### Stato dell'arte: progetti $H_2$ elettrolitico in Sardegna

Nonostante vantaggi e potenzialità, i progetti attivi o pianificati sono ancora limitati e spesso in ritardo rispetto ai piani di realizzazione previsti; per alcuni progetti è concreto il rischio di cancellazione



- Hyround (Sestu, Cagliari) – Italgas ha inaugurato (ottobre 2025) il primo impianto italiano di  $H_2$  verde direttamente connesso ad una rete di distribuzione cittadina. Rappresenta un dimostratore di blending e un tassello per future comunità energetiche  $H_2$ .
- Maffei Sarda Silicati & De Nora (Ossi, Sassari) – Hydrogen Valley su sito industriale dismesso, con elettrolizzatore da 1 MW (target 2026), produzione ~50 t/anno di  $H_2$  alimentata da FV 1,5 MW; uso come combustibile di processo e mobilità.
- Arst (Mandas) - Elettrolizzatore dedicato all'alimentazione dei treni Fuel-Cell di ARST sulla

linea Monserrato–Mandas–Isili.

- Sotacarbo s.p.a – (Carbonia) Produzione di idrogeno verde per l'alimentazione di una decina di autobus a idrogeno operanti nel Sulcis Iglesiente.
- Smartenergy (Porto Torres) – Progetto in tre fasi per lo sviluppo, la costruzione e il funzionamento di un impianto di produzione di idrogeno verde (con una capacità potenziale fino a 200 MW) nell'area industriale.

Inoltre, altre realtà industriali producono idrogeno elettrolitico, per esigenze di processo o come prodotto secondario, non classificabile come RFNBO, quali Matrica a Porto Torres (idrogeno di processo) e Società Chimica Assemini (idrogeno come prodotto secondario).

## Potenziali applicazioni

### Potenzialità dell'idrogeno come vettore termico

In Sardegna esistono diverse realtà produttive che utilizzano processi ad alta temperatura, per i quali l'elettificazione diretta non rappresenta un'opzione praticabile. I principali settori e impianti rilevanti sono:

- Cementeria di Samatzai – Heidelberg Materials (CA) Principale cementificio attivo dell'isola, dispone di forno rotativo per la produzione di clinker a circa 1450 °C.
- Cementeria Buzzi Unicem – Siniscola (NU) Lo stabilimento comprende cava, impianto di produzione e aree di lavorazione del clinker, con cottura in forno rotativo a circa 1450 °C
- Laterizi Impredil S.r.l. – Sardegna Produzione di laterizi da costruzione, con processi di essiccazione e cottura in forni ad alta temperatura.
- Fornaci Scanu S.p.A. –Guspini (SU) e Sestu (CA) Produttore di laterizi dotato di forni industriali per blocchi POROTON®, mattoni forati e tramezze, con cicli di cottura ad alta temperatura.
- Eurallumina – Portovesme - Produzione di allumina con fase centrale di calcinazione dell'idrossido di alluminio, tipicamente effettuata intorno ai 1000 °C.
- Polo metallurgico di Portovesme - Forni per piombo, zinco e altri trattamenti metallurgici, tutti caratterizzati da processi a temperature molto elevate.

L'idrogeno può essere un combustibile alternativo per questi processi: la sua combustione produce principalmente vapore acqueo e, se generato da elettrolisi alimentata da rinnovabili, elimina le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> dal combustore. Tuttavia, l'idrogeno presenta caratteristiche di fiamma più calda, più corta e con velocità di propagazione elevata, con minore emissività radiativa rispetto ai combustibili carboniosi. La sostituzione diretta dei

combustibili attualmente impiegati richiede interventi di modifica degli impianti, o l'adozione di co-firing come fase intermedia. Esistono nel mondo numerosi progetti pilota e dimostrativi che mostrano la fattibilità dell'impiego dell'idrogeno in processi ad alta temperatura. Alcuni esempi sono riportati di seguito:

- o Heidelberg Materials, nello stabilimento di Hanson Ribblesdale (UK) ha dimostrato che l' $H_2$  è impiegabile nel bruciatore principale del forno da clinker con una miscela  $\approx 39\%$   $H_2$  insieme a glicerina e biomasse; il clinker prodotto soddisfa i requisiti di composizione e prestazionali.
- o Iris Ceramica Group con Edison Next ha prodotto nel 2024 la prima lastra tecnica usando una miscela di  $H_2$  e metano in un forno hydrogen-ready, con una quota del 50% di  $H_2$  prodotto in situ tramite elettrolisi.
- o Nel Regno Unito, Ceramics UK, l'associazione di categoria dell'industria ceramica ha commissionato un forno pilota che opera al 100%  $H_2$  e ha avviato test su prodotti dei membri.
- o Rio Tinto & Sumitomo nella raffineria Yarwun (Gladstone, Australia) hanno in programma l'installazione di un elettrolizzatore on-site ( $\approx 2,5$  MW, 250–300 t  $H_2$ /anno) e il retrofit di uno dei quattro calcinatori con bruciatore a  $H_2$  (operatività prevista nel 2025). Il vapore prodotto dalla combustione di  $H_2$  può essere riciclato nel processo, aumentando il potenziale di decarbonizzazione fino a  $\sim 50\%$ .

## Potenzialità dell'idrogeno nel settore trasporti

### *TPL a media distanza*

L'idrogeno rappresenta una soluzione nei segmenti in cui l'elettrificazione diretta è complessa, costosa o tecnicamente limitata. In Sardegna questo riguarda il trasporto pubblico locale (TPL) a medio raggio, i treni operanti sulle linee a basso utilizzo e i collegamenti marittimi con le isole minori.

I bus a idrogeno offrono autonomie sufficienti per servizi urbani estesi e tratte extraurbane, senza necessità di ricariche prolungate. L'ARST ha in programma un progetto pilota per l'utilizzo di bus a idrogeno su una decina di mezzi, potenzialmente estendibile all'intera rete.

### *Trasporto stradale pesante*

In Sardegna la logistica interna e da/verso il continente dipende fortemente dal trasporto su gomma. La diffusione di mezzi a idrogeno è oggi limitata all'assenza di infrastrutture di rifornimento, ma la progressiva decarbonizzazione dei trasporti in EU potrebbe portare in

futuro ad una presenza di mezzi a idrogeno: i camion a celle a combustibile offrono infatti prestazioni che si avvicinano molto a quelle dei diesel, i modelli più avanzati raggiungono autonomie di 800–1200 km e tempi di rifornimento nell'ordine di 10–20 minuti.

#### *Treni su linee a basso utilizzo*

In Sardegna è prevista l'elettificazione delle principali linee ferroviarie (Cagliari-Golfo Aranci, Ozieri Sassari e Decimomannu Carbonia e Iglesias). Le linee gestite da ARST, spesso caratterizzate da bassi volumi di traffico, presentano costi elevati per la conversione alla trazione elettrica tradizionale. In questi scenari, i treni a idrogeno rappresentano una soluzione competitiva: silenziosi, con autonomia elevata, zero emissioni e adatti a linee lunghe ma non densamente trafficate.

Un primo esperimento è in corso sulla linea Monserrato–Mandas–Isili, e potrebbe essere una soluzione sulle altre tratte.

#### *Collegamenti con le isole minori*

A livello internazionale, i collegamenti marittimi locali stanno adottando soluzioni a celle a combustibile. Il caso più noto è la MV Sea Change, primo traghetto commerciale a idrogeno al mondo, operativo dal 2024 nella baia di San Francisco con autonomia di 550 km e fino a 16 ore di servizio prima del rifornimento. Una soluzione analoga potrebbe essere valutata per i collegamenti con le isole di San Pietro e La Maddalena, oltre che con l'Asinara e le linee turistiche stagionali.

#### *L'idrogeno nei porti sardi.*

I porti rappresentano uno dei contesti più adatti per avviare un utilizzo efficace dell'idrogeno rinnovabile, grazie a: elevata concentrazione di domanda energetica (mezzi portuali, logistica, camion, navi in manovra), disponibilità di spazi operativi e connessioni elettriche ad alta potenza, vocazione a diventare nodi energetici fra mare e retroporto.

In Sardegna non esiste un corridoio pipeline H<sub>2</sub>, e quindi i porti assumono il ruolo di entry point naturali per produzione locale, utilizzo diretto o, in prospettiva, import-export di vettori derivati.

La realizzazione di punti di alimentazione nei nodi portuali è comunque da prevedere.

### *H<sub>2</sub> per la logistica di banchina (mezzi portuali)*

I porti operano quotidianamente con macchinari energivori che normalmente funzionano a gasolio, con alto impatto atmosferico e acustico. L'H<sub>2</sub> consente di decarbonizzare rapidamente senza necessità di elettrificazione rigida, ridurre tempi di rifornimento rispetto alle batterie e aumentare l'autonomia per macchine ad alto utilizzo. I porti sardi dispongono di aree industriali e logistiche integrate, idonee a ospitare stazioni H<sub>2</sub> on site.

### *H<sub>2</sub> per la mobilità pesante terrestre (retroporto e collegamenti interni)*

L'AFIR prevede almeno una stazione H<sub>2</sub> in ogni urban node TEN-T entro il 2030. Cagliari, Sassari e Olbia sono urban nodes TEN-T: i porti diventano quindi luoghi ideali per installare le prime stazioni regionali utili a TPL e logistica.

### *H<sub>2</sub> per la navigazione portuale (Rimorchiatori, Pilotine, Battelli antinquinamento)*

Queste imbarcazioni operano su tragitti brevi, con ritorno alla base: condizione ideale per l'uso di H<sub>2</sub>. Gli scali di Cagliari e Porto Torres hanno traffici differenziati ma costanti. Il rifornimento avviene sempre in porto, consentendo un'infrastruttura H<sub>2</sub> centralizzata. La Commissione Europea considera i porti come luoghi prioritari per la transizione energetica e l'integrazione di nuove tecnologie.

### *Bunkering H<sub>2</sub> e derivati (LH<sub>2</sub>, ammoniac, metanolo, SMF)*

I porti sardi, soprattutto quelli in prossimità dei poli industriali, potrebbero offrire servizi di bunkeraggio per combustibili alternativi destinati alla navigazione.

### *Sustainable Aviation Fuels, Sustainable Maritime Fuels, e-chemicals*

I Sustainable Aviation Fuels (SAF) rappresentano oggi la leva più immediata ed efficace per ridurre l'impatto dell'aviazione, un settore difficile da decarbonizzare e responsabile di circa il 2,5% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>. I SAF sono drop-in, utilizzabili negli aeromobili e nelle infrastrutture attuali senza modifiche tecniche.

Accanto ai biocarburanti avanzati emergono gli e-SAF, prodotti da idrogeno verde e CO<sub>2</sub> catturata, tramite sintesi Fisher-Tropsch e successivi processi di raffinazione, con il vantaggio di una scalabilità potenzialmente maggiore. In sintesi, i SAF sono essenziali per la decarbonizzazione dell'aviazione e rappresentano la soluzione più matura disponibile oggi.

I combustibili alternativi per la navigazione stanno assumendo un ruolo centrale nella decarbonizzazione del settore marittimo, responsabile di circa il 3% delle emissioni globali di gas serra.

Diverse soluzioni sono proposte, tutte basate su idrogeno e carburanti derivati da esso, come metanolo verde e ammoniaca, considerati candidati per tratte più lunghe grazie alla maggiore densità energetica. Nessun combustibile alternativo è oggi in uso su larga scala, tuttavia, l'evoluzione tecnologica e le pressioni regolatorie stanno accelerando la transizione verso una flotta marittima a emissioni sempre più ridotte.

La Sardegna ha una potenzialità enorme, legata alla presenza di Saras/Sarlux, uno dei più grandi poli energetici d'Europa. Una raffineria di petrolio rappresenta uno dei siti industriali più vantaggiosi per ospitare processi power-to-X (PtX) e produzioni basate su idrogeno rinnovabile. Le sue caratteristiche strutturali, logistiche e infrastrutturali creano un contesto ideale per sviluppare e scalare tecnologie come e-fuels, e-methanol, green ammonia, e altri prodotti chimici sintetici.

Le raffinerie dispongono di utility centralizzate e connessioni elettriche ad alta potenza, oltre che di sistemi di sicurezza per operare con gas, liquidi infiammabili e sostanze pericolose. Logistica e connessioni esistenti possono essere facilmente riconvertite. Le raffinerie dispongono di operatori e ingegneri esperti in processi continui complessi.

L'indotto può essere riconvertito con relativa facilità: IMI Remosa è un esempio di scuola, uno stabilimento votato principalmente all'indotto per l'oil and gas che diversifica la sua produzione realizzando impianti di elettrolisi.

La transizione energetica rappresenta una sfida per la raffineria tradizionale, ma la trasformazione in hub PtX potrebbe creare nuove filiere di lavoro, rendendo il sito un polo strategico per la produzione chimica a basse emissioni.

## Conclusioni

La Sardegna presenta un caso unico in Italia: non è collegata alla rete gas nazionale. Ha una rete elettrica interconnessa con quella continentale, anche attraverso nuove infrastrutture in realizzazione per scambio elettrico ad alta potenza con Sicilia e continente. Ha potenzialità enormi sul fronte Rinnovabili. È fuori dai corridoi H<sub>2</sub> EHB.

Queste considerazioni evidenziano la necessità di sviluppare ecosistemi locali di produzione di idrogeno, basati sulla generazione in situ al servizio delle realtà produttive.



Università degli Studi di Cagliari

La Sardegna, proprio per i suoi limiti infrastrutturali storici, può diventare un laboratorio europeo per l'applicazione portuale dell'idrogeno: rinnovabili → elettrolisi → porti, senza passare da pipeline o reti gas tradizionali.

# Valorizzazione Energetica dei Rifiuti

## Metodologia e documenti di riferimento

Il documento è stato redatto sulla base delle norme, degli indirizzi e della pianificazione comunitari, nazionali e regionali richiamati ed analizzati nello stesso, nonché di scelte di impostazione scaturite dalla organizzazione complessiva del lavoro di redazione del presente PEARS e dei compiti affidati ai singoli sottogruppi di lavoro.

In primo luogo va precisato come l'attenzione sia stata incentrata su flussi, prodotti sul territorio regionale, classificati e/o gestiti come rifiuto ai sensi della normativa vigente. Con questo si intende dire che non sono stati considerati, in quanto oggetto del lavoro di un altro sottogruppo, tutti quei flussi che, pur secondari e di interesse energetico, ai sensi della normativa vigente:

- sono esclusi dalla disciplina dei rifiuti (ad esempio: *“gli sfalci e le potature effettuati nell'ambito delle buone pratiche colturali, utilizzati in agricoltura, nella silvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa, anche al di fuori del luogo di produzione ovvero con cessione a terzi, mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana”*, Art 185 del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152)
- sono classificati e gestiti sul territorio regionale prevalentemente come sottoprodotti (Art 184 bis del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152).

La trattazione è stata poi circoscritta a flussi di rifiuti di interesse energetico ed è stata distinta per origine, ovvero per

- rifiuti urbani
- rifiuti speciali.

I due ambiti sono molto diversi e non solo in termini di caratteristiche dei rifiuti e dei centri di produzione.

Per quanto riguarda i rifiuti urbani la pianificazione regionale ha un carattere più cogente, questo rende per certi versi più semplice monitorare in termini quantitativi i principali flussi

di interesse energetico, ovvero la frazione secca residua, la frazione organica biodegradabile dei rifiuti urbani (FORSU) ed il rifiuto verde di origine urbana, tutti gestiti all'interno del territorio regionale. Peraltro, per le frazioni dei rifiuti urbani oggetto di raccolta differenziata e destinate al riciclaggio viene sempre ammessa la libera circolazione sul territorio nazionale al fine di favorire il più possibile il loro recupero, pur privilegiando, anche con strumenti economici, il principio di prossimità agli impianti di recupero. Si rammenta, inoltre, che ai sensi del D. Lgs. n. 152/2006 non sussistono vincoli di bacino al trattamento dei rifiuti urbani in impianti di recupero energetico, che sono autorizzati fino alla massima potenzialità termica; tuttavia nei suddetti impianti deve comunque essere assicurata priorità di accesso ai rifiuti urbani prodotti nel territorio regionale fino al soddisfacimento del relativo fabbisogno e, solo per la eventuale disponibilità residua autorizzata, al trattamento di rifiuti urbani prodotti in altre regioni.

Al contrario, la pianificazione della gestione dei rifiuti speciali non può avere carattere "prescrittivo" come quella per i rifiuti urbani; pertanto la pianificazione regionale deve essere interpretata come un indirizzo che funga da orientamento delle azioni attuative da sviluppare a livello territoriale. I rifiuti speciali possono essere oggetto di attività di importazione verso il territorio regionale e di esportazione dallo stesso, anche da e per l'estero (import-export transfrontaliero). In particolare, i rifiuti speciali possono essere smaltiti in regioni differenti da quelle di produzione, fatto salvo il rispetto dei principi di prossimità e autosufficienza di cui all'articolo 182-bis. Si ricorda che con sentenza la Corte Costituzionale ha rilevato che per tali tipologie di rifiuti pericolosi e speciali non è possibile preventivare in modo attendibile la dimensione quantitativa e qualitativa del materiale da smaltire, fatto che, conseguentemente, rende impossibile "individuare un ambito territoriale ottimale che valga a garantire l'obiettivo dell'autosufficienza nello smaltimento". Tanto più che vi è la necessità, per determinate categorie di rifiuti (ad esempio quelli sanitari pericolosi), che lo smaltimento avvenga in strutture specializzate, non presenti in maniera omogenea sul territorio nazionale, e in proposito la Corte ha ribadito che, con riferimento all'articolo 182-bis, il requisito della "specializzazione" precede quello della "prossimità".

In generale, quindi, è più arduo monitorare e pianificare la gestione dei rifiuti speciali.

Ancora, pur essendo un insieme eterogeneo, i rifiuti urbani hanno una produzione di caratteristiche macroscopicamente omogenee sul territorio, con ovvie concentrazioni quantitative in corrispondenza dei centri abitati di maggiori dimensioni. Peraltro, la

produzione quantitativa di rifiuti urbani in una regione come la Sardegna risente delle tipiche fluttuazioni associate alla stagione turistica.

Al contrario, i rifiuti speciali sono prodotti secondo flussi in se e per se abbastanza omogenei, ma peculiari delle attività, tra le tante, che li originano. A titolo di esempio, i rifiuti da costruzione e demolizione non hanno pressoché nulla in comune con i fanghi di depurazione acque. Inoltre la produzione regionale è fortemente influenzata dalla presenza di grandi produttori ed estremamente soggetta alla congiuntura economica del momento in cui vengono raccolti i dati.

Un'altra chiave di lettura fondamentale risiede nel fatto che nella gerarchia di gestione dei rifiuti, la valorizzazione energetica va implementata solo in assenza di opzioni praticabili di recupero di materiali, le quali a loro volta devono seguire la prevenzione e la preparazione al riuso, ovvero: l'aumento di entropia del sistema e la perdita delle caratteristiche qualitative peculiari dei vari materiali devono essere rallentati il più possibile. Ciò non toglie che vi siano, come vedremo nel seguito, contesti specifici nei quali la valorizzazione energetica può essere applicata in piena sinergia e compatibilità con il recupero di materiali.

Nel redigere questa sezione del PEARS si è fatto sostanzialmente riferimento ai seguenti documenti/modalità di reperimento informazioni:

- Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti - Sezione Rifiuti Urbani - Aggiornamento - Allegato alla Delib.G.R. n. 4/145 del 15.2.2024 - Regione Autonoma della Sardegna
- 25° Rapporto sulla Gestione dei Rifiuti Urbani in Sardegna - Anno 2023 - Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Sardegna
- Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti - Sezione Rifiuti Speciali - Aggiornamento - Allegato alla Delib.G.R. n. 1/21 del 8.1.2021 - Regione Autonoma della Sardegna
- Rapporto Rifiuti Speciali - Edizione 2025 - ISPRA Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale
- Interlocuzioni dirette con tecnici dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente della Regione Sardegna, di enti pubblici e imprese coinvolte nella gestione dei rifiuti che, ancora una volta, si ringraziano sentitamente per la disponibilità e la collaborazione.

## Sintesi

Da un punto di vista energetico, il comparto gestione rifiuti ha una valenza duale.

Da un lato, infatti, si tratta di un comparto energivoro ed emissivo, sia nella componente impiantistica che, e per certi versi soprattutto, in quella legata al trasporto dei vari flussi verso le destinazioni intermedie e finali.

Si pensi ad esempio alla fase di raccolta, caratterizzata, soprattutto nei percorsi urbani, da numerose fermate, ripartenze, accelerazioni e frenate, aspetto accentuato nei sistemi di raccolta domiciliari (porta a porta). I percorsi di trasporto possono essere lunghi ed articolati, potendo prevedere la necessità di operare con un elevato numero di mezzi piccoli in zone a viabilità tortuosa, il trasferimento su mezzi più grandi, il conferimento presso centri di stoccaggio intermedio, di trattamento preliminare, di preparazione al trasporto su lunghe distanze fino alla destinazione finale. A volte i mezzi di raccolta e trasporto sono di vecchio tipo e grossa cilindrata, soprattutto quando i contratti di raccolta e trasporto risalgono a diversi anni prima.

Paradossalmente, un sistema moderno di gestione dei rifiuti basato sui principi di economia circolare è certamente più complesso, articolato, distribuito su distanze geografiche ampie, perché la interazione di più processi di trattamento è essenziale per favorire il recupero di risorse, migliorarne la qualità e quindi il valore sul mercato, ridurre la quantità di scarti finali da avviare a smaltimento.

Approssimativamente, un veicolo medio da 10 t per la raccolta con motore diesel può richiedere anche 1 l di gasolio/km di percorso in contesto urbano con produzione di CO<sub>2</sub> che può approssimare i 2,5-3 kg CO<sub>2</sub>/litro consumato.

Da un punto di vista impiantistico, alcuni processi, per esempio le selezioni ed i pretrattamenti delle frazioni da raccolta differenziata, possono essere fortemente energivori senza prevedere sezioni, invece, che consentono anche il recupero energetico.

Nel complesso, e con grande approssimazione, è ipotizzabile che la gestione complessiva dei rifiuti urbani e speciali prodotti in Sardegna, dalla raccolta in poi, richieda un consumo energetico nel campo delle diverse centinaia di GWh/anno.

Sebbene nel documento non venga trattata la tematica, troppo complessa, della stima dei consumi associati alla gestione dei rifiuti urbani e regionali prodotti sul territorio regionale, per quanto detto va sottolineato come il comparto della gestione rifiuti, siano essi urbani o speciali, sia chiamato ad uno sforzo che punti non solo a limitare gli impatti potenziali ed a recuperare risorse, ma anche ad efficientare il sistema da un punto di vista energetico.

Sarebbe necessario ottimizzare i percorsi di raccolta, razionalizzandoli e contestualizzandoli in modo aderente alla realtà urbanistica e viaria. Per molte utenze non domestiche (uffici pubblici, servizi, scuole, università ecc.) è possibile ipotizzare raccolte a chiamata piuttosto che basate su frequenze fisse concordate. Il servizio a chiamata potrebbe notevolmente usufruire di sistemi innovativi che consentono di rilevare il livello di riempimento dei contenitori delle varie frazioni, limitando il numero di svuotamenti e viaggi di mezzi poco carichi. Alcuni di questi sistemi sono in fase di valutazione sperimentale presso l'Università di Cagliari. È necessario che nel rinnovo degli appalti e dei contratti di raccolta venga sottolineata e premiata la scelta di mezzi elettrici o dotati di motori a gas. L'alimentazione dei mezzi di raccolta e trasporto rifiuti con biometano recuperato da rifiuti stessi sarebbe certamente più facile se i gestori degli impianti di digestione anaerobica e quelli dei servizi di raccolta coincidessero, come avviene per esempio nelle grandi aziende municipalizzate operanti soprattutto nel Nord Italia.

Sarebbe opportuno che venissero limitati i consumi energetici per trasporto sul continente ed i relativi impatti favorendo la chiusura del ciclo dei rifiuti sul territorio regionale. Si tratta di un obiettivo strategico presente anche nella pianificazione regionale di settore (PRGRU). Va detto in proposito che, per quanto riguarda le frazioni valorizzabili secche (ovvero escluso lo scarto alimentare) dei rifiuti urbani, sul territorio regionale la chiusura del ciclo con il riciclaggio è possibile solo per carta e cartone. In passato si sono registrati diversi tentativi per altre frazioni quali le plastiche e vetro, ma l'attività imprenditoriale ha risentito di diversi problemi, tra i quali certamente l'entità non particolarmente rilevante dei flussi in gioco. Un esempio di attività che potrebbe essere implementata senza risentire troppo dei quantitativi in gioco è la possibile valorizzazione sul territorio regionale del PLASMIX mediante produzione di combustibile solido secondario o mediante gassificazione; si ricorda che il PLASMIX è pari al 50% circa delle plastiche intercettate con la raccolta domiciliare.

Sarebbe opportuno che le attività energivore di trattamento, pretrattamento (ad esempio le selezioni sulle frazioni secche valorizzabili dei rifiuti urbani), smaltimento fossero affiancate

da interventi finalizzati alla produzione di energia rinnovabile, trattandosi, tra l'altro, di attività in genere ubicate in aree di basso pregio naturalistico, ambientale, storico.

Andrebbero perseguite sinergie tra processi energivori e produttori di energia. L'esempio più evidente è l'azione virtuosa che la Regione Sardegna sta portando avanti di conversione degli impianti di compostaggio in impianti di digestione anaerobica (con recupero di biogas/biometano). In proposito, andrebbero presi ad esempio, ed eventualmente replicati su varia scala laddove possibile, gli approcci del tipo piattaforma multifunzionale come quella CACIP/TECNOCASIC a Macchiareddu, nell'ambito delle quali si affiancano processi energivori (ad esempio il compostaggio o il pretrattamento meccanico biologico) ad altri che recuperano energia dai rifiuti come la digestione anaerobica e la termovalorizzazione.

Andrebbero cercate sinergie tra gestione dei rifiuti urbani e speciali: digestione anaerobica di FORSU e rifiuti agroindustriali, conferimento di rifiuti speciali idonei e non altrimenti valorizzabili ai termovalorizzatori per frazioni residuali dei rifiuti urbani, alla luce anche del fatto queste ultime si stanno, fortunatamente, riducendo di quantità grazie alle raccolte differenziate ad alta efficienza. Andrebbe certamente valutata la possibilità di ripristinare ed estendere la digestione anaerobica dei fanghi di depurazione, cosa che comunque non inficerebbe la valorizzazione mediante spandimento sui campi agricoli, così come l'ampliamento della capacità di digestione anaerobica dei SOA.

Ciò detto, e venendo all'oggetto principale della presente pianificazione di tipo energetico, il comparto della gestione rifiuti è anche in grado di consentire il recupero energetico da frazioni dei rifiuti urbani e da rifiuti speciali, per quanto vada ancora una volta sottolineato come le Direttive Europee e la legislazione nazionale privilegino nettamente il recupero di materiali.

In attesa della maturazione di altri processi (ad esempio e fra i vari, produzione fermentativa di bioidrogeno, gassificazione, carbonizzazione idrotermica ecc.), le possibilità di valorizzazione energetica dei rifiuti consistono nella produzione di biogas/biometano mediante digestione anaerobica di rifiuti organici biodegradabili e termovalorizzazione di rifiuti organici caratterizzati da basso contenuto di acqua e da elevato potere calorifico. Nel documento, queste modalità di valorizzazione energetica sono state esaminate separatamente per rifiuti urbani e speciali, evidenziando le possibili sinergie tra i due sub-

comparti in un contesto regionale che vede l'impiantistica di termovalorizzazione e digestione anaerobica per rifiuti dedicata in larga parte a quelli urbani.

Partendo dalla termovalorizzazione, il sotto-comparto regionale dei rifiuti urbani è dotato di 2 impianti: quello presente presso la piattaforma polifunzionale CACIP a Macchiareddu-Capoterra e quello ubicato in località Tossilo nel comune di Macomer. Entrambi gli impianti si caratterizzano per una piena adeguatezza tecnico-ambientale in quanto appena ammodernati (Tossilo) o in fase di ammodernamento (Macchiareddu, due delle tre linee a griglia) in linea con le BAT di settore. Entrambi sono destinati alla termovalorizzazione soprattutto della frazione residuale dei rifiuti urbani, ma possono trattare anche rifiuti speciali; in particolare, a Tossilo è previsto il trattamento anche di una quantità relativamente piccola di rifiuti sanitari, mentre presso l'impianto di Macchiareddu, oltre ad una terza linea sempre per rifiuti urbani non oggetto di ammodernamento, è presente anche una linea a tamburo rotante per rifiuti speciali.

A questi due impianti si affianca il piccolo inceneritore per rifiuti speciali di Elmas dedicato alla termodistruzione di rifiuti sanitari che, tuttavia e nonostante un progetto di ammodernamento, difficilmente potrà essere classificato come impianti di recupero energia termica R1.

Una volta completato anche l'ammodernamento dell'impianto CACIP di Macchiareddu, la potenzialità delle linee A, B e C sarà di circa 140.000 t/anno, mentre l'impianto di Macomer-Tossilo ha una potenzialità di circa 61.000 t/anno. La potenzialità complessiva risultante è in eccesso rispetto alle previsioni al 2029 del PRGRU di produzione di frazioni residuali dei rifiuti urbani. L'eccesso di potenzialità risultante si prevede che venga saturato in parte da rifiuti speciali legati alla gestione dei rifiuti urbani. La rimanente potenzialità sarebbe a disposizione per altre tipologie di rifiuti speciali non derivanti dalla gestione dei rifiuti urbani e idonei alla termovalorizzazione e potrebbe ulteriormente beneficiare sia di destinazioni alternative del rifiuto speciale PLASMIX derivante dalla selezione delle plastiche, sia dall'eventuale rifacimento e uso sistematico del forno rotante per speciali (linea R) presente presso la piattaforma CACIP di Macchiareddu. Tale ragionamento presupporrebbe, quindi, il mantenimento in condizioni operative adeguate anche della linea C, sia, di fatto, il rifacimento della linea R, entrambe presso la piattaforma CACIP di Macchiareddu. La disponibilità complessiva risultante coprirebbe la domanda di trattamento termico per rifiuti

speciali non derivanti dalla gestione dei rifiuti urbani riportata come inevasa nel PRGRS. La gestione dei due termovalorizzatori di Macchiareddu e Tossilo (rifiuti urbani residuali + rifiuti speciali idonei) risulterebbe in una produzione di energia elettrica che al netto dei consumi interni dovrebbe consentire anche la immissione in rete di energia elettrica. Tale possibilità, tuttavia, permanendo le condizioni attuali risentirebbe pesantemente delle limitazioni relative alla potenza cedibile alla rete elettrica nazionale dall'impianto di Macchiareddu, limitata ad un massimo di circa 6,3 MW<sub>e</sub> causa un collegamento in media tensione con la cabina primaria di E-distribuzione. Limiti contingenti a parte, il recupero energetico complessivo corrisponderebbe ad un recupero specifico lordo di circa 0,9 MWh<sub>e</sub>/t, ovvero un rendimento di conversione in energia elettrica del valore chimico del rifiuto che supera la soglia critica del 20% in virtù di accorgimenti quali la integrazione tra camera di combustione e caldaia, il raffreddamento ad acqua della griglia di combustione, la membranatura delle pareti della camera di combustione.

Da un punto di vista ambientale, gli interventi di revamping degli impianti di Macchiareddu-Capoterra e Tossilo-Macomer portano notevoli vantaggi in termini di controllo delle emissioni atmosfera, in virtù della adozione di accorgimenti quali la doppia sezione di depolverazione, l'uso a secco del bicarbonato per l'abbattimento dei gas acidi, la implementazione a fine linea di trattamento fumi di sezioni atte alla riduzione catalitica degli ossidi di azoto con contestuale effetto di ossidazione dei micro-inquinanti organici eventualmente sfuggiti alle sezioni di abbattimento ubicate a monte, nonché alla possibilità di realizzare sul territorio regionale impianti idonei alla valorizzazione delle scorie da combustione nell'ambito del settore delle costruzioni.

In sintesi, il sistema regionale di termovalorizzazione sarebbe in grado di soddisfare con adeguati presidi ambientali le esigenze previste al 2029 per il sotto-comparto dei rifiuti urbani con un margine di potenzialità in eccesso tale da consentire la termovalorizzazione anche dei rifiuti speciali idonei alla combustione prodotti sul territorio regionale. Tale scenario sarebbe incentrato sostanzialmente sulla piattaforma polifunzionale CACIP/TECNOCASIC di Macchiareddu/Capoterra e beneficerebbe grandemente dell'ammodernamento della linea C a griglia e della linea D a forno rotante in dotazione alla stessa. In termini di valorizzazione termica, interessanti sviluppi tecnologici potrebbero venire dall'applicazione sul territorio regionale della gassificazione a flussi specifici come ad esempio il PLASMIX derivante dalla selezione delle plastiche da raccolta differenziata; tale ipotesi non solo rappresenterebbe

un avanzamento importante dal punto di vista tecnico, ma conferirebbe ulteriore flessibilità al sistema di termovalorizzazione.

Per quanto riguarda il recupero di biogas/biometano da flussi di biomasse classificate come rifiuti, anche in questo caso si deve fare riferimento sostanzialmente al sotto-comparto dei rifiuti urbani; a conoscenza di chi scrive e alla luce delle interlocuzioni intercorse con i tecnici regionali dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente, non sono al momento operativi sul territorio regionale digestori alimentati con flussi di rifiuti speciali. Nel settore della gestione delle frazioni organiche biodegradabili dei rifiuti urbani, la Regione Sardegna ha da tempo avviato un programma di conversione tecnologica, basato sulle evidenze delle analisi di ciclo di vita e su quanto avviene in altre regioni e stati europei, che apre alla implementazione di sezioni di digestione anaerobica in impianti di compostaggio di qualità che rispettino, fondamentalmente, il requisito di potenzialità annua minima di 20.000 t/anno. Tale programma si articola su una pluralità di impianti ben distribuiti sul territorio regionale che si trovano in fasi diverse di attuazione. La fase più avanzata riguarda, aspetto da sottolineare positivamente, l'impianto più grande tra quelli regionali, ubicato presso la piattaforma polifunzionale CACIP/TECNOCASIC di Macchiareddu/Capoterra. A questi impianti si affianca una produzione, che però va progressivamente declinando, di biogas da discariche controllate.

I 5 impianti integrati di digestione anaerobici esistenti o in vari stadi della fase di valutazione sul territorio regionale assommano ad una potenzialità adeguatamente distribuita di 134.000 t/anno di FORSU/scarto alimentare e rifiuto verde urbano su un totale regionale di produzione stimata al 2029 di 246.010, ovvero pari a poco più del 50%; sono possibili variazioni, come ad esempio un incremento della potenzialità dell'impianto previsto nel Sassarese. A livello complessivo regionale, dalla valorizzazione mediante digestione anaerobica rimarrebbero escluse 112.010 t/anno relative ai bacini di Carbonia-Iglesias, Sud Sardegna, Nuoro, Ogliastra, privi di impianti dotati di sezioni di digestione anaerobica, ed ai deficit prevedibili per i bacini di Cagliari e Sassari; vanno inoltre considerati i picchi di produzione estiva dovuti al flusso turistico. Tra i bacini non interessati da impianti di digestione anaerobica, tenendo conto dei requisiti di potenzialità minima del PRGRU (20.000-25.000 t/anno), l'unico elegibile sarebbe il restante Sud Sardegna, che al 2029

potrebbe avere una produzione di 20.150 t/anno, ma si tratterebbe di realizzare un impianto a servizio di un territorio piuttosto esteso.

Il sistema di impianti integrati di digestione anaerobica e compostaggio per rifiuti urbani offrirebbe inoltre potenzialità di valorizzazione per rifiuti speciali di varia natura e provenienza che dovrebbe coprire il fabbisogno di trattamento di valorizzazione del tipo “R3c: riciclo/recupero di sostanze organiche (compostaggio)” segnalato nel PRGRS, fanghi di depurazione e SOA esclusi; peraltro, tale disponibilità si ridurrebbe se in parte venisse dirottata verso ulteriori flussi di rifiuti urbani.

Quattro impianti su cinque prevedono la produzione di biometano dal trattamento di upgrading del biogas prodotto.

Da un punto di vista ambientale, la integrazione di digestione anaerobica e compostaggio comporta diversi benefici, fra i quali:

- miglior bilancio energetico con produzione di energia rinnovabile
- miglior controllo delle emissioni e a costi minori, in particolare riduzione di quelle di CO<sub>2</sub>
- contenimento dei problemi olfattivi poiché le fasi maggiormente odorigene sono gestite in reattore chiuso
- miglior controllo degli impatti olfattivi anche durante il post-compostaggio aerobico poiché il digestato è già un materiale semi-stabilizzato
- minor impegno di superficie a parità di rifiuto trattato grazie alla maggior compattezza dell'impiantistica per la digestione anaerobica
- omogeneità di flussi (digestato) in ingresso alla fase aerobica.

Per quanto riguarda i fanghi di depurazione, la situazione in merito alla disponibilità di sezioni di digestione anaerobica presso gli impianti di depurazione non è del tutto chiara. Sulla base della relazione annuale sull'utilizzo dei fanghi di depurazione in agricoltura prodotta nel 2023 dalla Regione Sardegna, Assessorato della Difesa dell'Ambiente, Servizio Tutela dell'Atmosfera e del Territorio, è stata stimata una produzione regionale di circa 15.000 t/anno in sostanza secca. In coerenza con il PRGRS, è ipotizzabile che circa il 50% venga valorizzata direttamente con spandimento agricolo (pratica nettamente dominante al momento) e circa 50% mediante digestione anaerobica (cosa che non impedirebbe un successivo uso in agricoltura del digestato) da parte di un contesto impiantistico da definire.

Per quanto riguarda i SOA, dopo anni di grande difficoltà per il territorio regionale, è attualmente disponibile un impianto di potenzialità pari a 30.000 t/anno che produce biogas e compost di qualità. La produzione di biogas viene valorizzata con produzione di energia elettrica e termica. L'energia termica viene utilizzata per gli usi interni dell'impianto stesso, soprattutto il funzionamento in regime mesofilo del digestore; la energia elettrica prodotta eccede i consumi interni.

In prospettiva, è stata stimata la produzione complessiva di SOA sul territorio regionale, ed è emersa la possibilità di realizzare un secondo impianto gemello di pari potenzialità, con ubicazione possibilmente nell'area Nord dell'isola.

## Ipotesi di scenari

La definizione degli scenari evolutivi del sistema energetico rappresenta uno dei momenti fondamentali nell'attività di pianificazione giacché consente di delineare, a partire dalle possibili evoluzioni temporali della domanda di energia, quale sia l'impatto delle azioni programmate grazie all'uso di specifici indicatori.

Le stime associate alla domanda sono strettamente connesse alle previsioni di sviluppo economico, sociale, demografico, tecnologico, infrastrutturale e culturale di una comunità e, pertanto, devono tener conto di una molteplicità di fattori che non consentono di delineare univocamente delle traiettorie evolutive ma bensì degli scenari all'interno del quale si presuppone che lo stato futuro del sistema energetico sia contenuto.

Pertanto, la definizione delle possibili traiettorie della domanda è propedeutica allo sviluppo del processo di pianificazione e ne definisce i limiti esistenza all'interno dei quali valutare la fattibilità, l'efficacia e impatto delle azioni programmate dalla strategia e dalle linee di indirizzo indicate. La funzione di tale approccio metodologico è quello sia di valutare oggettivamente le azioni di piano sia di verificare che non incidano sulla sicurezza, affidabilità, resilienza e sostenibilità del sistema energetico regionale.

La definizione degli scenari è stata sviluppata in piena coerenza con gli strumenti di pianificazione sovraordinati ed in particolare del Piano Nazionale Integrato per L'Energia e il Clima (PNIEC-2024), seguendo le linee di indirizzo indicate nella DGR 39/29 del 10.10.2024, le informazioni fornite dagli operatori energetici attivi nel sistema energetico regionale nonché le iniziative in corso di realizzazione o in programma registrate dall'amministrazione della Regione Autonoma della Sardegna.

Nella definizione degli scenari è stato definito un orizzonte temporale coerente sia con il PNIEC 2024 sia con le linee di indirizzo della RAS che con il PRS 2024-2029. Pertanto, è stato assunto quale anno target di riferimento del PEARS il 2030.

Dunque, gli **scenari proposti assumono una connotazione di breve periodo**. Tale scelta è dettata dalla presenza di condizioni al contorno a livello nazionale e internazionale rapidamente mutevoli che introducono elementi di incertezza, vulnerabilità e insicurezza nel settore energetico che richiedono la disponibilità di strumenti di pianificazione flessibili, adattabili e rapidamente aggiornabili.

D'altra parte, l'adozione di scenari di medio/lungo periodo in un contesto regionale caratterizzato da una profonda trasformazione, sia lato domanda, sia lato produzione, sia lato infrastruttura e, la presenza di un contesto energetico nazionale e internazionale in continuo mutamento potrebbe introdurre elementi di rigidità pianificatoria non idonei a far fronte alle rapide trasformazioni a cui il sistema energetico locale è sottoposto, soprattutto in un ambito territoriale insulare, quale quello sardo, caratterizzato da differenti livelli di vulnerabilità.

Pertanto, l'adozione di scenari di breve periodo unitamente alla presenza di robusti strumenti di monitoraggio e aggiornamento del PEARS rappresentano l'ambito metodologico in cui il processo di pianificazione si colloca.

Lo strumento di pianificazione sovraordinato utilizzato per la definizione metodologica degli scenari è il PNIEC-2024 mentre il documento tecnico di descrizione degli scenari (DDS-2024)<sup>12</sup> ad esso collegato e sviluppato da TERNA e SNAM è stato utilizzato come base per rilevare le macro-azioni previste nell'attuazione del PNIEC a livello regionale.

Nello specifico la metodologia adottata per la definizione degli scenari utilizza alcuni parametri chiave quali l'evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali, l'andamento demografico, e le proiezioni dei prezzi internazionali delle fonti fossili e delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> sul mercato ETS e ESR (Effort Sharing Regulation).

Nello specifico assumono particolare rilevanza:

- l'evoluzione del contesto macroeconomico (PIL, popolazione, tasso di inflazione, ecc.);
- l'evoluzione dei costi delle commodities;
- la scelta dell'anno climatico di riferimento;
- la producibilità delle risorse rinnovabili;
- i limiti di transito fra le aree di mercato e con Paesi esteri.

Quale **anno climatico di riferimento è stato scelto il 2023** per differenti ragioni, tra le quali: la presenza di condizioni di energetiche e sistemiche critiche associate alla fermata e riavvio periodico di uno dei maggiori poli industriali della Sardegna<sup>13</sup>; la stabilizzazione del sistema produttivo e socioeconomico nel suo complesso della regione a seguito degli eventi pandemici. Inoltre, relativamente al 2023 sono disponibili i dati climatici e di producibilità

---

<sup>12</sup> Documento di Descrizione degli Scenari disponibile on line al seguente [link](#).

<sup>13</sup> Polo industriale di Sarroch – Raffineria Saras e Centrale Sarlux

delle FER, in linea con i valori medi registrati negli ultimi 10 anni, con risoluzione temporale oraria. Questi ultimi permettono una modellizzazione degli effetti di contemporaneità desiderati e quindi una valutazione degli effetti le variabili come temperatura, irraggiamento e ventosità che influenzano non solo la producibilità ma anche la domanda.

L'analisi comparativa tra i **parametri macroeconomici** indicati nel PNIEC come riferimento a livello nazionale per l'elaborazione degli scenari e i corrispondenti valori a livello regionale evidenzia una distanza tra i parametri demografici, economici e industriali che non consente una trasposizione diretta alla scala regionale degli scenari nazionali.

Pertanto, **è necessaria la definizione di scenari regionali** che siano calibrati sulle specificità regionali conservando la piena coerenza metodologica con il PNIEC.

Allo scopo di evidenziare quanto sopra indicato, si riportata nel seguito un confronto tra i principali parametri di riferimento utilizzati nel PNIEC e i dati disponibili.

Per quanto riguarda le previsioni macroeconomiche, il PNIEC riporta sia una stima nell'evoluzione della popolazione italiana sia una previsione sul PIL nel periodo 2020-2040 rappresentata nella Tabella 100.

Tabella 100: Evoluzione della popolazione e del PIL Italia per la definizione degli scenari (Fonte: PNIEC 2024)

|                       | 2020      | 2025      | 2030      | 2035      | 2040      |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Popolazione (milioni) | 59,6      | 58,9      | 58,8      | 58,6      | 58,5      |
| PIL (mln €2015)       | 1.573.680 | 1.817.198 | 1.886.931 | 1.942.484 | 2.053.348 |
| Tasso medio annuo PIL | -         | 2,92%     | 0,76%     | 0,58%     | 1,12%     |

Da questa si evince che l'evoluzione demografica italiana è stata considerata nell'elaborazione degli scenari PNIEC stazionaria dal 2025 al 2030 e che il tasso medio annuo di variazione del PIL al 2030 è stato assunto pari allo 0,75%.

L'analisi comparativa dei dati demografici registrati in Sardegna e il confronto con quelli nazionali, riportati in Figure 79: e Figure 80, evidenziano una tendenza demografica in Sardegna negativa più accentuata rispetto a quella nazionale e caratterizzata da una progressiva contrazione della popolazione residente. Le analisi demografiche stimano una riduzione della popolazione della Sardegna con tassi pari a circa il 0,5% anno.

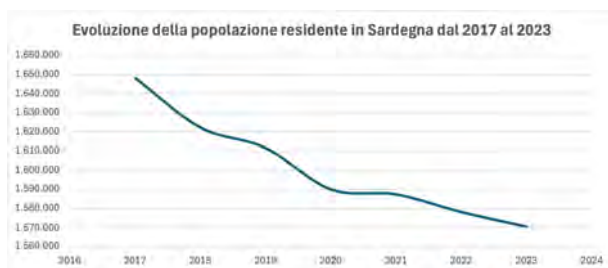


Figure 79: Evoluzione demografica della Sardegna dal 2017 al 2023 [fonte: Istat]

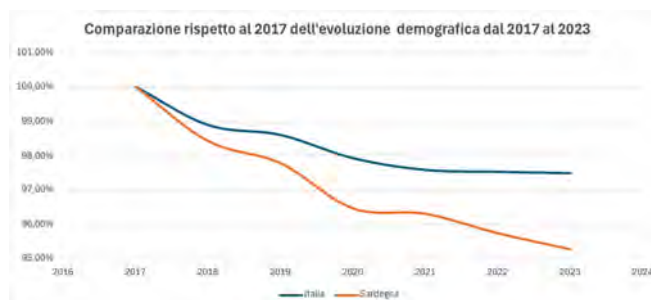


Figure 80 Analisi comparativa dell'evoluzione demografica italiana e sarda dal 2017 al 2023 [fonte: Istat]

Pertanto, la stima per il 2030 della popolazione residente in Sardegna è di circa 1.515.000 persone con una riduzione di circa 55.000 unità rispetto al 2023 corrispondente ad una contrazione di circa il 3,5%.

Inoltre, la composizione demografica mostra che il 60% della popolazione sarda ha un'età superiore ai 45 anni e l'indice di vecchiaia è tra i più alti d'Italia. Il numero di famiglie nel tempo è cresciuto ma a causa del basso tasso di natalità il numero medio di componenti per famiglie si è ridotto. Nel 2023 il numero medio di componenti per famiglia è stato di 2,1 e il numero di famiglie è stato di 747.335.

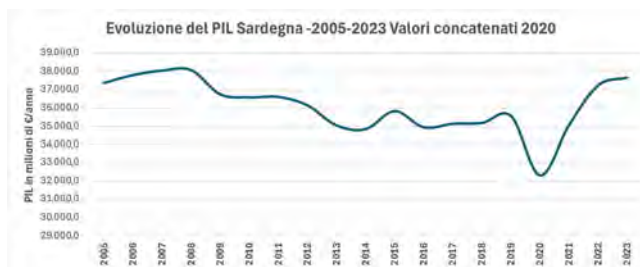


Figure 81: Evoluzione del PIL in Sardegna dal 2005 al 2023 a valori concatenati dell'anno 2020. [Fonte: Istat]



Figure 82: Confronto tra la variazione annua del PIL registrata dal 2006 al 2023 in Italia e in Sardegna. [Fonte: Istat]

I dati relativi all'evoluzione del PIL regionale e il confronto con le variazioni del PIL annuo tra Sardegna e Italia, sono riportati rispettivamente in Figure 81 e Figure 82:.

Tabella 101: Confronto tra i Valori Aggiunti settoriali espressi in termini percentuali e assoluti per la regione Sardegna con quelli italiani riportati nel PNIEC

|                    | Codice NACE   | Italia 2020 | Sardegna 2023 | Valore Aggiunto corrente Sardegna 2023 - milioni di € |
|--------------------|---------------|-------------|---------------|-------------------------------------------------------|
| Agricoltura        | A             | 2,2%        | 4,1%          | 1.518                                                 |
| Costruzioni        | F             | 4,51%       | 7,1%          | 2.648                                                 |
| Servizi            | GTU+E         | 75,21%      | 80,8%         | 30.039                                                |
| Settore Energetico | D+B+C19       | 2,3%        | 3,7%          | 1.388                                                 |
| Industria          | C escluso C19 | 15,77%      | 4,3%          | 1.591                                                 |

Il tasso di variazione annuo evidenzia un disallineamento tra i dati regionali e nazionali. Inoltre, vi è da registrare un valore del PIL del 2023 pari a quello del 2007 dopo un periodo di progressiva riduzione.

Il confronto tra i valori aggiunti settoriali indicati nel PNIEC a livello nazionale e quelli regionali, riportato in Tabella 101, evidenzia la specificità del sistema economico sardo. In particolare, il peso economico percentuale sul Valore Aggiunto del settore dei servizi è superiore rispetto a quello nazionale come quello associato al settore energetico a causa dell'incidenza sul comparto della raffinazione (C19). Mentre il peso percentuale del Valore Aggiunto del settore industriale escluso il settore energetico e della raffinazione è confrontabile con quello agricolo e nel confronto nazionale appare evidente la distanza tra il sistema industriale nazionale e quello regionale. Per la stima della variazione dei valori aggiunti nazionali sono stati utilizzati i tassi di crescita medi annui attesi espressi in termini percentuali e forniti dallo scenario di riferimento europeo così come indicato nel PNIEC.

Nello specifico per il periodo di riferimento 2025-2030 i settori industriale, dell'energia e agricolo sono caratterizzati da un tasso annuo di crescita del valore aggiunto dello 0,5%; mentre nel settore dei servizi e delle costruzioni il tasso annuo di crescita del valore aggiunto di è del 1%.

Per la valutazione dei prezzi internazionali dei combustibili fossili e delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> nel mercato ETS si è fatto riferimento ai parametri raccomandati dalla Commissione europea e riportati nella Tabella 102.

Tabella 102: prezzi internazionali delle commodity energetiche e delle quote di emissione ETS [Fonte: Commissione europea]

| Anno  | Petrolio | Gas      | Carbone  | CO2 ETS1   |
|-------|----------|----------|----------|------------|
|       | €2023/GJ | €2023/GJ | €2023/GJ | €2023/tCO2 |
| 2020* | 7,6      | 3,7      | 1,9      | 29         |
| 2021* | 12,5     | 18,1     | 4,5      | 65         |
| 2022* | 16,7     | 35,1     | 10,9     | 90         |
| 2023* | 12,5     | 10,9     | 4,4      | 92         |
| 2024  | 13,1     | 8,3      | 4,1      | 95         |
| 2025  | 12,4     | 9,4      | 4,1      | 95         |
| 2030  | 13,9     | 9        | 4        | 95         |

Negli scenari di valutazione degli impatti è opportuno tener conto anche dell'effetto del ETS2 associato all'ESR, ossia il nuovo sistema che a partire dal 2027 riguarderà le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dalla combustione nel trasporto stradale, negli edifici e nelle industrie energetiche e manifatturiere non ricadenti nell'attuale sistema ETS. Le stime di evoluzione dei prezzi delle quote di emissione ETS2 indicate dalla Commissione Europea sono riportate nella Tabella 103.

Tabella 103: Evoluzione dei prezzi delle quote di emissione ETS2

| Anno | ETS2       |
|------|------------|
|      | €2023/tCO2 |
| 2027 | 30         |
| 2028 | 50         |
| 2029 | 55         |
| 2030 | 55         |

Per quanto concerne il tasso di producibilità delle fonti energetiche rinnovabili sono stati assunti come riferimento i dati desunti dai bilanci energetici della regione Sardegna sviluppati da TERNA riferiti alla potenza efficiente lorda. Il confronto con i dati di scenario, riportati in Figure 84 rileva un sostanziale allineamento con il dato atteso per quanto riguarda la fonte eolica, pari a un valore medio nel periodo 2012-2024 di **1650 ore equivalenti** corrispondenti ad un "Capacity Factor" pari al 18,8 % a fronte di un valore medio nazionale del 15%. La producibilità registrata relativa al fotovoltaico risulta invece inferiore alle attese,

come emerge dalla Figure 83: e pari a **1200 ore equivalenti** corrispondenti ad un “Capacity Factor” pari al 13,7% a fronte di un valore di riferimento nazionale per le nostre latitudini del 16%<sup>14</sup>. L’anno di riferimento scelto evidenzia come il valore di producibilità del fotovoltaico e dell’eolico sia coerente con i valori medi nel periodo esaminato. Pertanto, ciò rafforza la scelta di utilizzare quale anno di riferimento il 2023 per la valutazione della producibilità delle fonti energetiche rinnovabili. In particolare, verranno utilizzati i dati di generazione degli impianti fotovoltaici ed eolici della Sardegna registrati su base oraria nell’anno di riferimento 2023 resi disponibili da Terna e Entso-E sulla piattaforma di condivisione dei dati energetici sviluppata in ottemperanza al Regolamento (UE) n. 543/2013 e accessibile attraverso [il link](#).

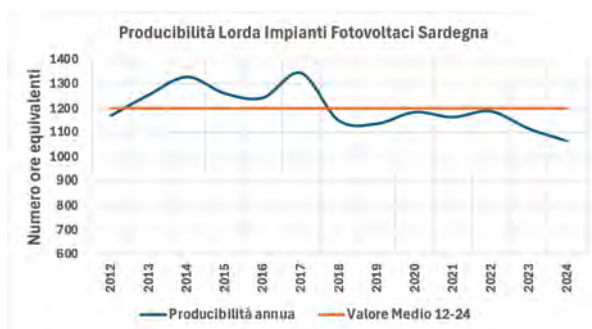


Figure 83:: Evoluzione della producibilità lorda degli impianti fotovoltaici in esercizio in Sardegna valutata con riferimento alla produzione immessa in rete

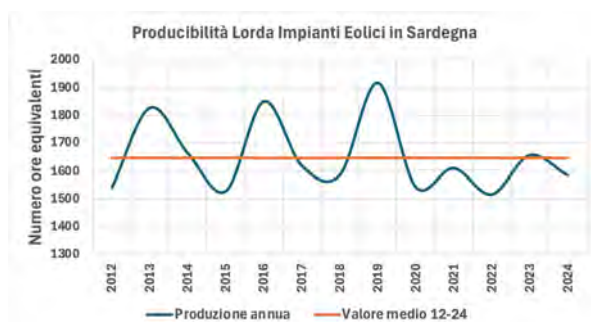


Figure 84: Evoluzione della producibilità lorda degli impianti eolici in esercizio in Sardegna valutata con riferimento alla produzione immessa in rete

La valutazione economica degli impianti di generazione verrà effettuata considerando sia i costi di investimento (CAPEX) sia i costi operativi e gestionali (OPEX).

Le metriche che vengono utilizzate per valutare e confrontare il costo di produzione dell’energia elettrica generata da differenti fonti energetiche e sistemi di conversione sono molteplici.

Quella più nota è il “Levelized Cost of Electricity” (LCOE). Essa rappresenta il prezzo medio minimo al quale l’elettricità prodotta dovrebbe essere venduta per sostenere tutti i costi associati all’impianto di produzione durante l’intero suo ciclo di vita.

Tuttavia, l’utilizzo di tale parametro è sempre più spesso messo in discussione giacché non considera gli effetti di alcuni elementi tecnici (quali ad esempio dispacciabilità, flessibilità, ecc.) che hanno un impatto economico di mercato e non sono valutati nel procedimento di calcolo del LCOE. Per tal ragione alcune agenzie di riferimento hanno introdotto altre

<sup>14</sup> Documento di Descrizione degli Scenari 2024 – Terna SNAM

metriche quale “Levelised Avoided Cost of Electricity” (LACE), suggerito dall'Energy Information Administration (EIA) degli Stati Uniti, e il Value-Adjusted LCOE (VALCOE), proposto dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE). Il LACE e il VALCOE sono più adatti per una valutazione e una comparazione delle prestazioni economiche delle diverse tecnologie di generazione di energia soprattutto in condizioni infrastrutturali critiche quali quelle insulari. Tuttavia, il loro calcolo richiede un notevole sforzo di modellizzazione giacché richiede la valutazione dell'impatto dell'impianto oggetto di valutazione all'interno del sistema elettrico in cui viene esercito.

Per una valutazione dei costi di investimento e dei costi operativi è stato utilizzato come riferimento il database aggiornato messo a disposizione dall'International Renewable ENergy Agency (IRENA)<sup>15</sup> e i cui valori sono riportati nella Tabella 104.

Tabella 104: Dati economici di riferimento utilizzati per la valutazione dei costi dei sistemi di generazione (fonte: IRENA)

|                                                   |           |           |
|---------------------------------------------------|-----------|-----------|
|                                                   |           |           |
| Total Installed Cost Eolico On Shore              | 1250-1520 | €/kW      |
| Operation and maintenance Cost                    | 40        | €/kW/anno |
| LCOE 2024 Eolico                                  | 45-70     | €/MWh     |
| Utility Scale Total Installed Cost PV 2024        | 700-900   | €/kW      |
| Operation and maintenance Cost PV                 | 6,5       | €/kW/anno |
| Utility Scale- LCOE 2024 PV                       | 46 - 60   | €/MWh     |
| Total Installed Cost PV 2024 – Impianti domestici | 1200-1600 | €/kW      |
| LCOE 2024 PV– Impianti domestici                  | 90-150    | €/MWh     |
| Total Installed Cost Eolico Off Shore             | 3000-3500 | €/kW      |
| Operation and maintenance Cost                    | 100       | €/kW/anno |
| LCOE 2024 Eolico Off Shore                        | 74-115    | €/MWh     |
| Sistemi di accumulo elettrochimico Utility scale  | 120-150   | €/kWh     |
| Costo Livellato dello Stoccaggio (LCOS)           | 60-70     | €/MWh     |
| Accumulo elettrochimico– Impianti domestici       | 400-800   | €/kWh     |

<sup>15</sup> Renewable Power Generation Costs in 2024 disponibile al seguente [link](#)

Sulla base di tali informazioni sono stati elaborati degli scenari di sviluppo della domanda di energia elettrica, termica e di mobilità per la Sardegna, a partire dai dati storici disponibili, sino al 2030.

Nello specifico è stato valutato il fabbisogno di energia elettrica rappresentato dalla somma di energia elettrica per “usi finali”, per “usi energetici” (energy sector) e le “perdite di rete”. La componente di fabbisogno energetico costituente gli usi energetici è costituita da quella quota di energia elettrica destinata alla produzione di un altro combustibile che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale (raffinazione, produzione idrogeno, ecc.). Tale precisazione è necessaria a seguito dell’aggiornamento della metodologia di calcolo riportata nella REDII e nella REDIII, funzionale alla verifica dei target di efficienza che si riferiscono ai consumi finali di tutti i vettori energetici.

Il Documento di Descrizione degli Scenari individua due traiettorie evolutive del fabbisogno elettrico nazionale denominate PNIEC Policy e PNIEC Slow riportate nella Tabella 105.

Tabella 105: Evoluzione del fabbisogno elettrico nazionale nei due scenari PNIEC Policy e PNIEC Slow – Fonte: PNIEC 2024

| TWh/anno               | 2023         | 2030         |              |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|
|                        | Storico      | PNIEC Policy | PNIEC Slow   |
| <b>Usi finali</b>      | <b>278,6</b> | <b>319,9</b> | <b>309,3</b> |
| Industria              | 107,1        | 115,1        | 112,2        |
| Civile                 | 162          | 172,8        | 172,3        |
| <b>Trasporti</b>       | <b>9,5</b>   | <b>32</b>    | <b>24,8</b>  |
| <b>Usi energetici</b>  | <b>8,7</b>   | <b>20</b>    | <b>16,6</b>  |
| Tradizionali           | 8,7          | 10           | 10,8         |
| Elettrolisi H2         | 0            | 10           | 5,8          |
| <b>Pertite di rete</b> | <b>18,2</b>  | <b>22</b>    | <b>20,7</b>  |
| <b>Fabbisogno</b>      | <b>305,5</b> | <b>361,9</b> | <b>346,6</b> |

In particolare, lo scenario **PNIEC Slow** è stato sviluppato ipotizzando un ritardo nella realizzazione delle misure previste dallo stesso **PNIEC Policy** per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

L’analisi degli scenari riportati evidenzia un incremento del fabbisogno complessivo di energia elettrica compreso tra il **13 e il 18 % a seconda dello scenario considerato**. Questo dato è il risultato di un incremento della domanda di energia elettrica nel settore

industriale con un tasso compreso tra l'1% e il 0,7% all'anno, nel settore civile del 0,8% all'anno e da un significativo incremento della domanda di energia elettrica nel settore dei trasporti (**triplicata in 7 anni**) e da **un raddoppio della domanda nel settore negli usi energetici** trainato da un significativo sviluppo dei processi di elettrolisi (**10-5,8 TWh/anno**). Si evidenzia che per il settore degli "usi energetici tradizionali" che nel caso regionale sardo assume un ruolo rilevante per la presenza di processi di raffinazione, **è previsto in incremento della domanda compreso tra il 15 e il 24 % rispetto al valore registrato nel 2023**. Le evoluzioni energetiche elettriche nei settori dei trasporti e civile sono basate sulle assunzioni dimensionali riportate nel Tabella 106.

Tabella 106: Ipotesi utilizzate a livello Nazionale per la definizione degli scenari evolutivi al 2030 nel settore elettrico e civile-  
Fonte PNIEC 2024

|                                     | 2023    | 2030         |            |
|-------------------------------------|---------|--------------|------------|
|                                     | Storico | PNIEC Policy | PNIEC Slow |
| <b>Settore Trasporti</b>            |         |              |            |
| <i>Veicoli elettrici [Mln]</i>      | 0,2     | 4,3          | 3          |
| <i>Veicoli plug-in [Mln]</i>        | 0,2     | 2,3          | 1,5        |
| <i>Autobus Elettrici [migliaia]</i> | 1,3     | 17           | 10,5       |
| <i>Camion elettrici [migliaia]</i>  | 0,1     | 30           | 15         |
| <b>Settore civile</b>               |         |              |            |
| <i>Pompe di Calore [Mln]</i>        | 2       | 4,6          | 4,2        |

Relativamente allo sviluppo dei sistemi di elettrolisi il Documento di Sviluppo degli Scenari fornisce delle indicazioni specifiche relative alle installazioni attese per la Sardegna entro il 2030 per i due scenari. In particolare, nello scenario PNIEC slow viene prevista l'installazione in Sardegna entro il 2030 di una potenza cumulata di elettrolizzatori pari a 100 MW nello scenario PNIEC Policy tale valore è pari a 200 MW.

Sulla base di tali elementi di pianificazione di natura sovraordinata e sulla base dell'aggiornamento dei dati di domanda dell'energia elettrica al 2024 sono stati elaborati tre scenari evolutivi della domanda di energia elettrica che hanno permesso di delineare tre traiettorie attese per il fabbisogno di energia elettrica della regione Sardegna.

I tre scenari sono stati definiti "**Scenario di Sviluppo Industriale**", "**Scenario di Riferimento**" e "**Scenario di Decarbonizzazione**".

**Lo Scenario di Sviluppo Industriale** è caratterizzato da un significativo incremento della domanda di energia elettrica nel comparto industriale superiore a quanto pianificato a livello

nazionale e associato all'implementazione di un piano di sviluppo industriale in corso di discussione a livello nazionale. Le ipotesi adottate per lo sviluppo dello scenario Sviluppo Industriale prevedono un incremento della domanda di energia elettrica del comparto industriale di 2 TWh/anno entro il 2030.

Relativamente al settore civile e terziario si è ipotizzato un'evoluzione del consumo per il settore civile stazionaria a causa di un bilanciamento tra gli effetti degli interventi di efficientamento programmati, la maggiore penetrazione dell'elettrificazione e la contrazione demografica. Per il settore terziario è stata ipotizzata un'evoluzione della domanda di energia da rete che segua i trend di riduzione registrati e legati all'implementazione di azioni di efficientamento diffuso e di autoconsumo istantaneo a cui va a sommarsi un significativo sviluppo delle attività di servizio nel settore dell'intelligenza artificiale. Nello specifico, in tale scenario è stata ipotizzato un incremento della domanda di 3 TWh/anno. Tale stima è stata effettuata considerando le comunicazioni pervenute alla RAS di installazioni di Data Center per potenze nominali cumulate di 600 MW.

Relativamente al **settore dei trasporti** si è ipotizzato un incremento della domanda di energia elettrica dovuto allo sviluppo del settore sia pubblico sia privato per circa 30.000 veicoli elettrici equivalenti, pari a circa 45 GWh/anno a cui sono stati aggiunte le attività di elettrificazione dei porti già pianificate e in corso di realizzazione per 75 MW per i quali è stato stimato un consumo atteso 100 GWh/anno.

Relativamente agli **Usi Energetici**, lo scenario di **Sviluppo Industriale** ipotizza la conservazione dell'attuale configurazione di domanda di energia elettrica per il settore tradizionale della raffinazione, corrispondente a 1,3 TWh/anno e il raggiungimento dell'obiettivo di installazione di 200 MW di potenza nominale di elettrolizzatori di cui è prevista nel DDS del PNIEC l'installazione in Sardegna entro il 2030 e dedicati alla produzione di idrogeno verde. La domanda annua stimata dagli elettrolizzatori dedicata alla produzione di idrogeno verde è pari a 1 TWh/anno.

Relativamente alla stima delle perdite di rete è stato considerato un modello che considera la valutazione delle perdite associate sia alla domanda ma anche alla variazione delle caratteristiche della natura della produzione che essendo intermittente e caratterizzata da valori di potenza significativa sull'attuale sistema di trasmissione e distribuzione determinerà inevitabilmente un incremento delle perdite. Si evidenzia inoltre che i valori indicati sono compatibili con i dati storici di perdita registrati in Sardegna nelle condizioni di carico ipotizzate.

Nello **scenario di riferimento** viene ipotizzata per il settore industriale un'evoluzione conservativa della domanda di energia elettrica, risultato di un bilanciamento tra le azioni di efficientamento energetico e di incremento della produttività delle imprese regionali.

Per il settore civile si è ipotizzato un livello di consumo nel 2030 paragonabile a quello registrato nel 2024 a causa della concomitanza degli interventi di efficientamento programmati, dello sviluppo dell'autoconsumo distribuito, della maggiore elettrificazione della domanda e della contrazione demografica. Per il settore terziario è stato ipotizzato un'evoluzione della domanda di energia da rete che segua le tendenze di riduzione registrati e legati all'implementazione di azioni di efficientamento diffuso e di autoconsumo istantaneo a cui va a sommarsi un moderato sviluppo delle attività di servizio nel settore dell'intelligenza artificiale. Nello specifico, in tale scenario è stata ipotizzato un incremento della domanda di circa 0,8 TWh/anno. Tale stima è stata effettuata considerando che dei 600 MW di installazioni previste, ne vengano realizzate solo una parte, corrispondenti ad una potenza cumulata di 100 MW.

Relativamente al **settore dei trasporti** si è ipotizzato un incremento della domanda di energia elettrica dovuta allo sviluppo del settore sia pubblico sia privato **per circa 10.000 veicoli elettrici equivalenti**, pari a circa 15 GWh/anno, a cui sono state aggiunte le attività di elettrificazione dei porti già pianificati e in corso di realizzazione per 75 MW, per i quali è stato stimato un consumo atteso 100 GWh/anno.

Relativamente agli **Usi Energetici** lo scenario di **Sviluppo Industriale** ipotizza la conservazione dell'attuale configurazione di domanda di energia elettrica per il settore tradizionale della raffinazione, corrispondente a 1,3 TWh/anno e il raggiungimento dell'obiettivo di installazione entro il 2030 di 100 MW di potenza nominale di elettrolizzatori secondo quanto previsto nel DDS del PNIEC relativi allo scenario **Policy Slow** per la Sardegna e dedicati alla produzione di idrogeno verde. La domanda di energia elettrica annua stimata dagli elettrolizzatori, dedicata alla produzione di idrogeno verde, è pari a 0,5 TWh/anno.

La stima delle perdite di rete è stata condotta utilizzando lo stesso modello di calcolo adottato per il precedente scenario. Le perdite non subiscono una variazione sostanziale essendo fortemente influenzata della potenza di generazione che si mantiene sostanzialmente invariata.

Nello **scenario di decarbonizzazione** viene introdotta una significativa azione di decarbonizzazione lato domanda e caratterizzata da un azzeramento della domanda di energia elettrica del comparto della raffinazione a seguito o del passaggio ad una configurazione di autoconsumo o di una modifica della struttura produttiva.

Per il **settore civile** si è ipotizzato uno **scenario identico a quello dello scenario di riferimento**. Per il settore terziario è stata assunta un'evoluzione della domanda di energia da rete che segua le tendenze di riduzione registrate e legate all'implementazione di azioni di efficientamento diffuso e di autoconsumo istantaneo a cui va a sommarsi un moderato sviluppo delle attività di servizio nel settore dell'intelligenza artificiale. Nello specifico in tale scenario è stato ipotizzato un incremento della domanda di circa 0,8 TWh/anno.

Relativamente al **settore dei trasporti** si è ipotizzato un significativo incremento della domanda di energia elettrica dovuto allo sviluppo del settore sia pubblico sia privato per circa 50.000 veicoli elettrici equivalenti, pari a circa 75 GWh/anno a cui sono state aggiunte le attività di elettrificazione dei porti già pianificate e in corso di realizzazione per 75 MW per le quali è stato stimato un consumo atteso 100 GWh/anno.

Relativamente agli **Usi Energetici**, lo scenario **di decarbonizzazione ipotizza** che la domanda di energia elettrica per il settore tradizionale della raffinazione passi a zero a causa di un azzeramento degli assorbimenti dalla rete o di cessazione delle attività di raffinazione, e il raggiungimento dell'obiettivo di installazione dei 100 MW di elettrolizzatori previsti nel DDS del PNIEC relativi allo scenario **Policy Slow** per la Sardegna e dedicati alla produzione di idrogeno verde. La domanda annua stimata dagli elettrolizzatori dedicata alla produzione di idrogeno verde è pari a 0,5 TWh/anno.

La stima delle perdite di rete è stata condotta utilizzando lo stesso modello di calcolo adottato per il precedente scenario. Le perdite non subiscono una variazione sostanziale essendo fortemente influenzate della potenza di generazione che si mantiene sostanzialmente invariata. Nella Tabella 107 viene riportato una sintesi degli scenari proposti.

Tabella 107: Rappresentazione dell'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica in Sardegna nei tre scenari considerati

| GWh/anno                         | 2023           | 2030                 |              |                   |
|----------------------------------|----------------|----------------------|--------------|-------------------|
|                                  | Storico        | Sviluppo Industriale | Riferimento  | Decarbonizzazione |
| <b>Usi finali</b>                | <b>5.942,5</b> | <b>10.900</b>        | <b>6.720</b> | <b>6.720</b>      |
| <i>Industria</i>                 | 1.403,8        | 3.400                | 1.410        | 1.410             |
| <i>Civile e terziario</i>        | 4.538,7        | 7.500                | 5.310        | 5.310             |
| <b>Trasporti</b>                 | <b>54,1</b>    | <b>200</b>           | <b>180</b>   | <b>230</b>        |
| <b>Usi energetici</b>            | <b>1.192</b>   | <b>2.300</b>         | <b>1.800</b> | <b>500</b>        |
| <i>Tradizionali</i>              | 1.192          | 1.300                | 1.300        | 0                 |
| <i>Elettrolisi H<sub>2</sub></i> | 0              | 1.000                | 500          | 500               |
| <b>Pertite di rete</b>           | <b>507,7</b>   | <b>1.200</b>         | <b>1.100</b> | <b>1.100</b>      |
| <b>Fabbisogno</b>                | <b>7.696,3</b> | <b>14.400</b>        | <b>9.800</b> | <b>8.500</b>      |

## Metodologia di sviluppo del Piano Energetico ed Ambientale

La metodologia adottata è in linea con quella seguita nello sviluppo del PNIEC e recepisce gli obiettivi e i traguardi nazionali nelle sue cinque dimensioni, di seguito riportate:

- dimensione della decarbonizzazione;
- dimensione dell'efficienza energetica;
- dimensione della sicurezza energetica;
- dimensione del mercato interno dell'energia;
- dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

La **dimensione della decarbonizzazione** assume nel contesto europeo una valenza strategica ed è disciplinata a livello sovranazionale da tre ambiti regolamentari principali:

- Direttiva ETS e legislazione ad essa correlata;
- Regolamento (UE) 2023/857, noto come Regolamento Effort Sharing (ESR) – che disciplina le emissioni dei settori trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, rifiuti e agricoltura- (obiettivo Italia - 43,7% rispetto ai livelli del 2005)

- Direttiva RED III - Riduzione delle emissioni e degli assorbimenti di carbonio nel settore dell'uso del suolo, del cambiamento di uso del suolo e della silvicoltura (LULUCF) (obiettivo Italia: assorbimento di oltre 35 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente al 2030)

Per poter raggiungere tali obiettivi nel 2030 sono previsti interventi volti ad incrementare l'uso delle fonti energetiche rinnovabili nel settore elettrico, termico e dei trasporti, unitamente ad **azioni di efficientamento energetico, altra dimensione fondamentale del PNIEC.**

Il combinato disposto delle azioni di riduzione dei consumi per unità di Valore Aggiunto e di incremento della quota di generazione di energia da fonti energetiche rinnovabili contribuirà in maniera sinergica alla progressiva riduzione del livello di emissioni.

Tuttavia, le attività antropiche non possono svolgersi in una condizione di emissioni nulle e pertanto le azioni disciplinate e pertinenti all'ambito del LULUCF hanno l'obiettivo di aumentare progressivamente le attività di assorbimento del sistema naturale associandogli un valore e accompagnando in tal maniera la Comunità Europea e l'Italia a raggiungere la condizione di neutralità climatica entro il 2050.

In tale contesto la dimensione della decarbonizzazione rappresenta un fattore di sintesi e di valutazione olistica della corretta implementazione sistemica delle azioni svolte. Le azioni sviluppate nelle altre dimensioni trovano nella decarbonizzazione il parametro di valutazione strategico di sintesi che rappresenta la corretta organicità e sinergia delle azioni implementate nelle altre dimensioni.

La **dimensione della Sicurezza Energetica** assume in Europa un ruolo fondamentale per garantire al processo di transizione energetica in atto stabilità e continuità, potenziandone virtuosamente l'effetto. Infatti, la decarbonizzazione contribuisce al rafforzamento della sicurezza energetica giacché è destinata a diminuire la dipendenza europea dalle forniture energetiche di tipo fossile attraverso l'utilizzo di risorse endogene rinnovabili e, pertanto, è naturalmente orientata a garantire la sicurezza energetica in condizioni di adeguatezza infrastrutturale.

Tuttavia, affinché il processo di decarbonizzazione possa svolgersi secondo i criteri di equità, equilibrio, libera concorrenza e non discriminazione, principi propri della Comunità Europea, è necessario che vengano garantite condizioni idonee ad accompagnare il

processo di transizione e tra queste vi è la sicurezza del sistema di approvvigionamento energetico. Ciò richiede un rafforzamento delle interconnessioni e delle infrastrutture energetiche e una diversificazione delle aree di approvvigionamento delle fonti fossili, condizione cardine per garantire la sicurezza energetica.

Altro elemento integrativo per la sicurezza energetica è l'adeguatezza del sistema energetico e in particolare di quello elettrico che si avvia a divenire tra le principali infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia.

L'adeguatezza è la capacità del sistema di soddisfare la domanda di energia degli utenti in ogni momento e condizione operativa. Appare evidente che la transizione non dovrà e non potrà condurre ad un sistema energetico caratterizzato da livelli qualitativi nella fornitura inferiori rispetto a quelli attuali.

A tale scopo, viene auspicata una grande attenzione alla resilienza dei sistemi energetici.

I concetti sopra esposti assumono una rilevanza particolare per quelle aree europee vulnerabili quali quelle insulari per le quali la sicurezza e la resilienza assumono una rilevanza strategica per il corretto ed armonico sviluppo delle proprie attività economiche e sociali.

Altro elemento di rilievo è la **dimensione del mercato interno** il cui obiettivo è promuovere l'integrazione dei mercati energetici europei allo scopo sia di migliorarne l'efficienza e la competitività sia la sicurezza e l'adeguatezza.

Tuttavia, perché gli obiettivi di decarbonizzazione possano essere raggiunti è necessario che i consumatori abbiano accesso alle fonti rinnovabili a costi ragionevoli. Gli strumenti individuati a livello comunitario per tale scopo sono:

- il rafforzamento del processo di integrazione dei mercati;
- la promozione del ruolo attivo della domanda;
- l'aumento della flessibilità del sistema energetico;
- lo sviluppo di nuovi e più efficienti strumenti di contrattualizzazione a termine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e delle risorse di accumulo (CFD o PPA).

Infine, vi è la dimensione della ricerca, innovazione e competitività che definisce obiettivi che consentono di introdurre rapidamente sul mercato tecnologie funzionali sia al raggiungimento dei target del Green Deal sia al rinforzo della competitività industriale nazionale. All'interno del periodo 2024-2030, l'attenzione di tale dimensione è rivolta alle tecnologie a zero emissioni nette caratterizzate da un livello di Technology Readiness Levels

(TRL) pari ad 8 o superiore. Quindi le tematiche di interesse riguardano le tecnologie già disponibili commercialmente, quali: solare fotovoltaico e termico, eolico onshore e rinnovabili offshore, batterie/stoccaggio, pompe di calore e tecnologie dell'energia geotermica, elettrolizzatori e celle a combustibile, biogas/biometano sostenibile, cattura e stoccaggio del carbonio, tecnologie di rete.

Sulla base di tale impostazione metodologica sono stati identificati gli obiettivi del PNIEC che sono riportati nella Tabella 108 e sono state definite le traiettorie di evoluzione relative alla riduzione delle emissioni nei settori ETS, ERS e gli assorbimenti che indicano un incremento della quota di assorbimento pari a circa 28,4 MtonCO<sub>2</sub>.

Come evidenziato nella descrizione delle dimensioni di decarbonizzazione, ciò verrà conseguito attraverso l'azione congiunta di un incremento della quota di fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali lordi secondo l'evoluzione riportata nella Tabella 109 allo scopo di raggiungere entro il 2030 a livello nazionale una quota di consumi di energia da fonte rinnovabile sul totale del consumo pari al 39,4%. Le azioni sono differenti a seconda dei settori di consumo considerati. Nello specifico, vengono indicati degli obiettivi intermedi nei settori elettrico, termico e della mobilità, con obiettivi al 2030 di copertura della domanda con fonti energetiche rinnovabili rispettivamente pari al 63,4% 35,9% e 34,2% .

Nelle Tabelle e nei corrispondenti grafici vengono riportate quali sono le macro-azioni con cui si intende raggiungere tali obiettivi. Nello specifico, nel settore elettrico il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione è affidato principalmente ad un incremento della produzione da fonte solare ed eolica (vedi Tabella 110) ed una progressiva riduzione della quota associata alla produzione da bio-energie. Per il settore termico il conseguimento dell'obiettivo è associato all'utilizzo delle bio-energie, del bio-metano e dall'intensificazione dell'uso delle pompe di calore (vedi Tabella 112) . Il settore dei trasporti è quello che presenta le condizioni di partenza più critiche per quanto concerne la quota di consumo da FER, e per il quale è richiesto nel PNIEC il maggior sforzo. A tal riguardo il PNIEC prevede di triplicare rispetto al 2022 l'uso di bio-carburanti che rappresenterebbero la quota principale (11% del consumo totale nei trasporti) e di aumentare rispetto al 2022 di 4,6 volte il consumo di elettricità da FER per il trasporto, raggiungendo nel 2030 una percentuale di consumo pari a circa il 3,1% (Tabella 111). Tra i vettori energetici da utilizzare per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel settore dei trasporti è prevista anche l'introduzione nel settore stradale, ferroviario e aeronautico del idrogeno verde (RFNBO) per una quota pari a 390 kTep corrispondenti a 137 kTon di idrogeno verde. Altro settore coinvolto

dall'utilizzo dell'idrogeno verde è il settore industriale “Hard to Abate “ per il quale è previsto al 2030 un utilizzo pari a 330 kTep corrispondenti a 115 kTon di idrogeno. Una sintesi degli utilizzi dell'idrogeno verde è riportata in Tabella 113

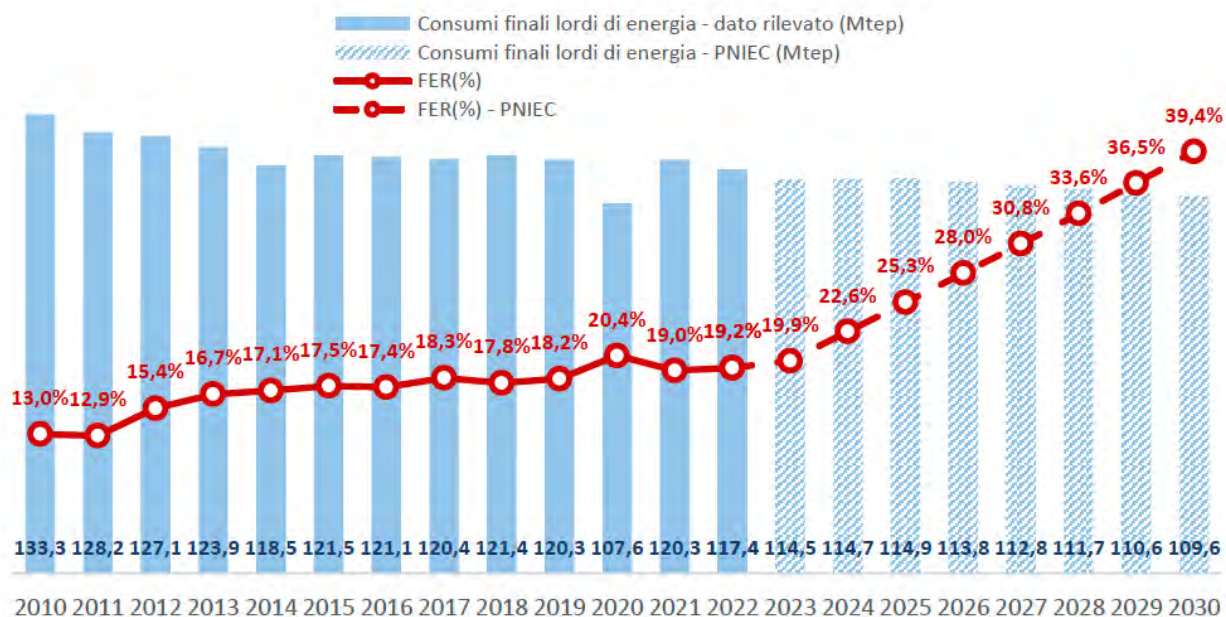
Tabella 108: Indicatore di Obiettivi PNIEC

|                                                                                                | Unità di misura      | Dato 2022 | PNIEC 2024.<br>Scenario di<br>riferimento 2030 | PNIEC 2024<br>Scenario di<br>policy 2030 | Obiettivi FF55 /<br>REPowerEU     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-----------|------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------|
| <b>Emissioni e assorbimenti di gas serra</b>                                                   |                      |           |                                                |                                          |                                   |
| Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS                 | %                    | -45%      | -58%                                           | -66%                                     | -62%                              |
| Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR                                              | %                    | -20%      | -29,30%                                        | -40,60%                                  | -43,7%<br>(vincolante)            |
| Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF                                                      | MtCO <sub>2</sub> eq | -21,2     | -28,4                                          | -28,4                                    | -35,8 (vincolante)                |
| <b>Energie rinnovabili</b>                                                                     |                      |           |                                                |                                          |                                   |
| Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia secondo RED III                    | %                    | 19%       | 26%                                            | 39,40%                                   | 38,70%                            |
| Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti                      | %                    | 8%        | 15%                                            | 34,2%                                    | 29% (vincolante<br>per operatori) |
| Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento            | %                    | 21%       | 24%                                            | 35,9%                                    | 29,6% - 39,1%<br>(vincolante)     |
| Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico                               | %                    | 37%       | 53%                                            | 63,4%                                    | n.p.                              |
| Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria                 | %                    | 0%        | 4%                                             | 54,0%                                    | 42% (vincolante)                  |
| <b>Efficienza energetica</b>                                                                   |                      |           |                                                |                                          |                                   |
| Consumi di energia primaria                                                                    | Mtep                 | 140       | 133                                            | 123                                      | 111                               |
| Consumi di energia finale                                                                      | Mtep                 | 112       | 111                                            | 102                                      | 93                                |
| Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica |                      | 3,8       |                                                | 73,4                                     | 73,4 (vincolante)                 |

Per quanto riguarda le azioni di efficientamento energetico sono previsti degli obiettivi annuali ben definiti e riportati nella Tabella 114, che dovrebbero consentire di conseguire entro il 2030 un risparmio energetico cumulato di 73,42 Mtep come sintetizzato dalla Tabella 114.

Tabella 109: Ripartizione della produzione di FER destinata al consumo nei settori elettrico, termico e dei trasporti Consumo finale lordo e suo rapporto. valori espressi in kTep (Fonte: PNIEC 2024)

| ktep                                                              | 2021           | 2022           | 2025           | 2030           |
|-------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>Numeratore – Consumi finali lordi di energia da FER</b>        | <b>22.819</b>  | <b>22.568</b>  | <b>29.104</b>  | <b>43.174</b>  |
| Produzione lorda di energia elettrica da FER                      | 10.207         | 10.370         | 13.624         | 19.585         |
| Consumi finali di FER per riscaldamento e raffrescamento          | 11.061         | 10.626         | 12.490         | 17.634         |
| Consumi finali di FER nei trasporti                               | 1.552          | 1.573          | 2.990          | 5.955          |
| <b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi di energia</b> | <b>120.340</b> | <b>117.448</b> | <b>114.917</b> | <b>109.563</b> |
| <b>Quota FER complessiva (%)</b>                                  | <b>19,0%</b>   | <b>19,2%</b>   | <b>25,3%</b>   | <b>39,4%</b>   |



PNIEC2024)

Figure 85: Evoluzione del rapporto tra Consumo di fonti rinnovabili totale e Consumo Finale Lordo totale in Italia (Fonte:

Tabella 110: Ripartizione della produzione di FER-E destinata al consumo nel settore elettrico, e consumo finale lordo di energia elettrica e suo rapporto in Italia. Valori espressi in TWh (Fonte: PNIEC2024). \*\* La potenza geotermoelettrica attesa potrà essere incrementata; \*\*\* comprende anche la potenza la cui produzione sarà destinata agli elettrolizzatori

|                                                                   | 2021         | 2022         | 2025         | 2030         |
|-------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Numeratore – Produzione di energia elettrica lorda da FER*</b> | <b>118,7</b> | <b>120,6</b> | <b>158,4</b> | <b>227,8</b> |
| Idrica (effettiva)                                                | 45,4         | 28,4         |              |              |
| Idrica (normalizzata)                                             | 48,5         | 48,1         | 47,5         | 46,9         |
| Eolica (effettiva)                                                | 20,9         | 20,5         |              |              |
| Eolica (normalizzata)                                             | 20,3         | 21,0         | 30,8         | 64,8         |
| Geotermica                                                        | 5,9          | 5,8          | 7,3          | 7,5          |
| Bioenergie**                                                      | 19,0         | 17,5         | 15,8         | 10,9         |
| Solare ***                                                        | 25,0         | 28,1         | 57,0         | 97,6         |
| <b>Denominatore - Consumo interno lordo di energia elettrica</b>  | <b>329,8</b> | <b>325,1</b> | <b>334,0</b> | <b>359,3</b> |
| <b>Quota FER-E (%)</b>                                            | <b>36,0%</b> | <b>37,1%</b> | <b>47,4%</b> | <b>63,4%</b> |

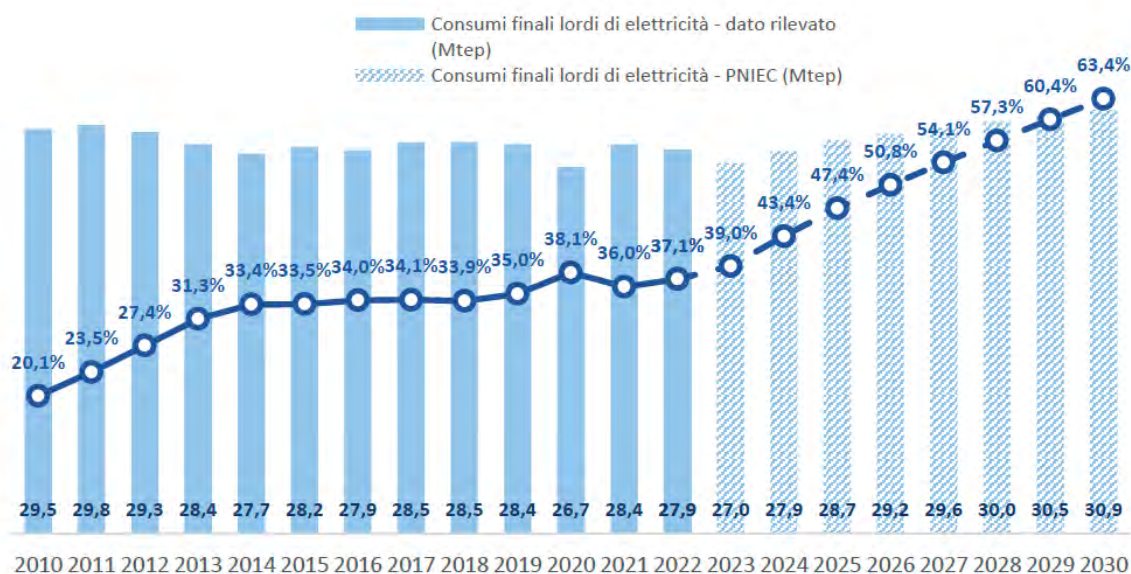


Figure 86 :Evoluzione del rapporto tra Consumo di fonti rinnovabili elettriche e Consumo Finale Lordo elettrico in Italia (Fonte:PNIEC2024)

Tabella 111: Ripartizione in Italia della produzione di FER-T destinata al consumo nel settore Trasporti, e consumo finale lordo del settore trasporti e suo rapporto – valori espressi in kTep (Fonte:PNIEC2024)

|                                                          | coeff.<br>RED III dal<br>2021 | 2021          | 2022          | 2025          | 2030          |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Numeratore - Energia da FER</b>                       |                               | <b>3.283</b>  | <b>3.477</b>  | <b>6.381</b>  | <b>14.529</b> |
| Biocarburanti liquidi                                    |                               | 1.415         | 1.388         | 2.501         | 4.687         |
| - di cui single counting                                 | 1                             | 213           | 98            | 629           | 977           |
| - di cui double counting                                 |                               | 1.202         | 1.291         | 1.872         | 3.710         |
| di cui su strada/ferro                                   | 2                             | 1.202         | 1.291         | 1.781         | 3.475         |
| di cui in navi o aerei                                   | 2,4                           | 0             | 0             | 90            | 235           |
| Biometano                                                |                               | 137           | 180           | 478           | 877           |
| - di cui single counting                                 | 1                             | 0             | 5             | 0             | 0             |
| - di cui double counting                                 |                               | 136           | 180           | 478           | 877           |
| di cui su strada/ferro                                   | 2                             | 136           | 185           | 467           | 817           |
| di cui in navi o aerei                                   | 2,4                           | 0             | 0             | 11            | 59            |
| Elettricità da fonti rinnovabili                         |                               | 270           | 287           | 495           | 1.332         |
| - di cui nel trasporto su strada                         | 4                             | 14            | 19            | 121           | 609           |
| - di cui nel trasporto su ferro                          | 1,5                           | 163           | 178           | 263           | 567           |
| - di cui in altri tipi trasporto                         | 1                             | 93            | 90            | 111           | 156           |
| RFNBO                                                    |                               | 0             | 0             | 11            | 390           |
| di cui su strada/ferro                                   | 2                             | 0             | 0             | 11            | 356           |
| di cui in navi o aerei                                   | 3                             | 0             | 0             | 0             | 36            |
| <b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti</b> |                               | <b>40.454</b> | <b>43.642</b> | <b>42.565</b> | <b>42.467</b> |
| <b>Quota FER-T (%)</b>                                   |                               | <b>8,1%</b>   | <b>8,0%</b>   | <b>15,0%</b>  | <b>34,2%</b>  |

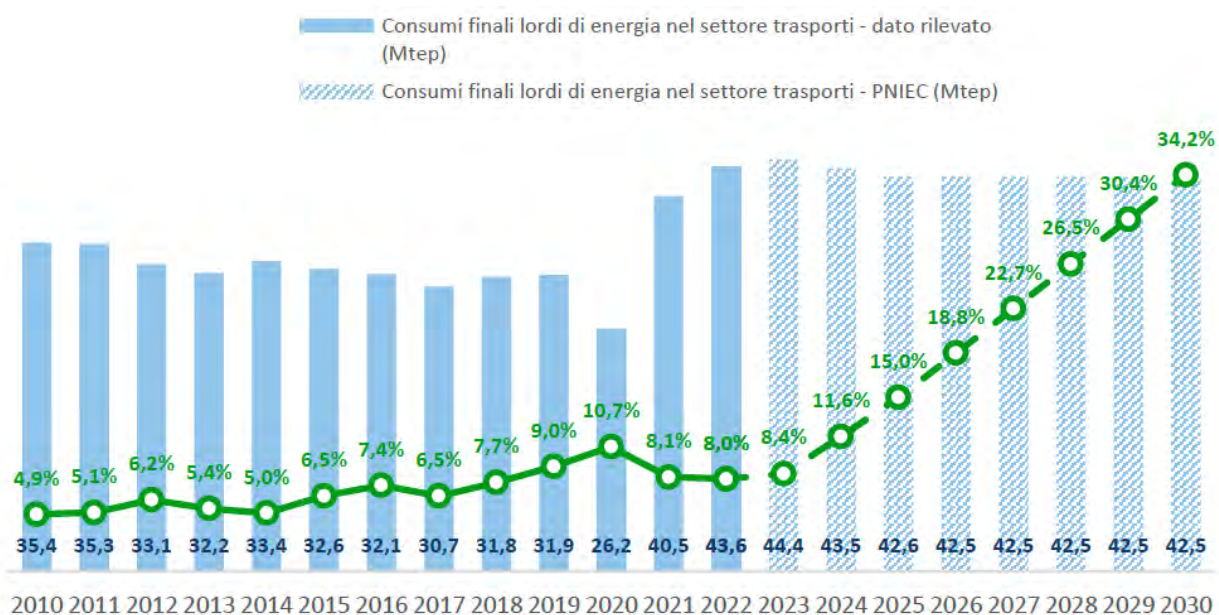


Figure 87 Evoluzione del rapporto tra Consumo di fonti rinnovabili e Consumo Finale Lordo nei trasporti in Italia (Fonte:PNIEC2024)

Tabella 112: Ripartizione della produzione di FER-C destinata al consumo nel settore termico, e consumo finale lordo del settore termico e suo rapporto in Italia (Fonte:PNIEC2024)

|                                                                                            | 2021          | 2022          | 2025          | 2030          |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Numeratore</b>                                                                          | <b>11.061</b> | <b>10.626</b> | <b>12.490</b> | <b>17.634</b> |
| Produzione lorda di calore derivato da FER                                                 | 373           | 373           | 519           | 537           |
| Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento                                      | 10.688        | 10.252        | 11.970        | 17.097        |
| di cui biometano*                                                                          | 0             | 0             | 996           | 3.186         |
| di cui altre bioenergie*                                                                   | 7.477         | 6.827         | 7.018         | 7.464         |
| di cui solare                                                                              | 247           | 263           | 494           | 699           |
| di cui geotermico                                                                          | 115           | 110           | 167           | 208           |
| di cui idrogeno                                                                            | 0             | 0             | 12            | 315           |
| di cui energia ambiente                                                                    | 2.849         | 3.052         | 3.284         | 5.225         |
| <b>Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico</b>                             | <b>57.068</b> | <b>51.538</b> | <b>50.884</b> | <b>49.159</b> |
| <b>Quota FER-C (%)</b>                                                                     | <b>19,4%</b>  | <b>20,6%</b>  | <b>24,5%</b>  | <b>35,9%</b>  |
| Possibile contributo di calore di scarto ed energia elettrica rinnovabile (flessibilità)** |               |               |               | 450           |
| <b>Quota FER-C con flessibilità (%)</b>                                                    |               |               |               | <b>36,5%</b>  |

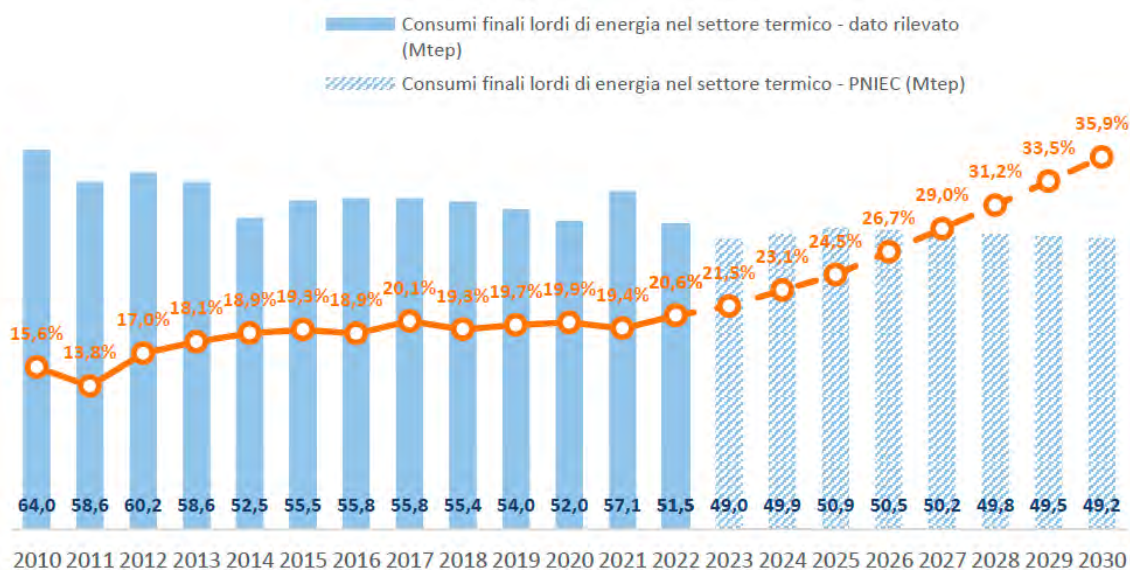


Figure 88 : Evoluzione del rapporto tra Consumo di fonti rinnovabili e Consumo Finale Lordo nel settore termico in Italia (Fonte:PNIEC2024)

Tabella 113: Produzione di Idrogeno verde atteso al 2030 e sui usi finali (Fonte: PNIEC2024)

| Anno | Settore                      | Quantità H <sub>2</sub> |       |
|------|------------------------------|-------------------------|-------|
|      |                              | ktep                    | Mton  |
| 2030 | Industria                    | 330                     | 0,115 |
|      | Trasporti                    | 391                     | 0,137 |
|      | di cui aviazione/navigazione | 36                      | 0,013 |
|      | TOTALE                       | 721                     | 0,252 |

Tabella 114: Evoluzione delle azioni di Risparmio Energetico attese sino al 2030 (Fonte: PNIEC2024)

| Anno | Risparmio annuo | Risparmi di energia finale annui (Mtep) |      |      |      |      |      |      |      |      |      | Totale annuo (Mtep) | Totale annuo cumulato (Mtep) |
|------|-----------------|-----------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------|------------------------------|
|      |                 | 2021                                    | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |                     |                              |
| 2021 | 0,80%           | 0,93                                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      | 0,93                | 0,93                         |
| 2022 | 0,80%           | 0,93                                    | 0,93 |      |      |      |      |      |      |      |      | 1,85                | 2,78                         |
| 2023 | 0,80%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 |      |      |      |      |      |      |      | 2,78                | 5,56                         |
| 2024 | 1,30%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 |      |      |      |      |      |      | 4,28                | 9,84                         |
| 2025 | 1,30%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 | 1,51 |      |      |      |      |      | 5,79                | 15,63                        |
| 2026 | 1,50%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 | 1,51 | 1,74 |      |      |      |      | 7,53                | 23,16                        |
| 2027 | 1,50%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 | 1,51 | 1,74 | 1,74 |      |      |      | 9,26                | 32,43                        |
| 2028 | 1,90%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 | 1,51 | 1,74 | 1,74 | 2,20 |      |      | 11,47               | 43,89                        |
| 2029 | 1,90%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 | 1,51 | 1,74 | 1,74 | 2,20 | 2,20 |      | 13,67               | 57,56                        |
| 2030 | 1,90%           | 0,93                                    | 0,93 | 0,93 | 1,51 | 1,51 | 1,74 | 1,74 | 2,20 | 2,20 | 2,20 | 15,87               | 73,42                        |

L'analisi del PNIEC evidenzia che a fronte di una domanda del settore elettrico quantitativamente inferiore rispetto a quella del settore termico e dei trasporti come emerge dal grafico riportato in Figure 89, il contributo assoluto delle fonti energetiche rinnovabili del settore elettrico sarà significativamente superiore a quello associato a misure termiche e dei trasporti non connesse all'uso del vettore elettrico (vedi Figure 90). Pertanto, l'elettrificazione assume nel PNIEC una rilevanza significativa ai fini del raggiungimento degli obiettivi indicati e quindi assume un ruolo rilevante nella dimensione della decarbonizzazione.



Figure 89: Ripartizione dei consumi assoluti per settore in Italia nel 2030 – fonte PNIEC



Figure 90: Ripartizione delle fonti rinnovabili ascrivibili al settore in Italia nel 2030 – fonte PNIEC

In tale contesto è stato analizzato il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) sviluppato da Terna e Snam quale strumento di supporto del PNIEC. In particolare, sono stati analizzati quali sono state le ipotesi di sviluppo degli scenari per il settore elettrico e le proiezioni regionali per il conseguimento dei relativi obiettivi. Ovviamente l'analisi di seguito riportata si è prevalentemente concentrata sulle ipotesi applicate alla Regione Sardegna. Gli scenari elaborati da Terna relativamente alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono coerenti con i dati riportati nell'allegato C-bis Art. 11 bis del D.Lgs 190/2024 (riportata in Tabella 115) che delinea la traiettoria evolutiva di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabile per il conseguimento nel 2030 dell'obiettivo nazionale di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW rispetto ai valori registrati al 31 dicembre 2020. Relativamente alla regione Sardegna il Decreto indica l'installazione di potenza minima addizionale pari a 6.264 MW. In Figure 91 è riportata la traiettoria di sviluppo delle FER della Sardegna e la potenza annua da installare per rispettare le indicazioni del D.Lds.

Tabella 115: Tabella estratta dall'allegato C-bis Art. 11 bis del D.Lgs 190/2024

| Ripartizione regionale di potenza minima per anno espressa in MW |       |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   |
| ABRUZZO                                                          | 4     | 65    | 196   | 454    | 640    | 850    | 1.086  | 1.350  | 1.648  | 2.092  |
| BASILICATA                                                       | 145   | 204   | 329   | 543    | 748    | 973    | 1.218  | 1.486  | 1.779  | 2.105  |
| CALABRIA                                                         | 45    | 95    | 210   | 549    | 857    | 1.206  | 1.603  | 2.055  | 2.568  | 3.173  |
| CAMPANIA                                                         | 74    | 237   | 569   | 909    | 1.297  | 1.728  | 2.206  | 2.736  | 3.325  | 3.976  |
| ROMAGNA                                                          | 100   | 343   | 860   | 1.288  | 1.851  | 2.504  | 3.263  | 4.143  | 5.164  | 6.330  |
| GIULIA                                                           | 30    | 96    | 321   | 404    | 573    | 772    | 1.006  | 1.280  | 1.603  | 1.960  |
| LAZIO                                                            | 82    | 305   | 544   | 933    | 1.346  | 1.829  | 2.396  | 3.059  | 3.835  | 4.757  |
| LIGURIA                                                          | 29    | 80    | 122   | 198    | 281    | 382    | 504    | 653    | 834    | 1.059  |
| LOMBARDIA                                                        | 184   | 622   | 1.521 | 1.963  | 2.714  | 3.592  | 4.616  | 5.812  | 7.208  | 8.766  |
| MARCHE                                                           | 32    | 110   | 241   | 457    | 679    | 930    | 1.217  | 1.544  | 1.916  | 2.346  |
| MOLISE                                                           | 2     | 38    | 59    | 175    | 273    | 383    | 509    | 651    | 812    | 1.003  |
| PIEMONTE                                                         | 78    | 285   | 851   | 1.098  | 1.541  | 2.053  | 2.645  | 3.330  | 4.121  | 4.991  |
| PUGLIA                                                           | 163   | 507   | 876   | 1.672  | 2.405  | 3.213  | 4.104  | 5.084  | 6.165  | 7.387  |
| SARDEGNA                                                         | 34    | 175   | 468   | 998    | 1.553  | 2.207  | 2.980  | 3.892  | 4.969  | 6.264  |
| SICILIA                                                          | 144   | 473   | 952   | 1.842  | 2.764  | 3.847  | 5.120  | 6.616  | 8.375  | 10.485 |
| TOSCANA                                                          | 42    | 150   | 359   | 667    | 1.019  | 1.444  | 1.958  | 2.580  | 3.332  | 4.250  |
| TRAA - BOLZANO                                                   | 11    | 41    | 120   | 139    | 186    | 239    | 298    | 364    | 438    | 515    |
| TRAA - TRENTO                                                    | 11    | 41    | 108   | 140    | 195    | 258    | 333    | 419    | 520    | 631    |
| UMBRIA                                                           | 15    | 60    | 135   | 279    | 429    | 609    | 823    | 1.079  | 1.384  | 1.756  |
| VALLE D' AOSTA                                                   | 1     | 4     | 10    | 27     | 47     | 75     | 112    | 162    | 231    | 328    |
| VENETO                                                           | 125   | 413   | 1.088 | 1.373  | 1.889  | 2.483  | 3.164  | 3.947  | 4.847  | 5.828  |
| TOTALE                                                           | 1.348 | 4.344 | 9.940 | 16.109 | 23.287 | 31.578 | 41.160 | 52.243 | 65.075 | 80.001 |

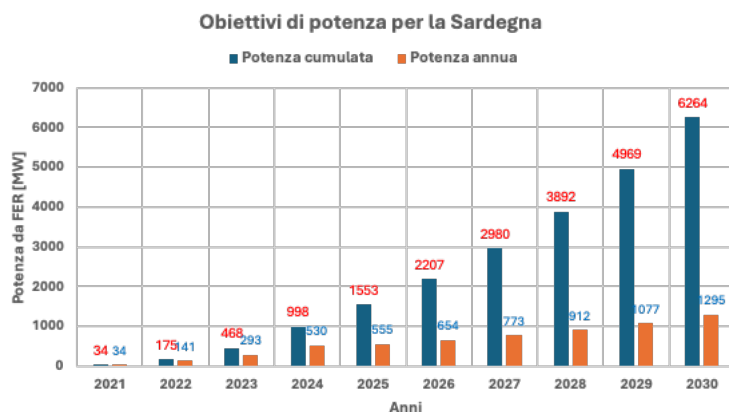


Figure 91: Traiettorie di sviluppo delle FER in Sardegna secondo il D.Lgs 190/2024

Gli scenari delineati nel DDS forniscono maggiori informazioni sulle attese relative alle modalità con cui gli obiettivi potranno essere raggiunti.

Nello specifico per la Regione Sardegna si indica sia la capacità finale installata sia la fonte energetica e la tipologia impiantistica, nonché le caratteristiche dimensionali distinguendo tra impianti “utility scale” (potenze nominali rilevanti finalizzati alla produzione per immissione in rete) e gli impianti “distribuiti” (potenza nominale inferiore al MW e destinati ad un uso distribuito in autoconsumo). La Tabella 116 riporta la configurazione ipotizzata per la Sardegna al 2030 per poter raggiungere l’obiettivo minimo indicato dall’allegato C-bis Art. 11 bis del D.Lgs 190/2024. Tale scenario, in linea con quanto riportato nel PNIEC,

concentra l'azione di sviluppo sulle fonti rinnovabili su impianti fotovoltaici di tipo Utility Scale e impianti eolici on-shore, coerentemente con le linee di indirizzo del PNIEC. Tuttavia, si evidenzia che lo scenario proposto introduce anche un significativo incremento della generazione distribuita da fonte solare che passerebbe a 400 a 1100 MW. Lo scenario delineato nel DDS evidenzia che di 8300 MW di Capacità totale ipotizzata da installare in Sardegna nel 2030 e associata a impianti alimentati da FER, il 62,65% (5200 MW) sarà di tipo fotovoltaico e il 13,25% (1100 MW) sarà caratterizzata da una forma distribuita.

Tabella 116: Configurazione del parco generazione FER in Sardegna per il raggiungimento obiettivi D.Lgs 190/2024 (Fonte DDS - Terna) secondo lo scenario PNIEC Policy 2030

| Potenza [MW]            | Distribuito totale<br>2030 | Utility Scale<br>totale 2030 | Incremento vs<br>2023 Distribuito | Incremento vs<br>2023 Utility Scale |
|-------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Eolico on shore</b>  | -                          | <b>2500</b>                  | -                                 | <b>1300</b>                         |
| <b>Eolico off shore</b> | -                          | <b>600</b>                   | -                                 | <b>600</b>                          |
| <b>Solare PV</b>        | <b>1100</b>                | <b>4100</b>                  | <b>700</b>                        | <b>3100</b>                         |

Nello stesso documento viene evidenziato che la natura intermittente della generazione da fonte solare ed eolica richiede l'introduzione di sistemi di accumulo di capacità espressa in MWh riportata in Tabella 117.

Tabella 117: Obiettivi evolutivi dei sistemi di accumulo delineati per la Sardegna nel 2030 nel DDS Terna-Snam secondo lo scenario PNIEC Policy 2030

| Capacità [MWh]                      | Accumuli Small<br>Scale | Accumuli Aste | Accumuli Utility<br>Scale | Totale        |
|-------------------------------------|-------------------------|---------------|---------------------------|---------------|
| <b>Scenario 2030</b>                | <b>400</b>              | <b>3.200</b>  | <b>10.400</b>             | <b>14.100</b> |
| <b>Incremento<br/>rispetto 2023</b> | <b>200</b>              | <b>3200</b>   | <b>10.400</b>             | <b>13.900</b> |

I dati evidenziano che considerando un rapporto Capacità/Potenza pari a 4, valore limite per le attuali tecnologie elettrochimiche, la potenza nominale dei sistemi di accumulo installati entro il 2030 in Sardegna secondo il DDS in accordo con lo scenario PNIEC policy 2030 sarà pari a **3.525 MW**. Inoltre, emerge che circa **il 74% della capacità da installare in Sardegna dovrebbe essere di tipo Utility Scale**, per la quale non sono previsti strumenti di premialità per la fornitura di servizi di Capacità e la cui valorizzazione è affidata direttamente al mercato.

Lo scenario globale a livello nazionale per lo sviluppo delle FER e degli accumuli, delineato nel DDS e coerente con il PNIEC Policy 2030, è riportato in Figure 92.

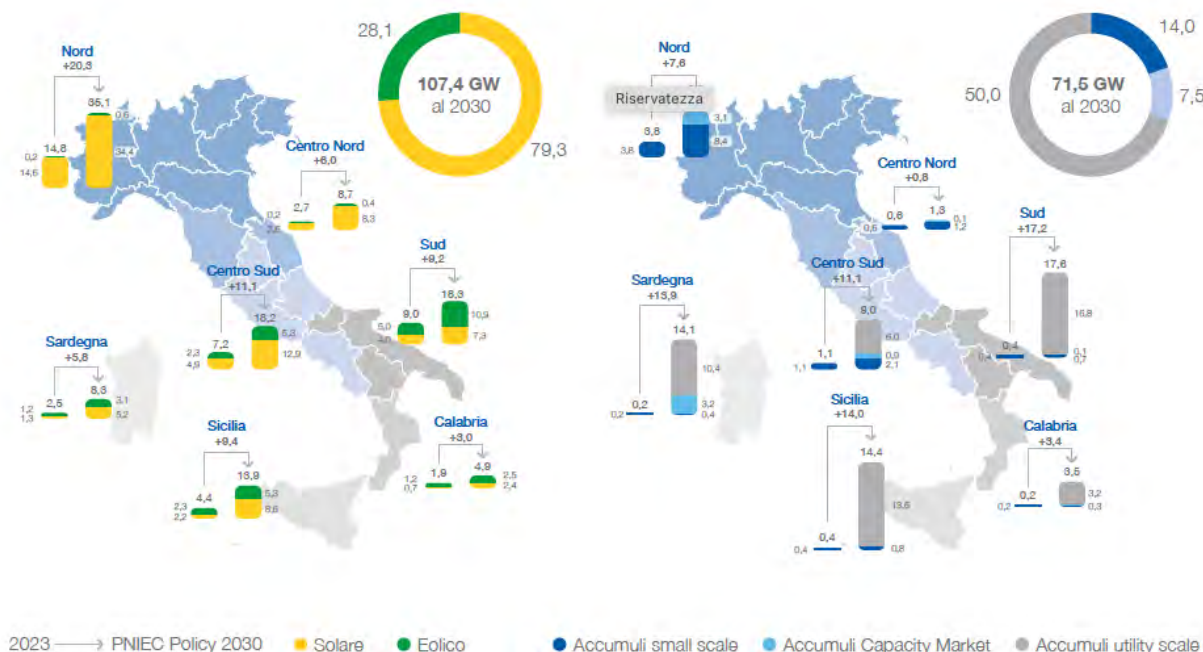


Figure 92: Rappresentazione degli obiettivi FER e accumuli del DDS in accordo con il PNIC- (Fonte: estratto dal DDS)

Tuttavia, il DDS prevede anche uno scenario PNIEC Slow, sviluppato coerentemente allo scenario PNIEC Policy ma ipotizzando un ritardo nella realizzazione delle misure previste dallo stesso PNIEC. Gli obiettivi ipotizzati nello scenario PNIEC Slow sia per le FER che per i sistemi di accumulo sono rispettivamente riportati in Tabella 118 e Tabella 119.

Tabella 118: Configurazione del parco generazione FER in Sardegna (Fonte DDS -Terna) secondo lo scenario *PNIEC Slow 2030*

| Potenza [MW]            | Distribuito totale<br>2030 | Utility Scale<br>totale 2030 | Incremento vs<br>2023 Distribuito | Incremento vs<br>2023 Utility Scale |
|-------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Eolico on shore</b>  | -                          | <b>2100</b>                  | -                                 | <b>900</b>                          |
| <b>Eolico off shore</b> | -                          | <b>300</b>                   | -                                 | <b>300</b>                          |
| <b>Solare PV</b>        | <b>1100</b>                | <b>3500</b>                  | <b>700</b>                        | <b>2500</b>                         |

Sulla base degli scenari delineati nel DDS e in base alle informazioni acquisite sono state ipotizzate per ciascuno scenario di domanda di energia elettrica le configurazioni coerenti con

le indicazioni del PNIEC e del DSS. Nella Tabella 120 sono riportate le configurazioni del sistema energetico elettrico regionale analizzate.

Tabella 119: : Obiettivi evolutivi dei sistemi di accumulo delineati per la Sardegna nel 2030 nel DDS Terna-Snam secondo lo scenario PNIEC Slow 2030

| Capacità [MWh]                  | Accumuli Small | Accumuli Aste | Accumuli Utility | Totale       |
|---------------------------------|----------------|---------------|------------------|--------------|
|                                 | Scale          |               | Scale            |              |
| <b>Scenario 2030</b>            | <b>400</b>     | <b>3.200</b>  | <b>4.200</b>     | <b>7.900</b> |
| <b>Incremento rispetto 2023</b> | <b>200</b>     | <b>3.200</b>  | <b>4.200</b>     | <b>7.700</b> |

Tabella 120: Ipotesi di Scenario del sistema elettrico della Regione Sardegna per il 2030

| Scenari                              | Generazione da fonti rinnovabili                                                                                                                                                        | Generazione da fonti fossili                                                                                                                                                                                                             | Accumuli                                                                                                                                                       | Infrastrutture                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Scenario Sviluppo Industriale</b> | Raggiungimento nel 2030 degli obiettivi D.Lgs 190/2024 con la proporzione indicata nel DSS. Potenza eolica addizionale pari a 2100 MW. Potenza fotovoltaica addizionale pari a 4160 MW. | Conversione e/o realizzazione di gruppi di generazione da 450 MW alimentati a metano per la fornitura di servizi ancillari<br><br>Phase-out carbone completato<br><br>Centrale alimentati da prodotti derivate del petrolio in esercizio | Raggiungimento dell'obiettivo entro il 2030 dell'obiettivo Policy Slow del DSS: 7900 MWh di capacità installata per una potenza di 1975 MW di potenza nominale | Sa.Co.I3 completato e in esercizio<br>Capacità di trasmissione 400 MW<br>Tyrrhenian Link completato e in esercizio<br>Capacità di trasmissione 1000 MW<br>Compensatori Sincroni da 250 MVAR completati e in esercizio |
|                                      |                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                       |

|                                          |                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>Scenario di Riferimento</b></p>    | <p>Raggiungimento nel 2030 degli <b>obiettivi D.Lgs 190/2024</b> con la proporzione indicata nel DSS. <b>Potenza eolica</b> <b>addizionale</b> pari a <b>21.00 MW</b>. <b>Potenza fotovoltaica</b> <b>addizionale</b> pari a <b>4.160 MW</b>.</p> | <p>Conversione e/o realizzazione di gruppi di generazione da <b>300 MW</b> <b>alimentati a metano</b> per la fornitura di <b>servizi ancillari</b></p> <p><b>Phase-out carbone</b> <b>completato</b></p> <p><b>Centrale alimentata</b> da prodotti derivate del <b>petrolio</b> in esercizio</p>     | <p><b>Raggiungimento dell'obiettivo</b> entro il 2030 dell'obiettivo <b>Policy Slow</b> del DSS: <b>7900 MWh</b> di <b>capacità</b> installata per una <b>potenza di 1975 MW</b> di potenza nominale</p> | <p><b>Sa.Co.I3</b> <b>completato e in completo esercizio</b></p> <p>Capacità di trasmissione <b>400 MW</b></p> <p><b>Tyrrhenian Link</b> <b>completato e in completo esercizio</b></p> <p>Capacità di trasmissione <b>1000 MW</b></p> <p><b>Compensatori Sincroni</b> da <b>250 MVAR</b> <b>completati e in esercizio</b></p> |
| <p><b>Scenario Decarbonizzazione</b></p> | <p>Raggiungimento nel 2030 degli <b>obiettivi D.Lgs 190/2024</b> con la proporzione indicata nel DSS. <b>Potenza eolica</b> <b>addizionale</b> pari a <b>2.100 MW</b>. <b>Potenza fotovoltaica</b> <b>addizionale</b> pari a <b>41.60 MW</b>.</p> | <p>Conversione e/o realizzazione di gruppi di generazione da <b>300 MW</b> <b>alimentati a metano</b> per la fornitura di <b>servizi ancillari</b></p> <p><b>Phase-out carbone</b> <b>completato</b></p> <p><b>Phase-out Centrale</b> <b>alimentata</b> da prodotti derivati del <b>petrolio</b></p> | <p><b>Raggiungimento dell'obiettivo</b> entro il 2030 dell'obiettivo <b>Policy Slow</b> del DSS: <b>7900 MWh</b> di <b>capacità</b> installata per una <b>potenza di 1975 MW</b> di potenza nominale</p> | <p><b>Sa.Co.I3</b> <b>completato e in completo esercizio</b></p> <p>Capacità di trasmissione <b>400 MW</b></p> <p><b>Tyrrhenian Link</b> <b>completato e in completo esercizio</b></p> <p>Capacità di trasmissione <b>1000 MW</b></p> <p><b>Compensatori Sincroni</b> da <b>250 MVAR</b> <b>completati e in esercizio</b></p> |

Allo scopo di poter valutare quantitativamente su una base temporale annuale i parametri energetici elettrici delle configurazioni proposte è stato sviluppato un modello rappresentativo del sistema energetico elettrico regionale della Sardegna. L'obiettivo è quello di quantificare i bilanci energetici, le eventuali occorrenze di sovrapproduzione, la capacità di gestione dei flussi energetici all'interno dell'isola partendo da basi dati disponibili e certificate, quali quelle fornite da Terna ed EN-TSOE.

Il modello sviluppato consente di valutare le condizioni di bilanciamento con risoluzione temporale quarta-oraria e valutare per i differenti scenari le evoluzioni energetiche e di potenza dei sistemi di produzione, di accumulo e di elettrolisi nonché le potenze di transito nelle interconnessioni esistenti e pianificate per l'esercizio nel 2030.

Il modello sviluppato, avendo una finalità dedicata a valutare sia la sostenibilità e fattibilità degli scenari e delle azioni pianificate sia l'impatto sul sistema energetico, è stato strutturato **non considerando effetti di congestione indotti da condizioni di vincolo di assorbimento o di erogazione sulle interconnessioni prodotte dal sistema elettrico nazionale.**

Pertanto, si considera come unico vincolo di sistema la capacità di trasmissione di interconnessione e non vengono considerati i fenomeni di contemporaneità sui nodi di interconnessione che vincolano il dispacciamento e che presuppongono la conoscenza dei flussi di potenza a livello nazionale.

Per quanto riguarda la **gestione e il controllo degli accumuli** è stato ipotizzato l'utilizzo di algoritmi operanti con logica di tipo **centralizzato e unitario. Consapevoli dell'importanza della modalità di gestione degli accumuli sono state previste due logiche differenti.** La prima orientata a individuare una condizione di massimizzazione nell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili all'interno della regione, **destinata a minimizzare la potenza residua regionale.** La seconda basata sulla ricerca di una condizione **di massimizzazione economica** che gestisce su base giornaliera le fasi di carica e scarica in modo da caricarsi nei periodi di massima produzione e scaricarsi nelle condizioni di minima domanda residuale. Le due strategie permettono di valutare la presenza di eventuali criticità associate alle modalità di gestione del sistema di accumulo regionale.

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni condotte per i tre ipotesi di scenario elettrico precedentemente descritte per la Sardegna al 2030, riportati rispettivamente nella Tabella 107 e Tabella 120.

## Validazione del Simulatore del Sistema Energetico Elettrico Sardo

Il simulatore utilizzato per l'analisi del sistema energetico Sardo utilizza come dati di ingresso i valori orari di domanda e produzione relativi all'anno considerato come anno di riferimento. **L'anno considerato come riferimento è il 2023.** Infatti, in questo periodo il polo industriale di Sarroch è stato oggetto ad una manutenzione ordinaria caratterizzata dalla fermata di parte degli impianti. Considerata l'entità e l'impatto che esso ha sul sistema energetico elettrico regionale, la validazione del simulatore in tali condizioni operative è considerata sufficientemente critica da poter costituire un test di valutazione del modello. Pertanto, è stata condotta un'analisi comparativa tra i dati forniti dal simulatore e i bilanci energetici forniti da Terna e riportati in Figure 93. Il simulatore ha fornito un ottimo allineamento tra tutti i parametri come evidenziato nella Tabella 121.

Tabella 121: Confronto tra i dati di bilancio energetico elettrico del simulatore sviluppato e il bilancio energetico 2023 Terna

|                                                                 |                      |
|-----------------------------------------------------------------|----------------------|
| Produzione termoelettrica                                       | 8.010,6 GWh/anno     |
| Incertezza annua del simulatore sulla produzione termoelettrica | 0,11 %               |
| Produzione Eolica                                               | 1.936,0 GWh/anno     |
| Incertezza annua del simulatore sulla produzione eolica         | -0,44%               |
| Produzione Fotovoltaica                                         | 1.480 GWh/anno       |
| Incertezza annua del simulatore sulla produzione fotovoltaica   | -0.62%               |
| Pompaggi                                                        | 248,4,3 GWh/anno     |
| Incertezza annua del simulatore sui pompaggi                    | 1%                   |
| Produzione Idroelettrica                                        | 462,4 GWh/anno (-3%) |
| Perdite di rete                                                 | 503 GWh/anno (-1%)   |

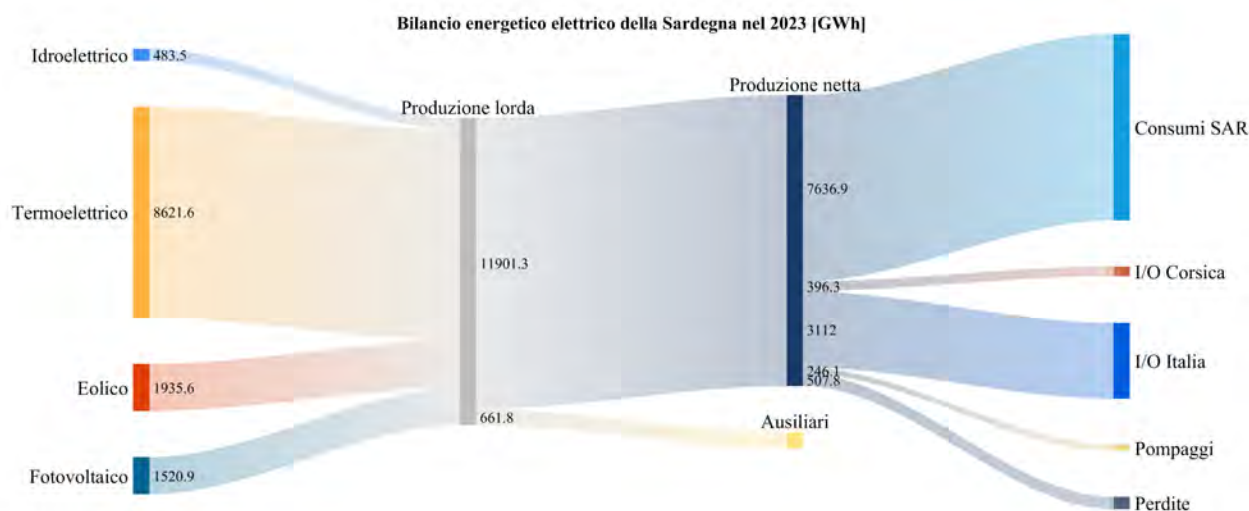


Figure 93: Diagramma di Sankey del Bilancio Energetico Elettrico del 2023. Fonte Terna

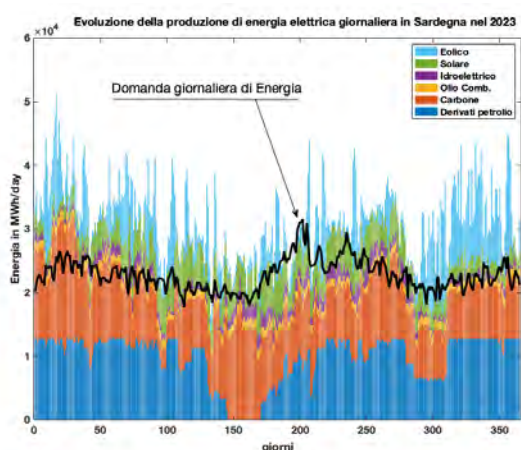


Figure 94: Bilanci energetici giornalieri su base annuale della produzione di energia elettrica nel 2023 confrontati con la domanda di energia elettrica giornaliera

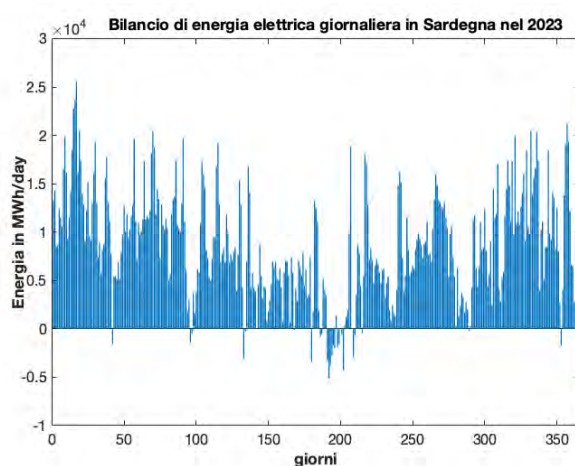


Figure 95: Evoluzione del bilancio energetico giornaliero su base annuale.

Il simulatore sviluppato permette di fornire una rappresentazione energetica disaggregata della produzione per fonte su base giornaliera e di rappresentare l'evoluzione annuale del bilancio energetico elettrico giornaliero. Inoltre, consente di valutare l'evoluzione su base quarto oraria della potenza associata a ciascuna fonte conservando una buona accuratezza energetica su base annuale come evidenziato nella Tabella 121. Di seguito si riportano alcune dei dati forniti dal simulatore sviluppato.

La Figure 94 mostra l'evoluzione annuale sia della produzione elettrica giornaliera associata a ciascuna fonte sia la domanda elettrica giornaliera. La Figure 95 descrive l'evoluzione del bilancio energetico giornaliero relativo al 2023. Nello specifico la Figure 94 consente di

evidenziare gli effetti della fermata della centrale Sarlux sul sistema elettrico sardo, corrispondente esattamente al periodo in cui questa è stata effettuata. Verificata la corrispondenza della base dati disponibile e la corretta correlazione con i bilanci energetici sono stati simulati gli scenari energetici ipotizzati.

## Scenario di Riferimento

Allo scopo di valutare la trasformazione del sistema energetico elettrico sotto l'ipotesi di attuazione dello “*Scenario di Riferimento*” sono state condotte delle simulazioni con il modello sviluppato e i risultati ottenuti sono qui di seguito sintetizzati. Le simulazioni sono state condotte implementando quale algoritmo di gestione dei sistemi di accumulo quello di massimizzazione dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili in Sardegna. Inoltre, è stato utilizzato un algoritmo di gestione degli elettrolizzatori dedicato, avente come obiettivo la massimizzazione delle ore di utilizzo per la produzione di idrogeno verde.

Il simulatore consente di fornire una rappresentazione grafica e numerica dell'evoluzione energetica giornaliera su base annuale della produzione relativa alle singole fonti e di confrontarla con la domanda. Il risultato è riportato nella Figure 96. Tali dati consentono anche di rappresentare in Figure 97 l'evoluzione su una base temporale annuale del bilancio energetico giornaliero stimato per il 2030 in Sardegna nello scenario in esame.

Da tali grafici appare evidente l'impatto dell'incremento delle fonti energetiche rinnovabili che, come atteso, presenta una rilevante componente solare. Il modello sviluppato permette inoltre di analizzare l'evoluzione temporale delle potenze con risoluzione temporale quarto oraria per ogni singola componente del sistema. Nello specifico è possibile quantificare l'azione svolta dai sistemi di accumulo e dagli elettrolizzatori. A titolo di esempio è riportata in Figure 98 l'evoluzione della potenza stimata nei quinci giorni successivi all'ottava settimana dell'anno 2030. In particolare, si riportano le evoluzioni della potenza residuale, della potenza del sistema di accumulo e della potenza degli elettrolizzatori e conseguentemente l'evoluzione della potenza scambiata con la rete.

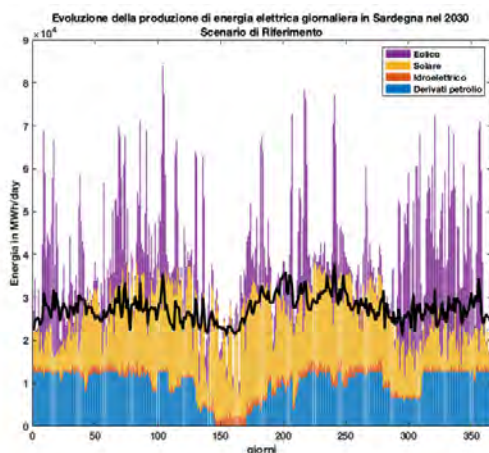


Figure 96: Evoluzione annuale della domanda giornaliera nello Scenario di Riferimento per ogni singola fonte e confronto con la domanda giornaliera.

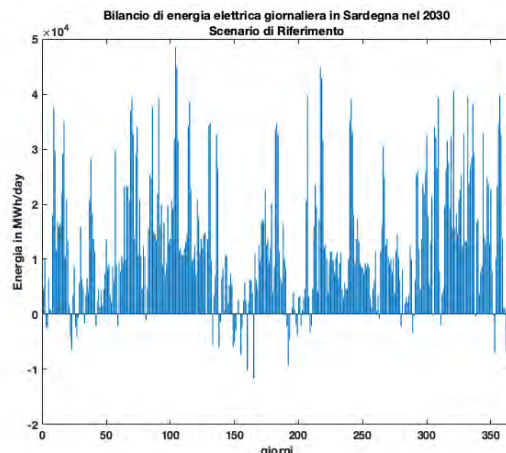


Figure 97: Evoluzione annuale del bilancio energetico elettrico giornaliera nello Scenario di Riferimento

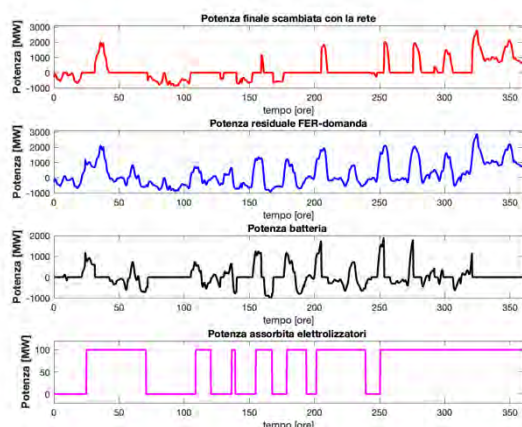


Figure 98: Rappresentazione dell'evoluzione delle potenze residuali, delle potenze delle batterie e delle potenze degli elettrolizzatori nei 15 gg successivi alla 8a settimana dell'anno.

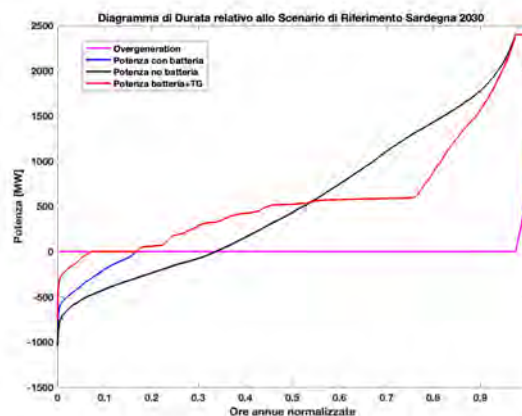


Figure 99: Diagramma di Durata relativo alla Scenario di Riferimento nell'ipotesi di non utilizzo delle batterie, di utilizzo delle batterie con metodo proposto e con batterie e centrale a metano per servizi ancillari da 300 MW

L'evoluzione della potenza su base annuale è sintetizzata dal diagramma di durata riportato in Figure 99. Questo permette di evidenziare l'effetto del sistema di accumulo che assume un ruolo significativo per il raggiungimento delle condizioni di bilanciamento energetico tra domanda e produzione. Infatti, grazie all'utilizzo del sistema di accumulo la curva di durata della potenza residuale passa dalla configurazione rappresentata dalla curva nera a quella azzurra (curva di durata risultate dall'uso dei sistemi di accumulo) che si sovrappone per potenze positive con la rossa (curva di durata risultate dall'uso dei sistemi di accumulo e della centrale per servizi ancillari). Grazie all'uso del sistema di generazione a metano da 300 MW la curva di durata assume l'evoluzione rappresentata dalla curva rossa. Nello specifico, grazie al loro uso combinato e integrato dei sistemi di accumulo e delle centrali di

bilanciamento, il sistema energetico elettrico della regione Sardegna risulta nello scenario analizzato caratterizzato da bilanci di potenza in esportazione per il 93% dei quarti d'ora presenti in tutto l'anno. Il sistema regionale è in una condizione di importazione solo per il 7% dei quarti d'ora nell'anno e con condizioni di potenza max di importazione inferiori a 400 MW. Le condizioni di over generation, per cui la potenza residuale è superiore alla potenza di trasmissione complessiva data somma dei valori delle interconnessioni Sa.Co.I 3, Sa.Pe.I e Tyrrhenian Link , si registrano per circa il 3% delle ore anno. I dati energetici ed economici di sintesi forniti dal simulatore sono riportati nella Tabella 122.

Tabella 122: Dati annuali energetici elettrici relativi allo scenario di Riferimento per la Sardegna 2030: [Simulatore PEARS]

|                                             |                 |
|---------------------------------------------|-----------------|
| Produzione termoelettrica                   | 3.549 GWh/anno  |
| Produzione Turbo Gas                        | 310 GWh/anno    |
| Produzione Eolica                           | 5.030 GWh/anno  |
| Produzione Fotovoltaica                     | 5.627 GWh/anno  |
| Produzione da Biomasse                      | 394 GWh/anno    |
| Produzione da Idroelettrico                 | 462 GWh/anno    |
| Produzione Sistemi di Accumulo              | 1.317 GWh/anno  |
| Pompaggi                                    | 248,4 GWh/anno  |
| Domanda Sistemi di Accumulo                 | 1.495 GWh/anno  |
| Domanda di energia                          | 10.370 GWh/anno |
| Perdite di rete                             | 1.091 GWh/anno  |
| Domanda per la produzione di H <sub>2</sub> | 570 GWh/anno    |

|                                                                |                                  |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Produzione di H <sub>2</sub>                                   | 9.500 ton H <sub>2</sub> /anno   |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> associate alla produzione di E.E. | 3.660 kton CO <sub>2</sub> /anno |
| Energia elettrica esportata                                    | 5.247 GWh/anno                   |
| Over generation                                                | 78 GWh/anno                      |

Il sistema elettrico regionale secondo tale ipotesi di scenario sarebbe caratterizzato da una produzione complessiva di 15,375 TWh/anno con una percentuale di fonti energetiche rinnovabili pari a circa il 75% e un fattore di emissione specifico di produzione pari a 240gCO<sub>2</sub>/kWh prodotto, valore pari a circa il 40% rispetto a quello registrato nel 2023.

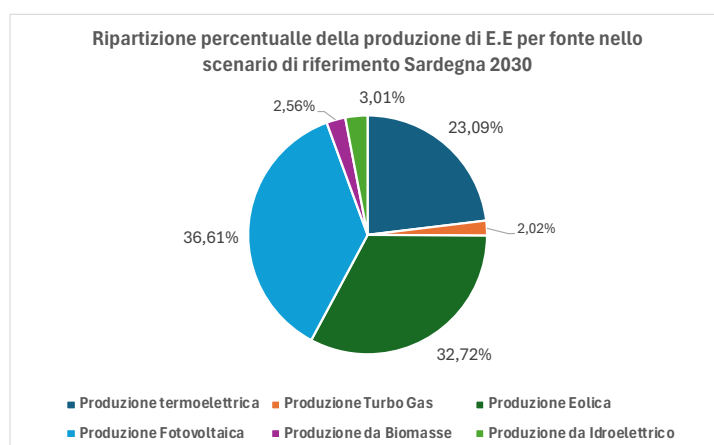


Figure 100: Ripartizione percentuale della Generazione elettrica secondo lo scenario di Riferimento

La distribuzione percentuale per fonte della generazione elettrica secondo le ipotesi relative allo Scenario di Riferimento è riportata in Figure 100. I dati economici relativi agli investimenti necessari, ricavati utilizzando gli indicatori riportati in Tabella 104, sono riportati in Tabella 123. Inoltre, si riporta la struttura del bilancio energetico elettrico secondo il diagramma di Sakey in Figure 101 da cui emerge chiaramente l'incidenza assunta dai sistemi di accumulo assumono.

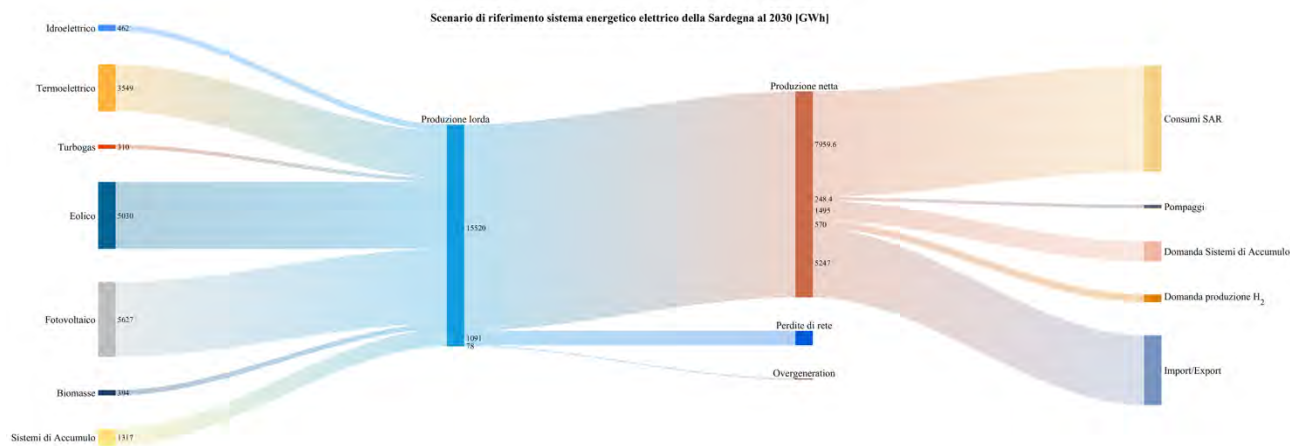


Figure 101: Diagramma di Sankey relativo bilancio energetico elettrico della Sardegna nella Scenario di Riferimento al 2030

Tabella 123: Dati economici di output dal simulatore relativi allo Scenario di Riferimento Sardegna 2030

|                                                         |              |
|---------------------------------------------------------|--------------|
| CAPEX Turbo Gas in milioni di euro                      | 180 M€       |
| CAPEX di investimento Solare vs 2023 in milioni di euro | 2.668 M€     |
| CAPEX di investimento Eolico vs 2023 in milioni di euro | 3.072 M€     |
| CAPEX di investimento Accumuli vs 2023                  | 1.200 M€     |
| CAPEX di investimento elettrolizzatori                  | 207 M€       |
| OPEX nuovo PV in milioni di €/anno                      | 26,7 M€/anno |
| OPEX nuovo Eolico in milioni di €/anno                  | 96 M€/anno   |
| OPEX Batterie fisso                                     | 19,7 M€/anno |
| OPEX Batterie - sostituzione                            | 39,5 M€/anno |
| OPEX per gli elettrolizzatori                           | 5,2 M€/anno  |

## Scenario Decarbonizzazione

Lo “*Scenario Decarbonizzazione*” conserva la struttura di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dello Scenario di Riferimento così come l’infrastruttura di accumulo. In tale scenario le fonti energetiche di natura fossile sono destinate solo alla fornitura di servizi ancillari per bilanciamento della rete.

Il sistema energetico elettrico è stato simulato e i bilanci giornalieri associati alla produzione e alla domanda sono riportati rispettivamente in Figure 102 e Figure 103.

Il simulatore consente di valutare l’evoluzione delle potenze ogni quarto d’ora su ciascun elemento rappresentativo del sistema energetico elettrico così come riportato nello scenario di riferimento e mostrato in Figure 104. Di particolare interesse è l’evoluzione delle diagramma di durata il quale evidenzia che in tale particolare configurazione il sistema energetico elettrico della Sardegna assumerebbe una struttura completamente bilanciata per circa il 54% delle occorrenze quarto orarie annue e importerebbe energia elettrica per il 10% delle occorrenze quarto orarie annue. La funzione dei sistemi di accumulo in tale ipotesi assume un ruolo rilevante.

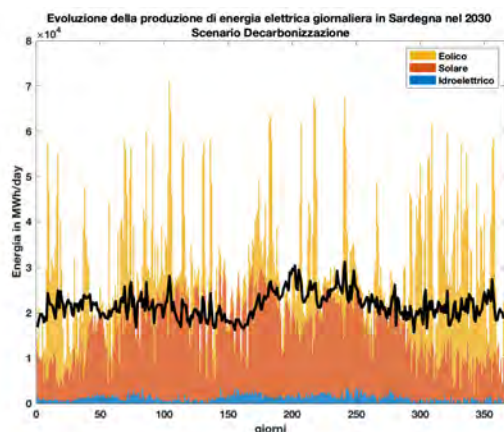


Figure 102: Evoluzione annuale della domanda giornaliera nello Scenario Decarbonizzazione per ogni singola fonte e confronto con la domanda giornaliera.

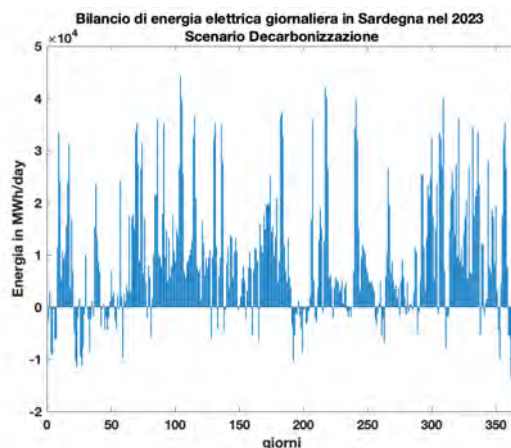


Figure 103: Evoluzione annuale del bilancio energetico elettrico giornaliera nello Scenario di Riferimento

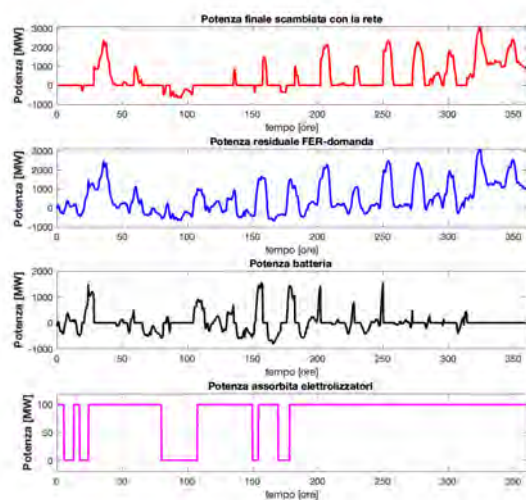


Figure 104: Rappresentazione dell'evoluzione delle potenze residue, delle potenze delle batterie e delle potenze degli elettrolizzatori nei 15 gg successivi alla 8a settimana dell'anno.

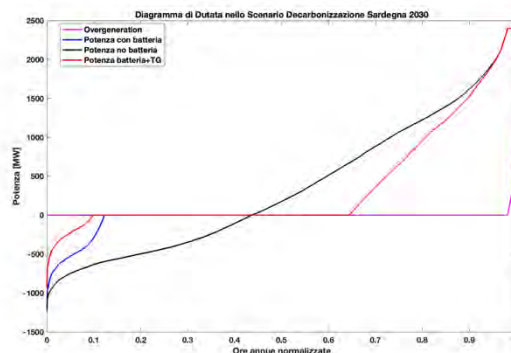


Figure 105: Diagramma di Durata relativo alla Scenario di Riferimento nell'ipotesi di non utilizzo delle batterie, di utilizzo delle batterie con metodo proposto e con batterie e centrale a metano per servizi ancillari da 300 MW

Le condizioni di over generation per cui la potenza residuale è superiore alla potenza di trasmissione complessiva del Sa.Co.I 3, Sa.Pe.I e del Tyrrhenian Link si manifestano per circa il 2,5% delle ore anno. I dati energetici ed economici di sintesi forniti dal simulatore sono riportati nella Tabella 124.

Tabella 124: Dati annuali energetici elettrici relativi allo Scenario Decarbonizzazione per la Sardegna 2030: [Simulatore PEARS]

|                                |                |
|--------------------------------|----------------|
| Produzione termoelettrica      | 0 GWh/anno     |
| Produzione Turbo Gas           | 293 GWh/anno   |
| Produzione Eolica              | 5.030 GWh/anno |
| Produzione Fotovoltaica        | 5.627 GWh/anno |
| Produzione da Biomasse         | 394 GWh/anno   |
| Produzione da Idroelettrico    | 462 GWh/anno   |
| Produzione Sistemi di Accumulo | 1.227 GWh/anno |

|                                                                |                                  |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Pompaggi                                                       | 248,4 GWh/anno                   |
| Domanda Sistemi di Accumulo                                    | 1.394 GWh/anno                   |
| Domanda di energia                                             | 8.355 GWh/anno                   |
| Perdite di rete                                                | 722 GWh/anno                     |
| Domanda per la produzione di H <sub>2</sub>                    | 677 GWh/anno                     |
| Produzione di H <sub>2</sub>                                   | 11.280 ton H <sub>2</sub> /anno  |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> associate alla produzione di E.E. | 146,5 kton CO <sub>2</sub> /anno |
| Energia elettrica esportata                                    | 3.257 GWh/anno                   |
| Over generation                                                | 55 GWh/anno                      |

Il sistema elettrico regionale sotto tali ipotesi sarebbe caratterizzato da una produzione complessiva di 11,806 TWh/anno con una percentuale di generazione da fonti energetiche rinnovabili pari a circa il 97,5%. Il fattore di emissione specifico di produzione di energia elettrica in Sardegna assumerebbe un valore pari a 12gCO<sub>2</sub>/kWh, pari a circa il 2% del valore registrato nel 2023.

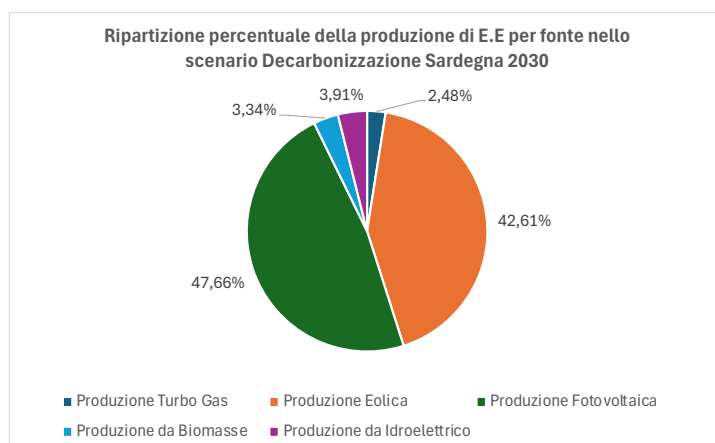


Figure 106: Ripartizione percentuale della Generazione elettrica secondo lo scenario di Decarbonizzazione

La distribuzione percentuale per fonte della generazione elettrica secondo le ipotesi relative allo scenario Decarbonizzazione è riportata in Figure 106. I dati economici relativi agli investimenti necessari ricavati utilizzando gli indicatori riportati in Tabella 104 sono riportati in Tabella 123 giacché la configurazione di accumulo e generazione è esattamente la stessa di quella dello scenario di riferimento. Inoltre, si riporta la struttura del bilancio energetico elettrico secondo il diagramma di Sakey in Figure 107 da cui emerge chiaramente l'incidenza che i sistemi di accumulo assumono.

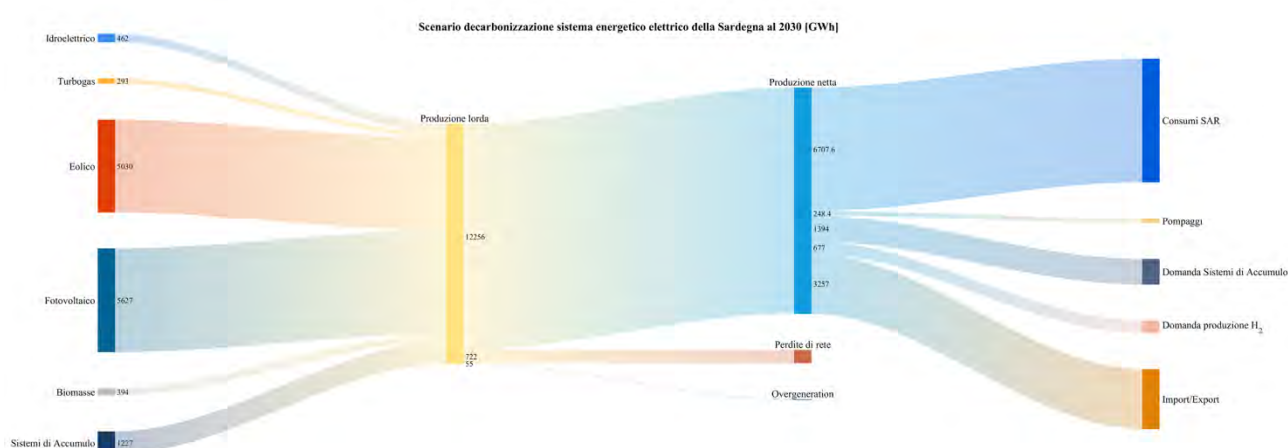


Figure 107: Diagramma di Sankey relativo bilancio energetico elettrico della Sardegna nella Scenario Decarbonizzazione al 2030

## Scenario Sviluppo Industriale

Lo scenario Sviluppo Industriale presenta una struttura di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili così come l'infrastruttura di accumulo identica a due scenari precedentemente considerati. Le fonti energetiche di natura fossile sono identiche a quelle dello scenario di riferimento con una potenza di 300 MW aggiuntiva alimentata a metano e destinata alla fornitura di servizi ancillari per bilanciamento della rete.

In tali condizioni il sistema è stato simulato e i bilanci giornalieri associati alla produzione e alla domanda sono riportati rispettivamente in Figure 108 e Figure 109.

Il simulatore consente di valutare l'evoluzione delle potenze ogni quarto d'ora per ciascun elemento rappresentativo del sistema energetico elettrico. L'evoluzione delle potenze è riportata in Figure 110. Di particolare interesse è l'evoluzione del diagramma di durata, il quale evidenzia che in tale condizione di domanda il sistema di accumulo energetico elettrico della Sardegna assumerebbe una configurazione principalmente destinata

all'autoconsumo. Il sistema energetico elettrico sarebbe in esportazione per circa il 70% delle occorrenze quarto orarie annue e importerebbe energia elettrica per il 30% delle occorrenze quarto orarie annue. L'azione dei sistemi di accumulo in tale configurazione svolgerebbe un ruolo di redistribuzione della produzione rinnovabile per il consumo interno. Il sistema di generazione a metano svolgerebbe una funzione ancillare limitando la potenza massima in importazione a 1000 MW.

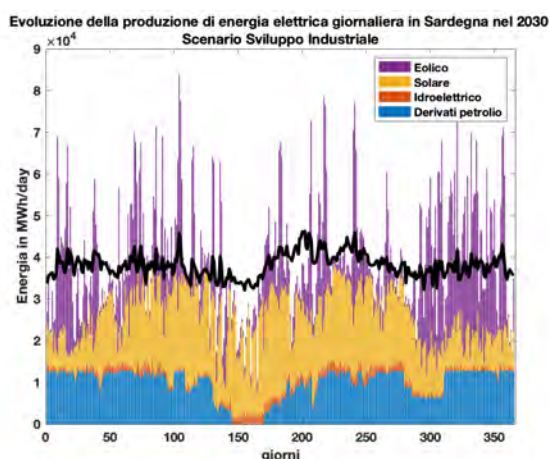


Figure 108: Evoluzione annuale della domanda giornaliera nello Scenario Sviluppo Industriale per ogni singola fonte e confronto con la domanda giornaliera

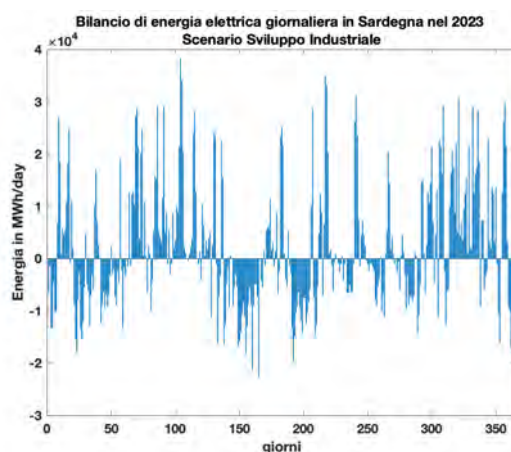


Figure 109: : Evoluzione annuale del bilancio energetico elettrico giornaliera nello Scenario Sviluppo Industriale

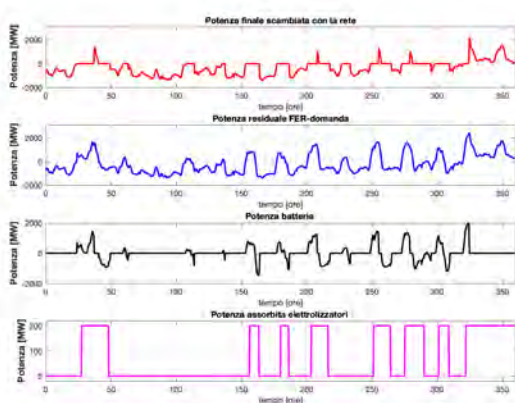


Figure 110: Rappresentazione dell'evoluzione delle potenze residue, delle potenze delle batterie e delle potenze degli elettrolizzatori nei 15 gg successivi alla 8a settimana dell'anno.

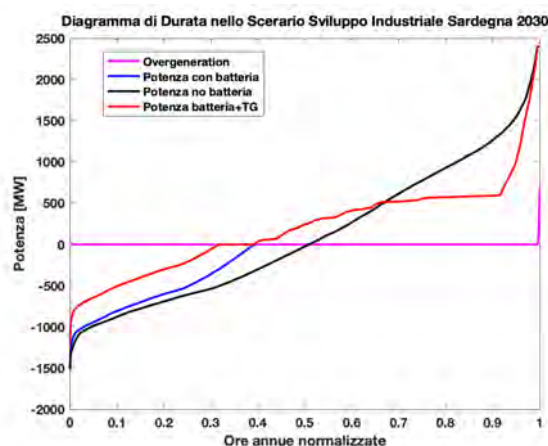


Figure 111: Diagramma di Durata relativo alla Scenario di Riferimento nell'ipotesi di non utilizzo delle batterie, di utilizzo delle batterie con metodo proposto e con batterie e centrale a metano per servizi ancillari da 300 MW

Tabella 125: Dati annuali energetici elettrici relativi allo Scenario Sviluppo Industriale e per la Sardegna 2030: [Simulatore PEARS]

|                                                                |                                  |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Produzione termoelettrica                                      | 3.549 GWh/anno                   |
| Produzione Turbo Gas                                           | 932 GWh/anno                     |
| Produzione Eolica                                              | 5.030 GWh/anno                   |
| Produzione Fotovoltaica                                        | 5.627 GWh/anno                   |
| Produzione da Biomasse                                         | 394 GWh/anno                     |
| Produzione da Idroelettrico                                    | 462 GWh/anno                     |
| Produzione Sistemi di Accumulo                                 | 1.127 GWh/anno                   |
| Pompaggi                                                       | 248,4 GWh/anno                   |
| Domanda Sistemi di Accumulo                                    | 1.260 GWh/anno                   |
| Domanda di energia                                             | 14.457 GWh/anno                  |
| Perdite di rete                                                | 1.100 GWh/anno                   |
| Domanda per la produzione di H <sub>2</sub>                    | 653 GWh/anno                     |
| Produzione di H <sub>2</sub>                                   | 10.880 ton H <sub>2</sub> /anno  |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> associate alla produzione di E.E. | 3.714 kton CO <sub>2</sub> /anno |
| Energia elettrica esportata                                    | 1.768 GWh/anno                   |
| Over generation                                                | 7 GWh/anno                       |

Il sistema elettrico regionale in tale scenario sarebbe caratterizzato da una produzione complessiva di 15,994 TWh/anno con una percentuale di fonti energetiche rinnovabili pari a circa il 72% e un fattore di emissione specifico di produzione pari a 232gCO<sub>2</sub>/kWh, valore pari a circa il 39% rispetto a quello registrato nel 2023.

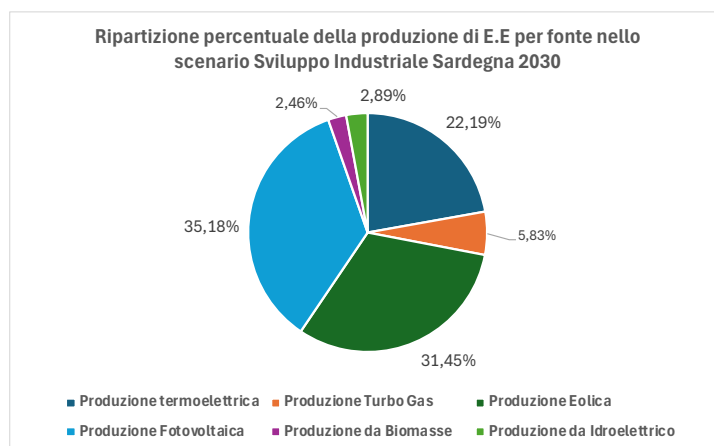


Figure 112: Ripartizione percentuale della Generazione elettrica secondo lo scenario Sviluppo Industriale

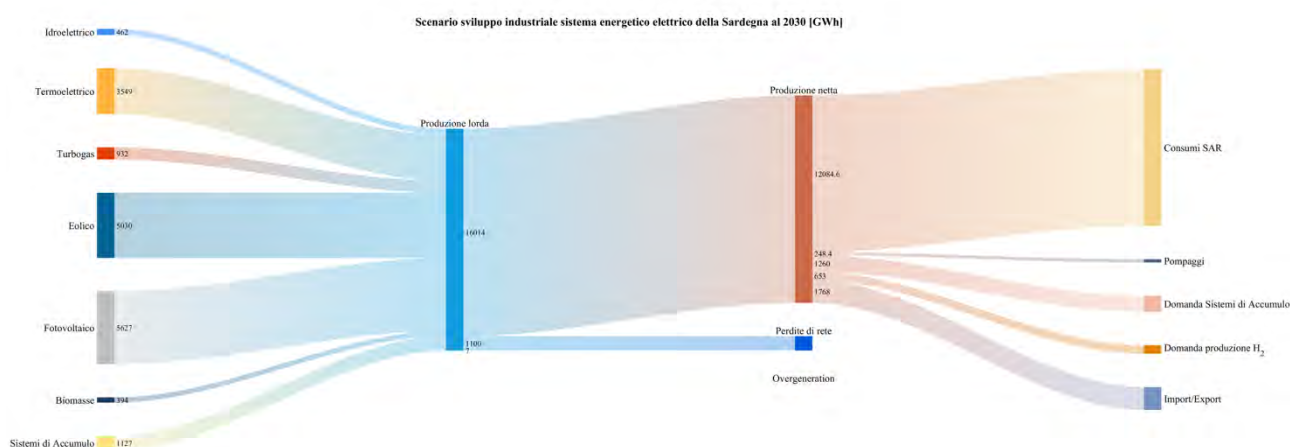


Figure 113: Diagramma di Sankey relativo bilancio energetico elettrico della Sardegna nella Scenario Sviluppo Industriale al 2030

La distribuzione percentuale per fonte di generazione secondo le ipotesi dello scenario sviluppo Industriale è riportata Figure 112. I dati economici relativi agli investimenti necessari ricavati utilizzando gli indicatori riportati in Tabella 104 sono indicati nella Tabella 126. Inoltre, si riporta la struttura del bilancio energetico elettrico secondo il diagramma di Sakey in Figure 113 da cui emerge chiaramente l'incidenza che i sistemi di accumulo assumono.

Tabella 126: Dati economici di output dal simulatore relativi allo Scenario Sviluppo Industriale Sardegna 2030

|                                                         |              |
|---------------------------------------------------------|--------------|
| CAPEX Turbo Gas in milioni di euro                      | 180 M€       |
| CAPEX di investimento Solare vs 2023 in milioni di euro | 2.668 M€     |
| CAPEX di investimento Eolico vs 2023 in milioni di euro | 3.072 M€     |
| CAPEX di investimento Accumuli vs 2023                  | 1.200 M€     |
| CAPEX di investimento elettrolizzatori                  | 415 M€       |
| OPEX nuovo PV in milioni di €/anno                      | 26,7 M€/anno |
| OPEX nuovo Eolico in milioni di €/anno                  | 96 M€/anno   |
| OPEX Batterie fisso                                     | 19,7 M€/anno |
| OPEX Batterie - sostituzione                            | 39,5 M€/anno |
| OPEX per gli elettrolizzatori                           | 10,4 M€/anno |