



**REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**

ASSESSORADU DE S'INDÚSTRIA
ASSESSORATO DELL'INDUSTRIA

**PIANO ENERGETICO ED AMBIENTALE
DELLA REGIONE SARDEGNA
2015-2030**

PROPOSTA TECNICA

DICEMBRE 2015

Gruppo di lavoro:

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato Industria

Dott. Roberto Saba – Direttore Generale

Dott. Stefano Piras – Direttore del Servizio Energia ed Economia Verde

Dott.ssa Simona Murrone

Ing. Alberto Triverio – Responsabile del Settore Pianificazione e Programmazione Energetica

Ing. Maria Francesca Muru – Responsabile del Settore Infrastrutture Energetiche

Dott.ssa Elisa Mattiello - Responsabile del Settore Politiche per l'Energia

Università degli Studi di Cagliari

Prof. Alfonso Damiano – DIEE (Dipartimento Ingegneria Elettrica ed Elettronica – Facoltà di Ingegneria) in qualità di
Coordinatore Scientifico del Piano Energetico Regionale e Ambientale della Sardegna

Collaboratori:

Dott. Davide Atzori

Ing. Marco Camerada – Sardegna Ricerche

Dott. Luca Contini – Sardegna Ricerche

Ing. Matteo Floris

Ing. Maura Musio – Sardegna Ricerche

Ing. Aldo Orrù – ARPAS

Dott. Elio Sirigu – ARPAS

Ing. Carlo Usai – Sardegna Ricerche

Ing. Elisabetta Vargiu

Dott.ssa Manuela Deidda

Dott. Alessandro Lanza

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015 – 2030 disegna un modello energetico che sia strumento di crescita economica e sociale, supporto alle attività produttive e in equilibrio con le politiche di tutela ambientale.

Il Piano accetta le sfide proposte dall'Unione Europea e in alcuni aspetti le rilancia: riduzione delle emissioni associate ai consumi del 50% entro il 2030, incremento della sicurezza, efficientamento e ammodernamento del sistema attraverso una maggiore flessibilità, differenziazione delle fonti di approvvigionamento e metanizzazione dell'isola, integrazione del consumo con la produzione.

Uno strumento importante per la realizzazione di questa strategia è il metano. La mancata metanizzazione della Sardegna, unica regione in Italia e fra le pochissime in Europa non metanizzate, costa al sistema economico e sociale oltre 400 milioni di euro all'anno, più di un milione al giorno. Occorre fare presto e bene e il Piano disegna con precisione la strada da intraprendere: certezza dell'offerta e tariffa equiparata a quella pagata in tutto il territorio nazionale.

Una vera e propria fonte di energia, accanto ai comparti elettrico e termico, è l'efficientamento, sia dal lato della produzione che dal lato dei consumi, che la Regione intende supportare a partire dal patrimonio immobiliare pubblico per stimolare la trasformazione di tutto il sistema energetico isolano.

Il Piano è costruito intorno a una visione nuova della produzione e del consumo di energia, una visione che guarda non alla sola produzione ma all'energia come un fattore di competitività per le imprese e come strumento di godimento pieno dei diritti di cittadinanza. La separazione fra produzione e consumo non ha più ragion d'essere: offerta e domanda devono muoversi insieme e i territori, definiti nel Piano come distretti energetici, sono i luoghi nei quali questa coesistenza deve realizzarsi.

Per questo il Piano punta sul concetto di energia distribuita e condivisa con la conferma dell'uso intensivo delle energie rinnovabili che dovranno essere tuttavia gestibili e contribuire alla maggiore flessibilità del sistema verso il quale la Regione si muove. Lo strumento sono le smart cities, le smart land e le smart grid, reti intelligenti ad alta intensità tecnologica e di efficienza distributiva in grado di mettere in relazione istantanea domanda e offerta.

La Regione vuole assolvere alle proprie responsabilità di governo anche gestendo la transizione. Il passaggio dal vecchio al nuovo modello energetico della Sardegna deve essere perseguito assicurando efficienza, stabilità, risultati economici delle imprese e convenienza per le famiglie.

Con la realizzazione del Piano, la Sardegna si porrà in una posizione di avanguardia nello scenario energetico europeo.

l'Assessore dell'Industria

Maria Grazia Piras



INDICE

| | |
|--|----------------|
| CAPITOLO 1. INTRODUZIONE | Pag. 1 |
| 1.1 PREMESSA | |
| 1.2 CONTESTO INTERNAZIONALE | |
| 1.3 CONTESTO EUROPEO | |
| 1.3.1 DAL 1997 AL 2010 | |
| 1.3.2 ROAD MAP 2050 | |
| 1.3.3 DIRETTIVA 2012/27/UE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA | |
| 1.3.4. LA CONVENZIONE MARPOL 73/78 E LE DIRETTIVE 2012/33 E 94/2014 | |
| 1.3.5. OBIETTIVI UE CLIMA-ENERGIA 2030 | |
| 1.3.6. UNION ENERGY PACKAGE | |
| 1.3.7. IL SISTEMA ETS | |
| 1.4 CONTESTO NAZIONALE | |
| 1.4.1 PAN-FER, DLGS 28/2011 ED IL BURDEN SHARING | |
| 1.4.2 LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE | |
| 1.4.3. D.P.R. 16 APRILE 2013, N. 74 E N. 75. | |
| 1.4.4. DL 4 GIUGNO 2013, N. 63 E L. 3 AGOSTO 2013, N. 90. | |
| 1.4.5. PIANO D'AZIONE NAZIONALE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA ED IL DLGS 102/2014. | |
| 1.4.6. MONITORAGGIO BURDEN SHARING. | |
| 1.4.7. STRATEGIA NAZIONALE DI ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI | |
| 1.4.8. STRATEGIA NAZIONALE SUL GNL | |
| 1.4.10. STRUMENTI NAZIONALI DI SOSTEGNO E INCENTIVAZIONE. | |
| 1.5. CONTESTO REGIONALE | |
| CAPITOLO 2. VISIONE STRATEGICA | Pag. 33 |
| CAPITOLO 3. OBIETTIVI DEL PIANO ENERGETICO | Pag. 34 |
| 3.1 OBIETTIVI GENERALI | |
| 3.2 OBIETTIVI SPECIFICI | |
| CAPITOLO 4 IL CONTESTO REGIONALE | Pag. 38 |
| 4.1 PREMESSA | |
| 4.2 POPOLAZIONE | |
| 4.3 ECONOMIA E LAVORO | |
| 4.3.1 INQUADRAMENTO GENERALE | |
| 4.3.2 LE IMPRESE | |
| 4.3.3 IMPORT-EXPORT | |
| 4.3.4 INDUSTRIA | |
| 4.3.5 LE COSTRUZIONI E IL MERCATO IMMOBILIARE | |
| 4.3.6 I SERVIZI | |

4.3.7 MERCATO DEL LAVORO

4.4. AMBIENTE

4.4.1 AREE PROTETTE E COSTE

4.4.2 RIFIUTI

4.5 INFRASTRUTTURE

4.5.1 STRADE

4.5.2. FERROVIE

4.5.3 TRASPORTO PUBBLICO

4.5.4 SERVIZIO IDRICO INTEGRATO.

4.5.5 AEROPORTI E PORTI

4.6 RICERCA E INNOVAZIONE

CAPITOLO 5 IL BURDEN SHARING ED IL BER

Pag. 63

5.1 BURDEN SHARING

5.2 IL DOCUMENTO DI INDIRIZZO DELLE FONTI RINNOVABILI

5.3 NUOVO MODELLO DI B.E.R

CAPITOLO 6. I DOCUMENTI STRALCIO DEL PEARS

Pag. 70

6.1 PREMESSA

6.2 DOC. DI INDIRIZZO PER MIGLIORARE L'EFF. ENERGETICA IN SARDEGNA 2013-2020

6.2.1 PREMESSA E OBIETTIVI

6.2.2 DESCRIZIONE E STRUTTURA

6.2.3. CONCLUSIONI

6.3 "STUDIO SULLE POTENZIALITA' ENERGETICHE DELLE BIOMASSE IN SARDEGNA"

6.3.1 PREMESSA

6.3.2 OBIETTIVI E METODOLOGIA

6.3.3. DISPONIBILITÀ DI BIOMASSE E BIOGAS E STIMA DELLE POTENZ. ENERGETICA

6.3.4. LE SCELTE E LE AZIONI DEL PIANO

CAPITOLO 7. FONTI PRIMARIE

Pag. 76

7.1 PREMESSA

7.2 FONTI FOSSILI

7.2.1 PETROLIO

7.2.2 CARBONE

7.3 FONTI RINNOVABILI

7.3.1 ENERGIA SOLARE

7.3.2 ENERGIA EOLICA

7.3.3 ENERGIA IDROELETTRICA

7.3.4 BIOENERGIE

7.3.5 ENERGIA DAL MARE

7.3.6 ENERGIA AEROTERMICA, GEOTERMICA E IDROTERMICA.

7.4 METANO. RISORSE ENDOGENE POTENZIALI

CAPITOLO 8 IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE. IL MACROSETTORE ELETTRICO.

Pag. 113

8.1 PREMESSA

8.2 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

8.3 GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

8.3.1 LE CENTRALI TERMOELETTRICHE IN SARDEGNA.

8.3.2 IMPIANTI DI PRODUZIONE DI E. E. DA FONTI RINNOVABILI IN SARDEGNA

8.4 EMISSIONI DI CO₂ DEL SETTORE PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

8.5 INFRASTRUTTURA ELETTRICA

8.6 MERCATO ELETTRICO

8.7 INDICATORI ECONOMICI DEL SISTEMA ENERGETICO ELETTRICO

CAPITOLO 9 IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE. IL MACROSETTORE CALORE

Pag. 181

9.1 PREMESSA

9.2 SETTORE DOMESTICO

9.2.1 ABITAZIONI IN SARDEGNA

9.2.2. IL FABBISOGNO DI ENERGIA

9.2.3 GLI IMPIANTI NEGLI EDIFICI

9.2.4 I CONSUMI

9.3 IL SETTORE TERZIARIO

9.4 IL SETTORE INDUSTRIA

9.5 SETTORE AGRICOLTURA

9.6 ALTRE VOCI

9.7 CONCLUSIONI

CAPITOLO 10 IL MACROSETTORE DEI TRASPORTI

Pag. 214

10.1 PREMESSA

10.2 I TRASPORTI TERRESTRI

10.2.1 TRASPORTI SU GOMMA

10.2.2 TRASPORTI SU FERRO

10.2.3 CONSUNTIVO TRASPORTI TERRESTRI

10.2.4 LA MOBILITA' DELLE MERCI E DELLE PERSONE NEI TRASPORTI TERRESTRI

10.3 I TRASPORTI MARITTIMI

10.3.1 PREMESSA

10.3.2 TRASPORTO MERCI E PASSEGGERI

10.3.3 NAUTICA DA DIPORTO E CAPITANERIE DI PORTO

10.3.4 PESCA

10.4 I TRASPORTI AEREI

- 10.4.1 PREMESSA
- 10.4.2 TRAFFICO AEREO
- 10.4.3 CONSUMI
- 10.5 AGRICOLTURA
- 10.6 CONCLUSIONI

CAPITOLO 11. IL BILANCIO REGIONALE DELL'ENERGIA E DELLE EMISSIONI PER L'ANNO 2013

Pag. 234

- 11.1 IL B.E.R. 2013 E STATO OBIETTIVO BURDEN SHARING
- 11.2 STATO DELLE EMISSIONI DI CO2 DELLA SARDEGNA

CAPITOLO 12. IL GAS NATURALE

Pag. 243

- 12.1 PREMESSA
- 12.2 CONTESTO INTERNAZIONALE
 - 12.2.1 QUADRO GENERALE
 - 12.2.2 IL GNL
- 12.3 IL CONTESTO EUROPEO
 - 12.3.1 PREMESSA
 - 12.3.2 I DATI
 - 12.3.3 LE POLITICHE COMUNITARIE SUL GAS NATURALE
- 12.4. IL CONTESTO NAZIONALE
 - 12.4.1 QUADRO DI SINTESI
 - 12.4.2. STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE
 - 12.4.3 IL GNL IN ITALIA
- 12.5. IL QUADRO REGIONALE
 - 12.5.1 IL PROGETTO GALSI
 - 12.5.2. L'ITER DEL GALSI DAL 1997 AL 2014
- 12.6. LE RETI REGIONALI DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE DI GAS
- 12.7 IL DOPO GALSI LE ALTERNATIVE DI APPROVVIGIONAMENTO DELL'ISOLA
 - 12.7.1. ASPETTI NORMATIVI ED AMMINISTRATIVI RELATIVI AL RILASCIO DELLE AUTORIZZAZIONI
 - 12.7.2. COSTI, PREZZI E TARIFFE
 - 12.7.3. ASPETTI AMBIENTALI ED ACCETTABILITÀ SOCIALE.
 - 12.7.4. LA PROPOSTA OPERATIVA

CAPITOLO 13. PROPOSTA DI PEARS: DEFINIZIONE DEGLI SCENARI, ANALISI DELL'EVOLUZIONE E VERIFICA DEGLI OBIETTIVI 2030.

Pag. 278

- 13.1 PREMESSA
- 13.2 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO
 - 13.2.1 I VINCOLI DEL SISTEMA ENERGETICO SARDO
 - 13.2.2 ANALISI DI FATTIBILITÀ DI SVILUPPO DEI DISTRETTI ENERGETICI
 - 13.2.3 IL SOFTWARE ENERGYPLAN

- 13.2.4 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO AL 2030
- 13.2.5 EVOLUZIONE DEL COMPARTO CALORE AL 2030
- 13.2.6 EVOLUZIONE DEL SISTEMA TRASPORTI AL 2030
- 13.2.7 ANALISI COMPARATIVA DEI RISULTATI PER GLI SCENARI ENERGETICI AL 2030
- 13.2.8 CONCLUSIONI SCENARI 2030

CAPITOLO 14. LE AZIONI DEL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE SARDEGNA.

Pag. 312

- 14.1 PREMESSA
- 14.2 AZIONI STRATEGICHE
- 14.3. AZIONI ATTUATIVE DI BREVE PERIODO 2016-2020.
 - 14.3.1 AZIONI ATTUATIVE – SETTORE ELETTRICO
 - 14.3.2 AZIONI ATTUATIVE – SETTORE TERMICO
 - 14.3.2.1 AZIONI SETTORE DOMESTICO
 - 14.3.2.2 SETTORE INDUSTRIA
 - 14.3.2.3 SETTORE TERZIARIO
 - 14.3.2.4 SETTORI AGRICOLTURA E ZOOTECNICA
 - 14.3.3 AZIONI ATTUATIVE – SETTORE TRASPORTI
 - 14.3.3.1. TRASPORTI TERRESTRI
 - 14.3.3.2 TRASPORTI MARITTIMI
 - 14.3.3.3 TRASPORTI AEREI
 - 14.3.4 SIMULAZIONI SISTEMA ENERGETICO AL 2020 E INDICATORI DI PERFORMANCE

CAPITOLO 15. IL MONITORAGGIO DEL PIANO

Pag. 357

- 15.1 PREMESSA
- 15.2 INDICATORI GENERALI
- 15.3 INDICATORI COMPARTO ELETTRICO
- 15.4 INDICATORI COMPARTO CALORE
- 15.5 INDICATORI COMPARTO TRASPORTI
- 15.6 CONCLUSIONI

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

Il Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (P.E.A.R.S.) è un documento pianificatorio che governa, in condizioni dinamiche, lo sviluppo del sistema energetico regionale con il compito di individuare le scelte fondamentali in campo energetico sulla base delle direttive e delle linee di indirizzo definite dalla programmazione comunitaria, nazionale e regionale. La sua adozione assume, pertanto, una importanza strategica soprattutto alla luce degli obiettivi che, a livello europeo, l'Italia è chiamata a perseguire entro il 2020 ed al 2030 in termini di riduzione dei consumi energetici, la riduzione della CO₂ prodotta associata ai propri consumi e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili che in base alla Direttiva 2009/28/CE dovranno coprire il 17% dei consumi finali lordi nel 2020.

Considerate le peculiarità della Regione Sardegna, priva al momento del gas naturale e caratterizzata da criticità infrastrutturali, e la situazione economica internazionale, si rende necessario ipotizzare nel lungo periodo scenari molto differenti e, anche per questo, il Piano deve essere uno strumento flessibile che definisce strategie, priorità, obiettivi, azioni e ipotizza diverse soluzioni che dovranno comunque essere compatibili con quelle che sono le direttive internazionali e nazionali in materia ambientale.

Il P.E.A.R.S. ha quindi il ruolo di strumento sovraordinato, di coordinamento e di programmazione dell'evoluzione organica dell'intero sistema energetico individuando, coerentemente con le strategie, le entità, i vincoli e le dimensioni delle azioni energetiche a livello regionale. Inoltre, secondo il criterio di sussidiarietà, delega agli Enti Locali il compito di pianificare e di definire nel dettaglio le azioni rivolte a soddisfare i consumi locali, nella convinzione che esse siano in grado di individuare le misure più idonee all'armonico sviluppo del territorio. Nella individuazione delle azioni il P.E.A.R.S. ha prestato particolare attenzione al contesto territoriale, in quanto l'Amministrazione Regionale ha posto in essere diverse azioni volte a supportare e stimolare le amministrazioni comunali verso l'adozione di strumenti di pianificazione energetica locale. Queste hanno prodotto come effetto una diffusa attività di programmazione creando una crescita e una consapevolezza generale delle amministrazioni comunali circa le potenzialità, i consumi e le criticità inerenti la tematica energetica e per questo sono considerati soggetti di riferimento per contribuire in maniera fattiva alla realizzazione delle azioni previste nel Piano e all'implementazione del modello proposto.

Il Piano è stato redatto secondo le direttive politiche allegate nella Delibera della Giunta Regionale n. 48/13 del 02 Ottobre 2015 che le approva in via definitiva a seguito di una consultazione pubblica nella quale sono state raccolte una prima serie di osservazioni da parte della realtà socio-economico-produttiva regionale.

1.2. CONTESTO INTERNAZIONALE

La necessità di ridurre le emissioni climalteranti diventa un impegno di primaria importanza con il protocollo di Kyoto, ratificato dall'UE nel 2002 e che, ad oggi, risulta essere l'unico accordo internazionale in materia, con obiettivi vincolanti per gli Stati. Sebbene gli obiettivi del protocollo di Kyoto non siano ancora stati trasferiti a Regioni, Province, Enti Locali e Comuni, sono diversi i progetti finora posti in essere ai vari livelli al fine di conseguire tali obiettivi. Tali iniziative evidenziano l'importanza di investire nella creazione di un appropriato mix energetico tra fonti energetiche tradizionali e rinnovabili mirando a raggiungere, al contempo, alti livelli di efficienza nei consumi finali.

Nell'ambito del Framework on Climate Change delle Nazioni Unite (UNFCCC) dall'11 al 22 novembre 2013 si è tenuta la diciannovesima conferenza delle parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici. Tra i

risultati ottenuti, il lancio del cosiddetto Warsaw REDD+ Framework for Action, un pacchetto di 7 decisioni della Conferenza delle Parti (COP) che segna l'avvio del meccanismo internazionale di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra da deforestazione e degradazione forestale (*reducing emissions from deforestation and forest degradation and the role of conservation, sustainable management of forests and enhancement of forest carbon stocks in developing countries - REDD+*). Le emissioni di gas serra causate dalla deforestazione e degradazione forestale ammontano circa al 20% delle emissioni globali e dal 1750 al 2011 le emissioni da deforestazione sono state pari a 180 Gt (contro i 375 Gt di emissioni da combustibili fossili nello stesso periodo). Inoltre, il potenziale di riduzione del settore forestale va da 1,3 fino a 4,2 Gt CO₂ sui 17 Gt totali necessari per chiudere il gap di riduzione necessario a mantenere l'aumento temperatura media globale nell'ambito dei 2 gradi centigradi al 2020 (UNEP Emissions Gap Report 2013). Il tema della lotta alla deforestazione era stato introdotto nel 2005 dalla Papua Nuova Guinea e Costa Rica ma è a Bali nel 2007 che il REDD+ diventa di fatto uno dei pilastri delle azioni globali di mitigazione dei cambiamenti climatici. Il risultato ottenuto a Varsavia indica che il REDD+ può assumere un ruolo fondamentale nella lotta al riscaldamento globale e nel futuro accordo internazionale sul clima. Il *Warsaw REDD+ Framework for Action* contiene decisioni dettagliate sulle regole metodologiche che i governi dei paesi tropicali dovranno applicare a livello nazionale per coordinare e garantire l'attuazione di politiche e progetti di protezione delle foreste.

Il pacchetto REDD+ di Varsavia contiene inoltre una decisione sulle risorse finanziarie da destinarsi ai paesi in via di sviluppo per il REDD+. Il pacchetto comprende, infine, anche un'altra decisione molto importante relativa al lancio di una roadmap che potrebbe concludersi nel 2017 con la possibile creazione di un organismo internazionale di coordinamento del supporto al REDD+ sotto la guida della Convenzione. Pertanto a partire da giugno 2014, le unità nazionali di REDD+ dei vari paesi in via di sviluppo avrebbero dovuto riunirsi e fornire indicazioni al fine di migliorare la redistribuzione dei fondi, fondamentale per l'attuazione globale del REDD+ a livello nazionale.

Nel dicembre 2014 si è tenuto a Lima la COP20 ed è stato approvato il documento finale denominato "*Lima Call for Climate Action*" che si può considerare un accordo interlocutorio in vista di un nuovo accordo globale sul clima (atteso per la COP21 di Parigi del Dicembre 2015) e che è caratterizzato da alcuni elementi positivi:

- progressi nel REDD+ - "*Reducing emissions from deforestation and forest degradation*";
- un aumento fino a 10,2 miliardi di dollari del fondo economico per il Green Climate Fund;
- passi in avanti nell'ambito dei NAP - "*National Adaptation Plans*";
- approvazione del *Nazca Climate Action Portal*- "*Non State Actor Zone into Climate Actions*", un sistema informativo per la diffusione delle iniziative di tutela climatica attuate in tutto il mondo anche nell'ottica di diffondere l'interesse verso la prossima COP21 di Parigi 2015;
- un perfezionamento del meccanismo "Loss and Damage", il sistema di supporto ai Paesi nei quali gli effetti del climate change si manifestano in maniera così intensa da superare le loro capacità di risposta;
- l'avvio del Lima Information Hub, una banca dati sui risultati ottenuti dai piani strategici nazionali;
- l'avvio del Multilateral Assessment (MA) quale strumento di rendicontazione e verifica delle riduzioni delle emissioni di gas serra in relazione alle decisioni definite nelle precedenti COP.

L'accordo finale di impegno alla riduzione emissiva è stato per la prima volta sottoscritto da tutti i 180 Paesi che aderiscono all'UNFCCC rimandando però gli obiettivi quantitativi alle successive decisioni di ogni Stato nazionale: entro il 31 marzo 2015 tutte le Parti avrebbero dovuto presentare i propri Piani nazionali per la riduzione dei gas serra scegliendo autonomamente gli obiettivi di riduzione nazionale all'UNFCCC che li avrebbe poi valutati al fine di

comprendere se l'azione collettiva degli Stati nazionali così definita potrà essere sufficiente per *contenere il riscaldamento climatico a +2° C* rispetto ai livelli pre-industriali, valore ritenuto benchmark irrinunciabile.

In vista della COP21, il 30 ottobre 2015 l'UNFCCC ha pubblicato un documento di sintesi da cui emerge che gli impegni presentati fin qui dalle varie nazioni non sono sufficienti. La riduzione delle emissioni cumulativa contenuta negli INDC, i piani nazionali presentati in vista della conferenza, anche se concretamente raggiunta, porterebbe infatti a un riscaldamento globale di almeno 2,7 °C in più rispetto ai livelli preindustriali, ben oltre la cosiddetta soglia di sicurezza, posta nei negoziati internazionali a +2 °C.

Dei 147 Paesi che hanno consegnato i loro piani ufficiali, che coprono circa l'80% delle emissioni globali, alcuni hanno specificato obiettivi di riduzione in termini assoluti, circa la metà hanno posto target relativi a uno scenario *business as usual (BAU)*, altre sulla base del loro rapporto con il PIL mentre altre ancora (come la Cina) hanno stabilito un determinato anno entro il quale le emissioni dovranno raggiungere il loro picco. Solo pochi Paesi hanno indicato le azioni che intraprenderanno per ridurre la CO₂. Secondo i calcoli del UNFCCC i piani nazionali nel loro complesso porterebbero ad avere al 2025 circa 55,2 miliardi di tonnellate (Gt) di emissioni globali e 56,7 al 2030. Nel 2025 si avrebbero, dunque, 8,7 Gt di CO₂ in più di quel che servirebbe per fermare il riscaldamento a +2 °C e il divario al 2030 si amplierebbe a 15,1 Gt. Anche se con gli INDC presentati il tasso di crescita delle emissioni sarebbe nettamente inferiore per il periodo 2010-2030 rispetto al ventennio 1990-2010, con i nuovi impegni i gas serra crescerebbero ancora troppo: al 2025 del 34-46% rispetto al 1990 e del 37-52% al 2030. Senza i nuovi impegni al COP21, in uno scenario *business as usual*, l'UNFCCC prevede un riscaldamento di ben 5 °C entro fine secolo.

Il 12 Dicembre 2015 è stato siglato arrivata all'accordo finale della COP21 di Parigi, il Paris Outcome, che avrà valore dal 2021. I tratti più significativi del l'accordo sono:

- fissazione dell'obiettivo di fermare il riscaldamento "ben al di sotto dei 2 °C" dai livelli preindustriali con la volontà di contenerlo entro gli 1,5 °C;
- impegni nazionali rivisti ogni 5 anni, ma solo per renderli più ambiziosi;
- verifica ogni 5 anni sui progressi compiuti;
- rafforzamento del meccanismo Loss & Damage, cioè compensazioni economiche per aiutare in Paesi in via di sviluppo in mitigazione e adattamento.

Tutti i meccanismi previsti per il funzionamento dall'accordo di Parigi andranno messi a punto nel tempo: quelli sulla cooperazione internazionale, sull'adattamento, sul trasferimento tecnologico e sugli aspetti finanziari.

1.3. CONTESTO EUROPEO.

1.3.1 DAL 1997-2010.

Nel quadro complesso della politica energetica dell'UE, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica sono al centro di tutte le iniziative tese a garantire alla Comunità un'energia sostenibile, sicura e competitiva. La politica dell'UE in materia di energie rinnovabili, avviata nel 1997 con l'adozione del Libro Bianco, è guidata dalla necessità di ridurre le emissioni climalteranti, rimediare alla crescente dipendenza dell'UE dall'importazione di combustibili fossili e garantire la disponibilità sul mercato di prodotti e servizi energetici a prezzi accessibili per tutti i consumatori.

In generale si può affermare che, dagli anni '90 fino al 2008, la promozione e lo sviluppo delle energie rinnovabili nell'UE sono stati sostenuti da un quadro normativo basato su obiettivi indicativi, quindi non vincolanti, come quelli

contenuti nella direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e nella direttiva 2003/30/CE sulla promozione dell'uso dei biocarburanti. Ciò, unitamente alla difficoltà della maggioranza degli Stati membri di sostenere le proprie dichiarazioni politiche con incentivi e misure di sostegno adeguati, ha fatto sì che i progressi realizzati in entrambi i settori fossero dovuti soprattutto agli sforzi di un numero relativamente ristretto degli stessi Stati membri. In questo modo non si è consentito all'UE di raggiungere i propri obiettivi generali, costringendola pertanto a rivedere profondamente il proprio approccio strategico nel settore.

Pertanto, la successiva strategia energetica dell'UE si è sostanziata nella definizione di un quadro normativo completo che includesse anche il settore del riscaldamento e del raffreddamento e con obiettivi a lungo termine a carattere obbligatorio anche per garantire agli investitori la certezza e la stabilità a lungo termine di cui essi hanno bisogno per prendere decisioni di investimento razionali nel settore delle energie rinnovabili. Il percorso di definizione di questa nuova politica energetica prende avvio nel gennaio 2007 quando la Commissione riconosce, per le ragioni sopra esposte, l'inadeguatezza dell'obiettivo comunitario del 1997, di raggiungere entro il 2010 un tasso di penetrazione delle rinnovabili del 12% e propone, per il 2020, nuovi obiettivi comunitari vincolanti. Un obiettivo generale che prevede una quota del 20% di energie rinnovabili sul totale dei consumi energetici della Comunità ed un obiettivo minimo circa il raggiungimento di una quota del 10% da fonti energetiche rinnovabili sul totale dei consumi nel settore dei trasporti.

Nel marzo 2007, questi obiettivi sono confluiti nel Piano d'Azione del Consiglio Europeo (2007-2009) per la creazione di una Politica Energetica per l'Europa. Il complesso degli obiettivi stabiliti per il 2020 da questo Piano è riassunto nella sigla "20-20-20", che indica la volontà dell'UE di raggiungere il 20% della produzione energetica da fonti rinnovabili, migliorare del 20% l'efficienza e ridurre del 20% le emissioni di anidride carbonica.

DIRETTIVA 2009/28/UE

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle energie rinnovabili risponde concretamente all'esigenza di creare un quadro normativo completo, vincolante ed a lungo termine per lo sviluppo del settore delle rinnovabili in Europa. Allo scopo di consentire all'UE il raggiungimento entro il 2020 dell'obiettivo generale del 20% di energia da fonti rinnovabili e, tenuto conto delle diverse situazioni di partenza e possibilità di sviluppo di tali fonti dei 27 Stati membri, la Direttiva fissa, per ciascuno di essi, un obiettivo generale obbligatorio relativo alla quota percentuale di energia da fonti rinnovabili da raggiungere entro il 2020 rispetto ai consumi energetici finali lordi; per l'Italia tale quota è pari al 17%. Pertanto, oltre a variare da uno Stato all'altro, gli obiettivi generali vengono riferiti al totale dei consumi energetici e non più soltanto al consumo totale di elettricità, diventando in questo modo più efficaci in quanto direttamente correlati alle politiche nazionali di risparmio ed efficienza energetica.

All'interno dell'obiettivo generale assegnato a ciascuno Stato, la Direttiva stabilisce per il 2020 un sotto-obiettivo minimo che vincola tutti gli Stati membri al raggiungimento nel settore dei trasporti di una quota di energie rinnovabili pari al 10% a copertura dei consumi finali. Il carattere vincolante degli obiettivi sopra descritti è attenuato dal fatto che la loro violazione non si traduca in un meccanismo sanzionatorio automatico, ma nella discrezionalità della Commissione di aprire una procedura d'infrazione. In base alla Direttiva, ciascuno Stato membro è tenuto a predisporre il proprio piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili mediante il quale, fermo restando l'obbligo di conseguire gli obiettivi nazionali generali stabiliti a livello comunitario, esso potrà liberamente determinare i propri obiettivi per ogni specifico settore di consumo energetico da FER (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e le misure per conseguirli.

DIRETTIVA 2010/31/UE (EPBD)

La prima direttiva europea concernente il rendimento energetico in edilizia è la Energy Performance Building Directive, (EPBD) 2002/91/CE che definisce le misure chiave per il miglioramento delle prestazioni energetiche del comparto.

Obiettivo generale della 2002/91/CE è promuovere il miglioramento del rendimento energetico degli edifici nonché delle prescrizioni per quanto riguarda il clima degli ambienti interni e l'efficacia sotto il profilo dei costi. Le disposizioni riguardano:

- il quadro generale di una metodologia per il calcolo del rendimento energetico integrato degli edifici;
- l'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione;
- l'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici esistenti di grande metratura sottoposti a importanti ristrutturazioni;
- la certificazione energetica degli edifici;
- l'ispezione periodica delle caldaie e dei sistemi di condizionamento d'aria negli edifici.

Tale direttiva è stata integrata dalla nuova Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia, che ha i medesimi scopi della precedente ma con le seguenti integrazioni quali:

- l'adozione di una comune metodologia di calcolo della prestazione energetica ed il calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi per i requisiti minimi di prestazione energetica;
- "Edifici a energia quasi zero";
- Elaborazione di piani nazionali destinati ad aumentare il numero di edifici a energia quasi zero;
- Eliminazione della soglia di 1000 mq. per la riqualificazione energetica degli immobili esistenti;
- Individuazione dei requisiti minimi di efficienza per le ristrutturazioni per almeno il 25% della superficie o del valore.
- Obbligo di esposizione, per gli edifici pubblici aventi una metratura totale di oltre 500 mq e aperti al pubblico, degli attestati di certificazione energetica (dopo 5 anni la metratura è ridotta a 250 mq).
- Adozione di opportuni provvedimenti da parte degli Stati membri per esaminare gli strumenti di finanziamento e di altro tipo necessari per migliorare la prestazione energetica degli edifici e il passaggio a edifici a energia quasi zero.

1.3.2 ROAD MAP 2050.

Il 15 Dicembre del 2011 la Commissione Europea con la COM(2011) 885 ha esplicitato la Tabella di marcia per l'energia 2050, la cosiddetta *Energy Roadmap 2050*. Dopo il 2020, l'obiettivo che si pone l'UE è di arrivare al 2050 con l'80-95% di emissioni in meno rispetto ai livelli del 1990. Per raggiungere tale obiettivo ambizioso la Commissione ha elaborato dei possibili scenari in cui esamina gli impatti, le sfide e le opportunità di diverse strategie. Gli scenari rappresentano diversi equilibri possibili tra i vari elementi, diverse strade percorribili.

SCENARI SULLA BASE DELLE TENDENZE ATTUALI

1. Scenario di riferimento. Lo scenario di riferimento comprende le tendenze attuali e le proiezioni a lungo termine sullo sviluppo economico (1,7% di crescita del PIL all'anno). Esso tiene conto delle politiche adottate fino a marzo 2010, compresi gli obiettivi del 2020 per la parte delle fonti di energia rinnovabile e le riduzioni di gas a effetto serra, nonché della direttiva relativa al sistema di scambio di quote di emissione.

2. Iniziative attuali. Questo scenario aggiorna le misure adottate, ad esempio, dopo l'incidente di Fukushima; lo scenario tiene conto inoltre degli interventi proposti nell'ambito del "piano di efficienza energetica" e della nuova "direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici".

SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE

1. Elevata efficienza energetica. Impegno politico per realizzare risparmi energetici elevati (apparecchiature/dispositivi, edilizia, obblighi di risparmio energetico per imprese). Questo scenario consente una riduzione della domanda di energia del 41% entro il 2050 rispetto ai massimi del 2005-2006.
2. Tecnologie di approvvigionamento diversificate. Non viene indicata una preferenza specifica per una tecnologia. La decarbonizzazione è indotta da una fissazione dei prezzi del carbonio che presuppone l'accettazione da parte dell'opinione pubblica sia del nucleare sia del sistema di cattura e stoccaggio del carbonio.
3. Quota elevata di energia da fonti rinnovabili (FER). Forti misure di sostegno per le energie rinnovabili che garantiscano una percentuale molto elevata di tali fonti nel consumo energetico finale lordo (75% nel 2050) e una percentuale delle stesse fonti nel consumo di elettricità pari al 97%.
4. Tecnologia di cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS) ritardata. Scenario analogo a quello delle tecnologie di approvvigionamento diversificate ma che presuppone che la CCS sia ritardata, con conseguente impiego di quote più elevate di energia nucleare; decarbonizzazione indotta dai prezzi del carbonio e non dai progressi tecnologici.
5. Ricorso limitato all'energia nucleare. Scenario analogo a quello delle tecnologie di approvvigionamento diversificate, che parte dal presupposto che non vengano costruiti nuovi impianti nucleari con una conseguente maggiore penetrazione delle tecnologie di cattura e stoccaggio del CO₂ (il 32% circa nella produzione di energia).

Il documento indica le milestones da seguire per l'UE che a prescindere dallo scenario che si svilupperà:

1. TRASFORMARE IL SISTEMA ENERGETICO

In generale, l'efficienza energetica deve essere inclusa in un'ampia gamma di attività economiche. Migliorare l'efficienza energetica è una priorità in tutti gli scenari di decarbonizzazione. Migliorare l'efficienza energetica negli edifici nuovi (NZEB) e in quelli esistenti è d'importanza fondamentale. Nel settore dei trasporti sono necessari veicoli efficienti e incentivi per modificare i comportamenti. Le tecnologie intelligenti, quali l'automazione domestica, permetteranno ai consumatori di esercitare un maggiore controllo sui propri modelli di consumo.

L'analisi di tutti gli scenari indica che la quota preponderante di tecnologie per l'approvvigionamento energetico deriverà, nel 2050, dalle energie rinnovabili. Nel 2030, tutti gli scenari di decarbonizzazione indicano quote crescenti di energie rinnovabili, quantificabili in circa il 30% del consumo finale lordo di energia. La sfida politica per l'Europa consiste nel fare in modo che gli operatori di mercato possano ridurre i costi dell'energia rinnovabile attraverso il miglioramento della ricerca, dell'industrializzazione, della catena di approvvigionamento e mediante regimi di sostegno più efficienti. Le energie rinnovabili si avviano a divenire una componente rilevante del mix energetico in Europa, le integreranno le fonti locali e altre più remote, siano esse sovvenzionate o aperte alla concorrenza. In futuro gli incentivi dovranno diventare più efficienti e stimolare una maggiore integrazione di mercato a livello europeo. Occorre investire in nuove tecnologie per lo sfruttamento delle energie rinnovabili, quali l'energia oceanica, l'energia solare concentrata e la seconda e terza generazione di biocarburanti.

Le tecnologie di stoccaggio rivestono un ruolo centrale anche se oggi più costose rispetto a capacità di trasporto aggiuntive e di generazione a gas di riserva; lo stoccaggio convenzionale di energia idroelettrica è limitato. Per migliorarne l'utilizzo a costi competitivi è necessario migliorare le infrastrutture e garantire l'integrazione a livello europeo. Con una migliore capacità di interconnessione ed una rete più intelligente sarà possibile gestire le fonti rinnovabili non programabili riducendo le necessità di stoccaggio, di capacità di riserva e forniture di base.

Il riscaldamento e il raffreddamento ottenuti tramite l'impiego di energie rinnovabili sono d'importanza cruciale per la decarbonizzazione; è necessario orientare il consumo verso fonti di energia a bassa intensità di carbonio e prodotte localmente e rinnovabili (pompe di calore, solare, geotermia, bioenergie).

La decarbonizzazione richiederà una vasta quantità di biomassa per il calore, l'elettricità e il trasporto; nel settore dei trasporti sarà necessario un mix di diversi combustibili alternativi per sostituire il petrolio. I biocarburanti costituiranno probabilmente l'opzione principale per il settore dell'aviazione, del trasporto stradale di lunga distanza e del trasporto ferroviario, nei casi in cui l'elettrificazione non sia possibile.

La sostituzione del carbone e del petrolio con il gas a breve o medio termine potrebbe aiutare a ridurre le emissioni utilizzando le tecnologie esistenti fino ad almeno il 2030 o 2035. Al fine di mantenere i propri vantaggi competitivi come combustibile per la generazione di elettricità, il mercato del gas necessita di maggiore integrazione, più liquidità e maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento e capacità di stoccaggio. Contratti di fornitura di gas a lungo termine potrebbero continuare a essere necessari per garantire gli investimenti nella produzione di gas e nelle infrastrutture di trasmissione. Affinché il gas rimanga un combustibile competitivo per la generazione di elettricità sarà necessaria una maggiore flessibilità nella formulazione dei prezzi oltre l'indicizzazione col prezzo del petrolio.

Con l'affermarsi del gas naturale liquefatto (GNL), i mercati hanno assunto caratteristiche sempre più globali poiché il trasporto è diventato più indipendente dai gasdotti mentre i gas non convenzionali (es: shale) hanno aperto possibili nuove fonti di approvvigionamento all'interno e all'esterno dell'Europa.

Se la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) saranno disponibili su larga scala, il gas potrà diventare una tecnologia a basse emissioni di carbonio diversamente potrebbe essere limitato a quello di risorsa energetica flessibile di sostegno e capacità di bilanciamento delle rinnovabili. Per tutti i combustibili fossili, al fine di conseguire tutti gli obiettivi di decarbonizzazione, la tecnologia CCS dovrà essere applicata a partire dal 2030 nel settore della produzione di elettricità. Nell'Unione europea il carbone costituisce un elemento aggiuntivo di un mix diversificato e contribuisce alla sicurezza dell'approvvigionamento. Con lo sviluppo della cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e di altre tecnologie pulite emergenti, il carbone potrebbe continuare anche in futuro ad avere un ruolo. È probabile che il petrolio rimanga nel mix energetico anche nel 2050, principalmente come carburante per il trasporto di passeggeri e merci sulle lunghe distanze. Per l'economia dell'Unione europea, per i settori che dipendono dai prodotti raffinati quali materie prime, (es: settore petrolchimico) e per la sicurezza dell'approvvigionamento, è importante rimanere sul mercato mondiale del petrolio e mantenere una presenza europea nel settore della raffinazione interna.

L'energia nucleare costituisce un'opzione di decarbonizzazione e fornisce attualmente la quota più consistente di elettricità a basse emissioni di carbonio consumata nell'UE. I costi per la sicurezza, lo smantellamento degli impianti esistenti e l'eliminazione delle scorie sono destinati ad aumentare. L'analisi dello scenario indica che l'energia nucleare può contribuire a ridurre i costi del sistema e i prezzi dell'elettricità. In quanto opzione largamente diffusa e che garantisce basse emissioni di carbonio, l'energia nucleare rimarrà nel mix per la produzione di energia elettrica dell'UE.

L'UE contribuisce direttamente ai progetti scientifici e ai programmi di ricerca in partenariati con l'industria e con gli Stati membri per sviluppare su vasta scala nuove tecnologie energetiche altamente efficienti. Un aspetto di importanza crescente dei cambiamenti tecnologici necessari risiede nell'uso delle tecnologie ICT nell'energia e nei trasporti oltre che nelle applicazioni urbane intelligenti. Altro aspetto di notevole importanza è il passaggio a combustibili alternativi, compresi i veicoli elettrici. A tal fine è necessario un sostegno a livello europeo mediante interventi di tipo normativo, di standardizzazione, di politica delle infrastrutture e ulteriori sforzi in materia di ricerca e dimostrazione, in particolare per quanto concerne le celle a combustibile e idrogeno che, unitamente alle reti intelligenti, possono moltiplicare i benefici della mobilità elettrica. Le altre principali opzioni in materia di combustibili alternativi sono i biocarburanti, i carburanti sintetici e il GPL.

2. RIPENSARE I MERCATI DELL'ENERGIA.

L'impatto transfrontaliero sul mercato interno comporta nuove sfide per i mercati dell'energia nella transizione verso un sistema a bassa intensità di carbonio che offra un livello elevato di sicurezza energetica e un approvvigionamento di elettricità a costi accessibili. Una sfida risiede nell'esigenza di disporre di flessibilità nei sistemi di produzione di energia elettrica all'aumentare del contributo della produzione intermittente delle fonti rinnovabili. La seconda sfida è l'impatto sui prezzi di mercato all'ingrosso di tale produzione. L'energia elettrica di origine eolica e solare ha costi prossimi allo zero e che con l'aumentare della sua quota potrebbe portare nel mercato all'ingrosso ad una diminuzione dei prezzi generali riducendo gli introiti di tutti i produttori, compresi quelli necessari a garantire una capacità sufficiente per soddisfare la domanda nei periodi di assenza delle fonti rinnovabili. L'accesso ai mercati deve essere garantito a tutti i tipi di forniture flessibili, per la gestione della domanda, lo stoccaggio e la produzione e tale flessibilità deve essere ricompensata sul mercato. Tutti i tipi di capacità (variabile, di base, flessibile) devono garantire utili ragionevoli sul capitale investito. In generale devono essere presi in considerazione gli impatti sul mercato interno e la necessità di un coordinamento a livello europeo. Anche alla luce del terzo pacchetto "mercato interno dell'energia", si deve assicurare che il quadro normativo stimoli l'integrazione e che vengano sufficientemente incentivate capacità e flessibilità e che gli accordi di mercato siano in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione.

Poiché quasi tutti gli scenari fino al 2050 indicano una crescita degli scambi di elettricità e della penetrazione delle energie rinnovabili (in particolare nello scenario "quota elevata di energia da fonti rinnovabili"), diviene urgente disporre di infrastrutture adeguate per la distribuzione, interconnessione e trasmissione a lunga distanza. Entro il 2020 la capacità d'interconnessione dovrà aumentare in linea con i programmi di sviluppo con l'obiettivo di un aumento complessivo della capacità d'interconnessione del 40%.

La pianificazione delle esigenze infrastrutturali europee a 10 anni da parte delle ENTSO e dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) fornisce una visione a più lungo termine per gli investitori e permette di rafforzare la cooperazione regionale. E' necessario arrivare a una pianificazione di rete completamente integrata per la trasmissione, distribuzione, stoccaggio, autostrade elettriche, su un arco temporale esteso.

Per consentire a livello locale la produzione di energia da fonti rinnovabili, è necessario rendere più intelligente la rete di distribuzione così da assicurare una gestione della produzione variabile a partire da numerose fonti distribuite ma anche una migliore risposta all'aumento della domanda. Con una produzione più decentrata, reti intelligenti, nuovi utilizzatori della rete (ad esempio, i veicoli elettrici) e una maggiore reattività alla domanda, è necessaria una visione maggiormente integrata di trasmissione, distribuzione e stoccaggio.

Per sostenere la decarbonizzazione nella produzione di energia elettrica e integrare le energie da fonti rinnovabili, sono necessarie capacità di gas flessibili a prezzi competitivi. Saranno essenziali nuove infrastrutture del gas per consentire l'interconnessione del mercato interno lungo l'asse nord-sud e collegare l'Europa a nuove fonti di approvvigionamento attraverso il corridoio meridionale, garantendo la creazione di mercati del gas all'ingrosso efficienti.

3. UN APPROCCIO UNIFICATO ED EFFICACE IN MATERIA DI INCENTIVI PER IL SETTORE ENERGETICO.

Entro il 2050, dovrà avvenire una sostituzione su vasta scala di infrastrutture e beni di investimento in tutti i comparti economici (compresi i beni di consumo presenti nelle case). Si tratta di investimenti iniziali molto onerosi con lunghi periodi di ritorno che richiedono sviluppi rapidi nei settori della ricerca e dell'innovazione, sulla base di un quadro strategico unico che permetta di sincronizzare tutti gli strumenti di sostegno disponibili.

Nel campo delle infrastrutture sono necessari massicci investimenti. Il settore pubblico ha un ruolo fondamentale per facilitare gli investimenti nella rivoluzione energetica. La fissazione del prezzo del carbonio può fornire un incentivo per la diffusione di tecnologie efficienti a bassa intensità di carbonio in tutta Europa. Il sistema di scambio delle quote d'emissione, pilastro della politica dell'Unione europea in materia di clima, è stato progettato per essere tecnologicamente neutrale, efficace sul piano dei costi e pienamente compatibile con il mercato interno dell'energia.

Alcuni investimenti nel sistema energetico hanno tuttavia natura di bene pubblico e pertanto deve essere garantito un sostegno agli interventi innovativi mediante il potenziamento dei finanziamenti erogati da istituti finanziari pubblici, (es: BEI) e il coinvolgimento del settore bancario commerciale negli Stati membri. I rischi degli investimenti devono comunque essere sostenuti dagli investitori privati che continueranno a occupare una posizione preponderante in un approccio basato sul mercato. Mentre in passato, le imprese di utilità pubblica erano in grado di realizzare da sole numerosi investimenti nella produzione di energia, questo sarà più difficile in futuro vista la portata delle esigenze in materia di investimenti e innovazione. Gli investitori istituzionali possono diventare gli attori principali nel finanziamento degli investimenti in campo energetico mentre i consumatori avranno un ruolo più rilevante a condizione che abbiano accesso ai capitali a costi ragionevoli.

Le misure di sostegno saranno necessarie anche dopo il 2020 per lo sviluppo e la diffusione di nuove tecnologie per essere gradualmente eliminate con la maturazione delle tecnologie e del mercato ma dovranno sempre essere mirati, di portata limitata, proporzionati e conformi con il mercato interno e la normativa europea sugli aiuti di Stato.

4. IL COINVOLGIMENTO DEI CITTADINI.

I cittadini devono essere informati e coinvolti nei processi decisionali e le scelte tecnologiche devono tenere conto dell'ambiente locale. La transizione inciderà sull'occupazione e richiederà interventi nel campo dell'istruzione e della formazione oltre a un dialogo sociale più vigoroso. Per gestire in modo efficace il cambiamento e assicurare una transizione equa e basata su principi occupazionali dignitosi, è necessario il coinvolgimento di tutte le parti sociali e l'elaborazione di meccanismi che aiutino i lavoratori interessati dalla transizione a sviluppare le proprie capacità occupazionali. Saranno costruite nuove centrali elettriche, un numero rilevante di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili, nuovi siti di stoccaggio e un numero supplementare di reti di trasmissione. L'approvvigionamento di energia non può avvenire in assenza di tecnologie e infrastrutture e l'energia pulita ha comunque un costo. A tal fine potrebbero essere necessari nuovi meccanismi di prezzo e incentivi, accompagnati tuttavia da misure per garantire la trasparenza della tariffazione ai consumatori finali. Il buon funzionamento del mercato interno e le misure di efficienza

energetica rivestono particolare importanza per i consumatori. Devono essere messi a punto strumenti per controbilanciare gli aumenti dei prezzi con il miglioramento dell'efficienza energetica e la riduzione del consumo. Il modo migliore per proteggere i consumatori vulnerabili dalla povertà energetica risiede nella piena attuazione da parte degli Stati membri della legislazione UE in campo energetico e nell'uso di soluzioni innovative in materia di efficienza energetica anche con un sostegno specifico per realizzare gli investimenti necessari a ridurre il consumo di energia.

5. ORIENTARE IL CAMBIAMENTO A LIVELLO INTERNAZIONALE

Nella transizione verso il 2050, l'Europa deve garantire e diversificare l'approvvigionamento di carburanti fossili e, al contempo, sviluppare la cooperazione per creare partenariati internazionali con base più ampia. Con la diminuzione della domanda di combustibili fossili in Europa e lo sviluppo di strategie economiche maggiormente diversificate da parte dei produttori di energia, le strategie integrate con gli attuali fornitori devono prendere in considerazione i benefici della cooperazione in altre aree quali le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e altre tecnologie a bassa intensità di carbonio.

1.3.3. DIRETTIVA 2012/27/UE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA.

La direttiva si pone l'obiettivo di aumentare l'uso efficiente dell'energia per ridurre del 20% i consumi energetici; non contiene di per sé un obiettivo vincolante ma misure vincolanti da adottare.

Le principali misure previste dalla direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica riguardano:

- gli edifici pubblici dotati di impianti di riscaldamento o di raffreddamento. Ciascuno Stato membro garantisce che dal 1° gennaio 2014 il 3% della superficie coperta utile totale sia ristrutturata ogni anno per rispettare almeno i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti in applicazione dell'articolo 4 della direttiva 2010/31/UE.
- le imprese energetiche di pubblica utilità. Esse devono raggiungere un risparmio energetico di almeno 1,5% per anno sul totale dell'energia venduta ai consumatori finali;
- le *grandi imprese*. Esse saranno obbligate ad *audit energetici svolti ogni 4 anni*, da esperti indipendenti accreditati;
- gli *strumenti di finanziamento*. Essi devono favorire l'attuazione delle misure di efficienza energetica;

La direttiva modifica le preesistenti direttive 2009/125/CE Energy related Products (ErP) e 2010/30/UE sull'etichettatura dei prodotti che consumano energia e dispone i termini per l'abrogazione (Articolo 27) delle direttive 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione e 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.

1.3.4. LA CONVENZIONE MARPOL 73/78 E LE DIRETTIVE 2012/33 E 94/2014.

La Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi, conosciuta anche come *Marpol 73/78*, è un accordo internazionale per prevenire l'inquinamento del mare derivante dai rifiuti marittimi, idrocarburi e gas di scarico. In essa convergono due trattati internazionali del 1973 e del 1978. Tutte le navi battenti bandiera dei paesi firmatari della convenzione (facenti parte dell'IMO - Organizzazione marittima internazionale) sono soggette alle relative prescrizioni, a prescindere dal luogo in cui navigano ed i singoli paesi membri sono responsabili per le navi iscritte nei propri porti.

L'Annesso VI di MARPOL, "*Regolamento per la prevenzione dell'inquinamento dell'aria causato dalle navi*", è incluso all'interno del Protocollo MARPOL adottato dalla Conferenza MARPOL del 1997. Entrato in vigore il 19 maggio 2005,

riguarda tutte le attività di navigazione. In particolare, per quanto riguarda le emissioni inquinanti nell'atmosfera, sono in vigore il regolamento 13 per le emissioni di NOx ed il regolamento 14 per le emissioni di SOx.

Le aree SECA (SOx Emission Control Area) sono quelle in cui vengono applicati dei limiti per le emissioni di solfati nell'atmosfera, e quindi per i contenuti di zolfo dei combustibili impiegati, più severi rispetto ai limiti applicati globalmente. Il regolamento 14 dell'Annesso VI MARPOL stabilisce un limite globale massimo del 4.5% per quanto concerne il contenuto di zolfo relativo all'olio combustibile pesante.

Per le navi che si trovino all'interno di un'area di controllo delle emissioni SECA, deve essere soddisfatta almeno una delle seguenti condizioni:

- il tenore di zolfo nel combustibile utilizzato dalla nave non deve superare la percentuale dell'1,5% in massa;
- presenza di un sistema di lavaggio dei gas combusti, che sia approvato dall'Amministrazione tenendo in considerazione le linee guida definite dall'IMO, per la riduzione delle emissioni totali di ossidi di zolfo dalle navi o altro sistema, verificabile scientificamente, che riduca le emissioni di SOx a livelli equivalenti.

In base a quanto deciso durante l'ultimo incontro IMO MEPC 58, per gli SOx sono previste nei prossimi anni delle sensibili riduzioni al contenuto di zolfo ammissibile per i combustibili marini ed in particolare:

| Globalmente | Aree SECA |
|---------------------------------------|---------------------------------------|
| 3.50% : a partire dal 1 Gennaio 2012; | 1.00% : a partire dal 1 Luglio 2010; |
| 0.50% : a partire dal 1 Gennaio 2020. | 0.10% : a partire dal 1 Gennaio 2015. |

La direttiva zolfo UE (2012/33/UE) stabilisce dal 1 gennaio 2015 la riduzione delle emissioni di anidride solforosa (SO₂) delle navi richiedendo che le navi nelle regioni del Mar Baltico, Mare del Nord e il Canale della Manica (SECA) utilizzino carburante con una percentuale massima di zolfo del 0,1% o applichino metodi alternativi al fine di ottenere la stessa riduzione delle emissioni di anidride solforosa .

L'Italia, invece, ha posto una netta accelerazione sulla riduzione del tenore di zolfo rispetto a quanto previsto dalla direttiva (un limite dello 0,5% dal 2020). Il Decreto Legislativo 16 luglio 2014, n. 112 stabilisce di anticipare l'attuazione delle ECAs (Emission Control Areas) al 1° gennaio 2018, nel Mar Adriatico e nel Mar Ionio, e di abbassare il limite di zolfo allo 0,1 (a condizione che gli Stati membri dell'Unione Europea prospicienti le stesse zone di mare abbiano previsto l'applicazione di tenori di zolfo uguali o inferiori) e comunque dal primo gennaio 2020 in tutti i mari italiani, il limite al tenore di zolfo dei combustibili marittimi dovrà essere dello 0,1%.

Il 28 ottobre 2014 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea la Direttiva n. 94/2014 sulla realizzazione delle infrastrutture per i combustibili alternativi nei trasporti. L'asse portante della direttiva è l'obbligo per gli Stati Membri di sviluppare e adottare, entro due anni dall'entrata in vigore della direttiva, una strategia politica nazionale che dovrebbe innanzitutto valutare i mercati potenziali dei combustibili alternativi, definire gli obiettivi di infrastrutturazione, le strategie di sviluppo delle reti distributive e le necessarie misure di sostegno.

Particolarmente importanti sono le norme riguardanti la fornitura del GNL nei trasporti. Per quanto riguarda quelli marittimi, gli Stati Membri dovranno assicurare che, attraverso la strategia nazionale, un numero appropriato di punti di fornitura di GNL siano realizzati nei porti marittimi per consentire che le navi che utilizzano il GNL possano circolare attraverso la rete principale dei porti TEN-T entro il 31 dicembre 2025. La valutazione della strategia nazionale del fabbisogno di punti di fornitura dovrà comunque comprendere anche i porti al di fuori della rete TEN-T, ma in questo

caso non vale la scadenza del 2025. L'obiettivo è di assicurare un'adeguata copertura dell'intera rete portuale europea, anche attraverso la co-operazione con gli Stati Membri vicini.

Va precisato che per "punti di fornitura" (refuelling points) la direttiva intende una "facility" per la fornitura di GNL che può essere sia fissa che mobile, offshore o a terra, o altri sistemi. I punti di fornitura possono essere non solo i terminal GNL, ma anche cisterne, container mobili, navi e bettoline per il bunkeraggio.

Per quanto riguarda il GNL per il trasporto pesante su strada, gli Stati Membri dovranno assicurare, attraverso la strategia nazionale, che un appropriato numero di punti di fornitura del GNL accessibili al pubblico siano realizzati entro il 31.12.2025 almeno lungo la rete stradale principale TEN-T, in maniera tale da assicurare che i veicoli pesanti a GNL possano circolare attraverso l'Unione. Gli Stati Membri dovranno assicurare nel loro territorio un sistema appropriato per la distribuzione del GNL ai punti di fornitura nei porti e lungo la rete stradale, includendo anche le "facility" di approvvigionamento per le auto-cisterna a GNL.

1.3.5. OBIETTIVI UE CLIMA-ENERGIA 2030.

Il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030:

- riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990, con obiettivi vincolanti per gli Stati membri per i settori non-ETS;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

1.3.6. UNION ENERGY PACKAGE.

Il pacchetto "Unione dell'energia", pubblicato dalla Commissione il 25 febbraio 2015, consiste in tre comunicazioni che di seguito si sintetizzano.

1. Una strategia quadro per un'unione dell'energia resiliente - com(2015)80.

Si fonda sul quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030 ed è stata strutturata su cinque settori strettamente collegati:

Continuità e sicurezza della fornitura.

La diversificazione delle fonti, dei fornitori e dei flussi di trasporto dell'energia sono i fattori per assicurare un approvvigionamento energetico *sicuro* e *resiliente* a prezzi accessibili e competitivi in ogni momento per cittadini e imprese. Per garantire la diversificazione delle forniture di gas è auspicabile, tra i vari interventi, la creazione di un hub di gas liquefatto nell'area mediterranea anche con strumenti di sostegno quali il Fondo europeo per gli investimenti strategici. La Commissione Europea intende valutare tutto il potenziale del gas naturale liquefatto (GNL) ed un'ampia strategia che considererà anche l'infrastruttura di trasporto necessaria per collegare al mercato interno i punti di accesso del GNL. La crescita del commercio di GNL contribuirà a uniformare maggiormente i prezzi del gas naturale a livello globale. È inoltre necessario adottare misure supplementari per ridurre il consumo di petrolio. La Commissione Europea valuterà la possibilità di adottare meccanismi volontari di aggregazione della domanda per acquisti collettivi di gas in caso di crisi e per gli Stati membri che dipendono da un unico fornitore. Nell'ambito della revisione del

regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas proporrà inoltre di assicurare un'adeguata trasparenza dei contratti commerciali di fornitura di gas che possono avere un impatto sulla sicurezza energetica dell'UE.

Mercato dell'energia.

Si intende imprimere un nuovo impulso politico al completamento del mercato interno dell'energia. Il sistema energetico europeo è ancora poco efficiente, caratterizzato dalla concentrazione del mercato e dalla debolezza della concorrenza. I sistemi di trasmissione dell'elettricità e del gas, in particolare i collegamenti transfrontalieri, non sono sufficienti a far funzionare correttamente il mercato interno dell'energia e collegare le isole energetiche rimanenti alla rete principale dell'elettricità e del gas. In Europa la transizione verso un sistema energetico più sicuro e sostenibile richiederà importanti investimenti nella generazione, nelle reti e nell'efficienza energetica, stimati a circa 200 miliardi di euro l'anno per il prossimo decennio. La copertura di tali costi sarà in gran parte a carico del settore privato ma l'accesso ai finanziamenti sarà di importanza fondamentale. Un sostegno aggiuntivo, oltre quelli tradizionali della BEI ed i finanziamenti a titolo dei fondi strutturali e d'investimento europei, sarà costituito dal Fondo europeo per gli investimenti strategici, per l'accesso ai finanziamenti per progetti di dimensioni europee, come le reti energetiche, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica.

La Commissione Europea intende attivarsi affinché gli Stati membri attuino pienamente il terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, in particolare per quanto riguarda la separazione (unbundling) e l'indipendenza dei regolatori. L'integrazione del mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili richiede flessibilità sia sul lato dell'offerta che sul lato della domanda, a livello nazionale e transfrontaliero. Si rende quindi necessario sviluppare le reti elettriche e più in generale la possibilità di generazione distribuita e di gestione della domanda anche tramite le nuove tecnologie di stoccaggio.

La Commissione Europea intende attivarsi per riconfigurare il mercato dell'energia elettrica integrando il commercio all'ingrosso e al dettaglio al fine di incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento e l'adeguamento del mercato dell'energia elettrica alla transizione energetica, determinando un aumento significativo del numero di produttori, in particolare delle fonti energetiche rinnovabili. Una più stretta integrazione anche a livello regionale, l'aumento degli scambi transfrontalieri e lo sviluppo di mercati sia a breve che a lungo termine, con un'efficace formazione dei prezzi, contribuiscono alla flessibilità necessaria per realizzare l'integrazione nel mercato delle nuove fonti di generazione. Un mercato interno dell'energia pienamente funzionante riduce la necessità di meccanismi di regolazione della capacità. La Commissione Europea intende assicurare una maggiore trasparenza nella composizione dei costi e dei prezzi dell'energia predisponendo un monitoraggio e una rendicontazione periodici e dettagliati, anche per quanto riguarda gli impatti dei costi e dei prezzi dell'energia sulla competitività. Particolare attenzione sarà dedicata agli interventi pubblici quali tariffe regolamentate, tassazione dell'energia e sostegno pubblico ed il loro impatto sui meccanismi di fissazione dei prezzi, compresi i disavanzi nelle tariffe nel settore dell'energia elettrica.

Nel paradigma dell'Unione dell'energia, i consumatori di un determinato Stato membro dovrebbero poter fare scelte informate ed essere liberi di acquistare energia agevolmente anche da società stabilite in altri Stati membri. Ad oggi in alcuni Stati membri i consumatori continuano a svolgere un ruolo passivo, godono di una scelta limitata di fornitori e le procedure per cambiare fornitore sono relativamente complesse. Le tecnologie intelligenti consentiranno ai consumatori e alle imprese di servizi energetici che lavorano per loro di avvantaggiarsi delle opportunità esistenti sul mercato dell'energia controllando il proprio consumo energetico e producendo energia in proprio; questo consente una

maggior flessibilità del mercato e, potenzialmente, una riduzione dei costi per i consumatori. Le tariffe regolate limitano lo sviluppo di una concorrenza effettiva, scoraggiando gli investimenti e l'emergere di nuovi operatori di mercato. I prezzi regolati mirano a proteggere i clienti deboli dall'aumento dei costi dell'energia ma queste misure vanno ad incidere sui clienti non regolati, le aziende elettriche e le finanze pubbliche ed a lungo termine ledono gli interessi dei consumatori che intendono aiutare. La Commissione Europea intende perseguire la progressiva eliminazione dei prezzi regolamentati sottocosto attraverso la concorrenza e i quadri di governance.

Efficienza energetica.

Nell'ottobre 2014 il Consiglio Europeo ha fissato a livello dell'UE un obiettivo indicativo di almeno il 27% per il miglioramento dell'efficienza energetica entro il 2030. L'UE ha già posto in essere un insieme di misure avanzate per conseguire maggior efficienza nel consumo di energia quali la normativa sull'etichettatura energetica e sulla progettazione ecocompatibile. La Commissione Europea intende concentrare gli sforzi nei settori che presentano un elevato potenziale di efficienza energetica, in special modo i trasporti e l'edilizia.

La climatizzazione degli edifici costituisce una quota considerevole della domanda energetica in Europa. Per valorizzare il potenziale di efficienza energetica in edilizia sono necessarie azioni ad ogni livello ed in particolare locale-regionale. Attrarre risorse in particolare a livello locale risulta complesso soprattutto a causa della scarsa consapevolezza e competenza in materia di finanziamenti di modesta entità. La Commissione Europea intende sostenere meccanismi di semplificazione per l'accesso ai finanziamenti esistenti, proporre agli operatori e alle parti interessate modelli di finanziamento "pronti per l'uso", promuovere nuovi regimi di finanziamento basati sulla condivisione di rischi e profitti e sviluppare nuove tecniche di finanziamento e sostegno sotto forma di assistenza tecnica. Le attività delle iniziative "Città e comunità intelligenti" e del Patto dei sindaci costituiscono fattori importanti per conseguire progressi in materia di efficienza energetica all'interno e all'esterno dell'UE. Fondamentali strumenti per promuovere l'efficienza energetica negli edifici sono i fondi dell'UE, i finanziamenti della BEI ed il Fondo europeo per gli investimenti strategici.

I trasporti rappresentano più del 30% del consumo finale di energia in Europa. L'Unione Europea intende sfruttarne il potenziale di efficienza energetica in termini di:

- norme più severe sulle emissioni di CO₂ delle autovetture e dei furgoni dopo il 2020;
- misure volte a migliorare l'efficienza energetica e ridurre le emissioni dei veicoli pesanti e degli autobus;
- misure volte a migliorare la gestione del traffico;
- sistemi di tariffazione stradale basati sui principi "*chi usa paga*" e "*chi inquina paga*";
- creazione di uno spazio unico europeo dei trasporti fondato su un uso più efficiente del parco veicoli;
- misure volte alla promozione e incentivazione delle modalità di trasporto a basso impatto emissivo quali il trasporto ferroviario, marittimo e vie navigabili interne.

La Commissione Europea adotterà nuove iniziative per decarbonizzare il settore dei trasporti, fortemente dipendente dai prodotti petroliferi, a cominciare dalla sviluppo e diffusione dei carburanti alternativi. La Commissione Europea continuerà a promuovere la realizzazione delle infrastrutture, quali le stazioni di rifornimento e ricarica elettrica, necessarie alla diffusione commerciale dei veicoli a basso impatto. Pertanto è fondamentale accelerare l'elettificazione del parco mezzi assumendo un ruolo di leadership nell'elettromobilità e nelle tecnologie di stoccaggio dell'energia. Ciò richiede una piena integrazione dei veicoli elettrici nelle politiche di mobilità urbana e nella rete elettrica, sia come consumatori di energia sia come potenziali impianti di stoccaggio.

Decarbonizzazione dell'economia.

L'accordo quadro 2030 per il clima e l'energia sancisce l'impegno dell'UE per una riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra interne rispetto al 1990. Si tratta di un contributo ambizioso ai negoziati internazionali sul clima in vista della conclusione di un accordo vincolante nel 2015 alla COP 21 di Parigi.

Lo strumento principale della politica climatica europea è il sistema di scambio di quote di emissione (ETS) nel quale la riserva stabilizzatrice del mercato e le misure finalizzate al conseguimento dell'obiettivo ambizioso al 2030 porteranno a prezzi significativi ed alla conseguente riduzione delle emissioni di CO₂. La Commissione Europea vuole che il sistema di scambio di emissioni svolga pienamente il ruolo di motore *tecnologicamente neutrale ed economicamente efficiente* degli investimenti a basse emissioni di CO₂. Con la formazione dei prezzi della CO₂ a livello europeo, il sistema ETS contribuirà al buon funzionamento del mercato interno dell'energia e stimolerà la diffusione delle energie rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza energetica e le tecnologie a basse emissioni di CO₂. Per i settori esclusi dal sistema ETS di emissione dell'UE saranno stabiliti degli obiettivi nazionali ed il settore agroforestale sarà integrato nel quadro UE 2030. Nel settore delle energie rinnovabili l'Unione europea punta a svolgere un ruolo di leadership divenendo il polo mondiale per lo sviluppo di nuove tecnologie competitive e tecnicamente avanzate. L'UE ha fissato l'obiettivo minimo del 27% per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nell'UE nel 2030 ed è già sulla buona strada per raggiungere l'obiettivo 2020 della quota del 20% da fonti rinnovabili dei consumi.

Per integrare efficacemente la produzione delle rinnovabili in una logica di mercato, che promuova soluzioni competitive ed innovative, l'UE dovrà codificare nuove regole di mercato, in modo da consentire la diffusione di nuove tecnologie, Smart Grids e meccanismi di *demand response* per un'efficace transizione energetica. La produzione di energia da fonti rinnovabili verrà sostenuta mediante dispositivi basati sul mercato che tengano conto delle carenze del medesimo, garantiscano l'efficacia in termini di costi ed evitino distorsioni.

Il finanziamento a basso costo delle energie rinnovabili a forte intensità di capitale richiede un quadro di investimenti stabile che riduca i rischi legati alla regolamentazione e consenta di attrarre gli investimenti di grandi fondi internazionali, promotori di progetti di ampie dimensioni, ma anche di cooperative e famiglie in un sistema orientato al mercato che mantenga bassi i costi di capitale. Le decisioni di investimento nell'energia elettrica da fonti rinnovabili devono tenere conto del contesto fisico, della disponibilità di risorse e della rete, dell'accettabilità sociale, dell'ubicazione dei consumatori e degli ostacoli amministrativi. Lo sviluppo di nuove infrastrutture, in particolare le interconnessioni, deve ridurre il costo dell'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'energia. Per realizzare gli obiettivi sul clima e mantenere la leadership tecnologica l'UE investirà su combustibili alternativi *avanzati* e più in generale nella bioeconomia, tenendo conto del suo impatto sull'ambiente, sull'uso del suolo e sulla produzione alimentare.

Ricerca e Sviluppo.

L'Unione Europea vuole rivestire un ruolo di pioniera nel campo delle tecnologie rinnovabili e delle soluzioni di stoccaggio. Assumere una posizione di primo piano nelle tecnologie intelligenti, dei trasporti a basso impatto e dei combustibili alternativi rappresenta un fattore di crescita e occupazione. L'UE intende progredire nel miglioramento dell'efficacia dei propri programmi di ricerca con la finalità di coordinare gli sforzi comunitari e degli stati membri verso obiettivi e risultati comuni, massimizzando gli effetti degli investimenti nel campo. L'UE, a tal fine, intende adottare un approccio integrato per creare sinergie, coordinare azioni e risultati e assicurare un più efficace collegamento tra

ricerca e industria in modo da introdurre nuove tecnologie sul mercato interno. L'UE intende costruire un nuovo approccio alla Ricerca e Sviluppo in materia di energia che accompagni la transizione energetica utilizzando Horizon2020 come punto di partenza. Le azioni si articolano intorno a quattro priorità principali:

- svolgere un ruolo di leadership nello sviluppo di una nuova generazione di tecnologie delle energie rinnovabili, compresi uso sostenibile della biomassa e dei biocombustibili e lo stoccaggio dell'energia;
- coinvolgere i consumatori nella transizione energetica (elettrodomestici e città intelligenti, sistemi domotici);
- sviluppare sistemi e tecnologie per rendere energeticamente neutro il parco immobiliare;
- dotarsi di sistemi di trasporto più sostenibili ed efficienti per ridurre le emissioni climalteranti.

In tema di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e della cattura e consumo del carbonio (CCU) per i settori dell'energia e dell'industria, l'UE intende adottare un approccio lungimirante in termini di efficacia dei costi in vista degli obiettivi del 2050 per il clima. Per lo sviluppo di queste tecnologie si rende necessario garantire a investitori e imprese un quadro di riferimento chiaro attraverso la riforma del sistema ETS ed il nuovo Fondo per l'innovazione.

La ricerca e l'innovazione finalizzate alla transizione verso un'economia a basse emissioni di CO₂ offrirà opportunità per la crescita dell'economia e dell'occupazione con l'emergere di nuovi settori e professioni.

Questi obiettivi richiedono:

- un'azione sinergica tra la Ricerca, l'Industria, il Settore finanziario e le Autorità Pubbliche;
- l'adeguamento di alcuni settori, modelli economici o profili professionali;
- formazione adeguata ai nuovi profili professionali corrispondenti alle nuove esigenze delle imprese.

2. Il protocollo di Parigi - lotta ai cambiamenti climatici mondiali dopo il 2020 - COM(2015)81.

Tale comunicazione illustra la visione dell'UE per il nuovo accordo globale sui cambiamenti climatici (il protocollo di Parigi), la cui adozione è prevista per dicembre 2015 a Parigi. In particolare, formalizza l'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, convenuto durante il Consiglio europeo dell'ottobre 2014, come obiettivo per le emissioni proposto dall'UE per il protocollo di Parigi. Gli obiettivi, conosciuti anche come "contributo previsto stabilito a livello nazionale" o INDC, devono essere presentati all'UNFCCC entro fine marzo 2015.

3. Raggiungere l'obiettivo del 10% di interconnessione elettrica - COM(2015)82.

Questa comunicazione esamina le modalità per raggiungere l'obiettivo del 10% per le interconnessioni elettriche entro il 2020, un traguardo sostenuto dal Consiglio europeo di ottobre 2014. Si concentra in particolare sui seguenti elementi:

- miglioramento della situazione nei 12 Stati membri con un livello di interconnessione inferiore al 10% (Irlanda, Italia, Romania, Portogallo, Estonia, Lettonia, Lituania, Regno Unito, Spagna, Polonia, Cipro e Malta);
- progetti previsti nell'ambito del regolamento RTE-E (TEN-E) e il meccanismo per collegare l'Europa (CEF), che contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo di interconnessione;
- strumenti finanziari disponibili e modalità di utilizzo per sostenere i progetti di interconnessione elettrica;
- modalità di rafforzamento della cooperazione regionale.

1.3.7. IL SISTEMA ETS.

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione (European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS) è il principale strumento adottato dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero i settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni.

Il Sistema è stato istituito dalla Direttiva 2003/87/CE e successive modificazioni (Direttiva ETS) e traspone in Europa, per gli impianti industriali, per il settore della produzione di energia elettrica e termica e per gli operatori aerei, il meccanismo di "cap&trade" (introdotto dal Protocollo di Kyoto) che fissa un tetto massimo al livello totale delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati dal sistema, ma consente ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato diritti di emissione di CO₂ (quote) secondo necessità, all'interno del limite stabilito.

A livello europeo il sistema coinvolge oltre 11.000 operatori, tra impianti termoelettrici e industriali nel campo della produzione di energia e della produzione manifatturiera (attività energetiche, produzione e trasformazione dei metalli, cemento, ceramica e laterizi, vetro, carta), dal 2012 gli operatori aerei e dal 2013 gli impianti di produzione di alluminio, calce viva, acido nitrico, acido adipico, idrogeno, carbonato e bicarbonato di sodio e gli impianti CCS. Ad oggi, sono oltre 1.300 gli impianti italiani coinvolti, di cui il 71% circa nel settore manifatturiero.

Possono essere esclusi ospedali e piccoli emettitori, impianti con emissioni inferiori a 25.000 t di CO₂ equivalente e, nel caso di impianti di combustione, con potenza termica nominale inferiore a 35 MW, escluse le emissioni da biomassa.

La Direttiva ETS prevede che, dal primo gennaio 2005, gli impianti dell'UE con elevati volumi di emissioni non possano funzionare senza un'autorizzazione ad emettere gas serra.

Ogni impianto autorizzato deve monitorare annualmente le proprie emissioni e compensarle con quote di emissione europee (European Union Allowances, EUA e European Union Aviation Allowances, EUA A equivalenti a 1 tonnellata di CO₂ eq.) che possono essere comprate e vendute sul mercato. Ai sensi dell'art. 11 bis della Direttiva ETS, dei Regolamenti 550/2011 e 1123/2013 della Commissione gli impianti possono utilizzare, a questo scopo, seppure in misura limitata e fino al 2020, anche crediti di emissione non europei, derivanti da progetti realizzati nell'ambito dei meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.

I gestori degli impianti possono scegliere se investire per ridurre le proprie emissioni introducendo tecnologie a basso contenuto di carbonio o attraverso misure di efficienza energetica, e acquistare quote. Gli Stati membri dell'UE assegnano le quote agli operatori a titolo oneroso attraverso aste pubbliche europee. Gli impianti manifatturieri, in particolare quelli esposti a rischio di delocalizzazione a causa dei costi del carbonio, ricevono una parte di quote a titolo gratuito in base a parametri di riferimento generalmente definiti per prodotto, armonizzati a livello europeo e quantificati in base alla performance del 10% degli impianti più efficienti per ciascun settore industriale.

Gli impianti possono comprare e vendere quote tra loro, attraverso accordi privati o rivolgendosi al mercato secondario del carbonio. Le quote sono contabilizzate nel Registro unico dell'Unione europea, la banca dati che tiene traccia di tutti i passaggi di proprietà delle quote e consente agli operatori di compensare, annualmente, le proprie emissioni restituendo le quote agli Stati membri.

Il quantitativo totale delle quote in circolazione nel Sistema è definito a livello europeo in funzione degli obiettivi UE al 2020 (-20% di emissioni rispetto ai livelli del 1990). Il tetto per il 2013 è 2,084 miliardi, ridotto annualmente di un fattore lineare pari all'1,74% del quantitativo medio annuo totale di quote rilasciato dagli Stati membri nel periodo 2008-2012, pari a oltre 38 milioni di quote. A partire dal 2021, il fattore dovrebbe passare al 2,2% annuo, per rispettare l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra del 40% al 2030.

Nel 2015 è stato avviato il percorso per l'adozione degli strumenti legislativi europei necessari a raggiungere gli obiettivi. Il 15 luglio 2015, in particolare, la Commissione europea ha pubblicato, nell'ambito del pacchetto "Unione dell'Energia", la proposta per la revisione strutturale del Sistema europeo di scambio di quote di emissione per la quarta fase d'obbligo. Nel corso del terzo trimestre 2015 è proseguito e si è concluso il processo regolatorio per l'introduzione

della Riserva di Stabilità del Mercato, strumento proposto dalla Commissione Barroso il 22 gennaio 2014 per riformare l'EU ETS a lungo termine e renderlo flessibile agli shock esogeni al Sistema. I rappresentanti del Parlamento europeo e del Consiglio hanno raggiunto, nella seconda sessione di negoziato del 5 maggio 2015, un'intesa sul testo di riforma strutturale dell'EU ETS per l'introduzione della Riserva di Stabilità. Il Comitato dei Rappresentanti permanenti dei 28 Stati membri (Coreper), il 13 maggio successivo, ha convalidato il compromesso che ha infine ottenuto il sostegno del Parlamento europeo riunito in plenaria l'8 luglio 2015. Tra gli elementi chiave dell'accordo: operatività del meccanismo dal primo gennaio 2019 ed accantonamento in Riserva delle quote oggetto di *backloading*; accantonamento nel 2020 delle quote "non rilasciate" a fine periodo, in quanto residue dalla Riserva Nuovi Entranti o per mancata assegnazione (per cessazioni e significative riduzioni di capacità degli impianti).

1.4 CONTESTO NAZIONALE

Negli ultimi anni, la politica energetica nazionale si è basata principalmente su programmi di promozione dell'efficienza energetica e di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili, sulla riforma dei mercati dell'elettricità e del gas naturale e sui nuovi investimenti in programmi di ricerca e sviluppo.

1.4.1. PAN-FER, DLGS 28/2011 ED IL BURDEN SHARING.

Il 29 luglio 2010 il Ministero dello Sviluppo Economico, ha inviato alla Commissione Europea il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN) previsto dalla Direttiva 28/2009/CE per il raggiungimento degli obiettivi assegnati al nostro Paese con la direttiva medesima. Il Piano d'Azione Nazionale è frutto di un'ampia consultazione pubblica nonché di un costante confronto che ha riguardato, in particolare, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ed il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali in ragione delle loro specifiche competenze in materia. Il documento è stato condiviso con gli Enti locali e con le Regioni.

Oltre a definire gli obiettivi finali ed intermedi che l'Italia si prefigge di raggiungere al 2020 nei tre settori di intervento (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti), per conseguire i target ad essa assegnati dall'UE, il PAN delinea le principali linee d'azione e le misure necessarie per la loro attuazione. In particolare, il Piano prevede che, nel nostro Paese, entro il 2020, le energie rinnovabili coprano il 10,14% dei consumi legati ai trasporti, il 26,39% dei consumi del comparto elettrico ed il 17,09% dei consumi per il riscaldamento ed il raffreddamento. Coerentemente con i criteri fissati dal Parlamento nella legge comunitaria 2009, tali obiettivi dovranno essere perseguiti mediante la promozione congiunta dell'efficienza energetica e l'utilizzo equilibrato delle fonti rinnovabili per la produzione ed il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti. La direttiva 2009/28/CE prevede inoltre che ogni 2 anni tutti gli Stati Membri trasmettano delle relazioni biennali redatte secondo uno schema definito pubblicato dalla Commissione Europea al fine di consentire di monitorare il grado di raggiungimento del target al 2020 e gli eventuali scostamenti rispetto a quanto previsto nei Piani di Azione nazionali. Le definizioni, i metodi di calcolo e la terminologia da utilizzare sono indicati nella Direttiva 2009/28/CE e nel Regolamento (CE) n. 1099/2008 relativo alle statistiche dell'energia.

Il provvedimento con cui l'Italia definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 recante attuazione della direttiva 2009/28/CE. Le disposizioni del Decreto introducono novità dal punto di vista delle procedure autorizzative, della regolamentazione tecnica e dei regimi di sostegno. In

particolare il Decreto all'articolo 3 recepisce dalla direttiva l'obiettivo assegnato all'Italia dall'UE della quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020 al 17 %.

Tale obiettivo dovrà essere conseguito secondo la logica del *burden sharing* (letteralmente, suddivisione degli oneri), ovvero ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche. L'art. 2, comma 167 della legge 244/2007, così come sostituito dall'art. 8-bis della legge 13/2009, ha affidato tale compito al Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra Stato, Regioni e Province Autonome di Trento e di Bolzano.

Anche il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 recante le *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, al paragrafo 17, richiama chiaramente il concetto di *burden-sharing* precisando che *"le Regioni e le Province autonome conciliano le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili tramite atti di programmazione congruenti con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili loro assegnata (burden-sharing) [...] assicurando uno sviluppo equilibrato delle diverse fonti"*.

Il decreto prevede che attraverso tali atti programmatori, ovvero i propri Piani Energetici, le Regioni, non solo definiscano le misure e gli interventi funzionali al raggiungimento dei propri obiettivi di *burden-sharing*, ma individuino, a seguito di apposita istruttoria, anche le aree ed i siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie e taglie di impianti alimentati a fonti rinnovabili. Tale individuazione deve essere effettuata secondo i principi ed i criteri di cui all'Allegato 3 delle Linee Guida, tenendo conto di quanto previsto dagli strumenti di pianificazione ambientale, territoriale e paesaggistica ed in congruenza con gli obiettivi di *burden-sharing* ad esse assegnati tramite decreto ministeriale. In data 15.03.2012 il MISE ha emanato il decreto *Definizione e quantificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione delle modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome (c.d. Burden Sharing)*.

1.4.2. LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE.

Nel mese di Marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico, congiuntamente al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e al Ministero dell'Ambiente, ha approvato, mediante Decreto Interministeriale, la *"Strategia Energetica Nazionale"* (SEN) che esplicita gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, le scelte di fondo e le priorità d'azione in un contesto di libero mercato e con logiche di sviluppo non controllabili centralmente.

La SEN individua le seguenti Priorità d'azione ed i relativi risultati attesi:

- la promozione dell'Efficienza Energetica per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei;
- la promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, con l'opportunità di diventare il principale Hub sud-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili con il superamento degli obiettivi europei (20-20-20) con oneri sostenibili a carico degli utenti;
- lo sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo, efficiente e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile;
- la ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio;
- lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi, con importanti benefici economici e di

- occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale;
- la modernizzazione del sistema di governance al fine di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

1.4.3. D.P.R. 16 APRILE 2013, N. 74 E N. 75.

Il DPR 16 Aprile 2013 n. 74 reca il *“Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192”*.

Il provvedimento è entrato in vigore il 12 luglio 2013 e definisce le nuove regole in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari.

In tale decreto in particolare:

- si definiscono i nuovi valori limite della temperatura ambiente e ridefiniti i periodi e le durate di funzionamento degli impianti per la climatizzazione invernale;
- si definiscono le figure e gli oneri del Responsabile dell'impianto con facoltà di delega.
- si definiscono le modalità di controllo e manutenzione dell'impianto termico;
- si definiscono le modalità di ispezioni sugli impianti termici

Con decreto MISE del 10 febbraio 2014 sono stati approvati i "Modelli di libretto di impianto per la climatizzazione e di rapporto di efficienza energetica di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 74/2013".

Il Decreto Ministeriale 10 febbraio 2014, contiene i modelli di libretto di impianto per la climatizzazione e di rapporto di efficienza energetica di cui al decreto del Presidente della Repubblica 74/2013.

Precisamente, il decreto definisce:

- il modello di libretto di impianto per la climatizzazione che deve essere utilizzato dal primo giugno 2014;
- i modelli di rapporto di efficienza energetica da utilizzare dal primo giugno 2014, in occasione di controlli ed eventuale manutenzione di cui all'art. 7 del D.P.R. 74/2013. In ottemperanza a quanto previsto dal D.P.R. 74/2013, i modelli di rapporto sono differenziati in 4 tipologie: gruppi termici, gruppi frigo, scambiatori, cogeneratori.

Il D.P.R. 16 aprile 2013, n. 75 reca *“Regolamento recante disciplina dei criteri di accreditamento per assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti e degli organismi a cui affidare la certificazione energetica degli edifici, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192”*.

Il Regolamento riconosce come soggetti certificatori:

- i tecnici abilitati;
- gli Enti pubblici o gli organismi di diritto pubblico accreditati che svolgono attività di ispezione;
- gli Enti pubblici e gli organismi di diritto pubblico operanti nel settore dell'energia e dell'edilizia, che esplicano l'attività con un tecnico, o con un gruppo di tecnici abilitati;
- le società di servizi energetici (ESCO);

Specifica inoltre che i tecnici abilitati devono essere iscritti ai relativi ordini e collegi professionali, ove esistenti, e abilitati all'esercizio della professione relativa alla progettazione di edifici e impianti asserviti agli edifici stessi.

Inoltre i tecnici devono essere in possesso dei requisiti specifici elencati nell'articolo 2 oltre ad un attestato di frequenza a specifico corso di formazione. Sono esonerati dall'obbligo del corso i tecnici iscritti al proprio Albo o Collegio e in possesso di abilitazione professionale relativa alla progettazione di edifici e impianti asserviti agli edifici stessi, nell'ambito delle specifiche competenze a essi attribuite dalla legislazione vigente.

1.4.4. DL 4 GIUGNO 2013, N. 63 E L. 3 AGOSTO 2013, N. 90.

Il Decreto legge 63/2013 reca disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia. Il Decreto Legge ha apportato una serie di modifiche ed integrazioni al D.Lgs. 192/2005 (Decreto sul rendimento energetico degli edifici) ed in particolare all'articolo 2 si introduce l'Attestato di Prestazione Energetica dell'edificio, definito come *"il documento, redatto nel rispetto delle norme e rilasciato da esperti qualificati e indipendenti che attesta la prestazione energetica di un edificio attraverso l'utilizzo di specifici descrittori e fornisce raccomandazioni per il miglioramento dell'efficienza energetica"*. L'Attestato di Certificazione Energetica (ACE) degli edifici è sostituito dall'Attestato di Prestazione Energetica (APE) ed è rilasciato per gli edifici o le unità immobiliari costruiti, venduti o locati ad un nuovo locatario e per gli edifici utilizzati da pubbliche amministrazioni e aperti al pubblico con superficie superiore a 500 m² (250 m² dal 2015). Nei contratti di compravendita e nei nuovi contratti di locazione è inserita apposita clausola con la quale l'acquirente o il conduttore danno atto di aver ricevuto le informazioni e la documentazione relativa all'APE. L'APE ha validità di 10 anni dal suo rilascio ed è aggiornato a ogni intervento di ristrutturazione o riqualificazione che modifichi la classe energetica dell'edificio o dell'unità immobiliare.

Il D.L. stabilisce che nuovi criteri di calcolo siano definiti attraverso specifici decreti che terranno conto delle normative tecniche UNI e CTI, allineate con le norme predisposte dal CEN.

Si stabilisce altresì che dal 31 dicembre 2018 gli edifici pubblici di nuova costruzione dovranno essere "edifici a energia quasi zero". Dal primo gennaio 2021 la predetta disposizione è estesa a tutti gli edifici di nuova costruzione.

Con la legge del 03 Agosto 2013 n. 90 di conversione sono state inserite le seguenti modifiche degne di menzione:

- nuova definizione di impianto termico, in cui vengono inclusi anche apparecchi fissi a servizio della singola unità immobiliare con potenze nominali la cui somma sia uguale o superiore a 5 kW;
- obbligo di dotare di APE gli edifici di nuova costruzione o oggetto di ristrutturazioni importanti prima del rilascio del Certificato di Agibilità;
- obbligo di rilascio dell'APE anche in caso di trasferimento di un immobile a titolo gratuito;
- obbligo di allegare l'APE al contratto di vendita, agli atti di trasferimento di immobili a titolo gratuito o ai nuovi contratti di locazione, pena la nullità degli stessi contratti.

1.4.5. PIANO D'AZIONE NAZIONALE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA ED IL DLGS 102/2014.

La Energy Service Directive (ESD) 2006/32/CE, concerne l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.

Scopo della direttiva è il miglioramento dell'efficienza degli usi finali dell'energia sotto il profilo costi/benefici nell'UE:

- fornendo gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia;
- creando le condizioni per lo sviluppo e la promozione di un mercato dei servizi energetici e la fornitura di altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica agli utenti finali.

La direttiva indica un obiettivo nazionale di risparmio energetico indicativo pari al 9%; a tal fine ciascuno Stato membro:

- stabilisce un obiettivo nazionale di risparmio (con un target intermedio al 2010) da attuarsi tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica, efficaci sotto il profilo costi-benefici;
- elabora un Piano d'Azione Nazionale per l'EE, fissando specifici target di risparmio per ciascuna misura di miglioramento dell'efficienza energetica.

La Direttiva disciplina i seguenti campi d'applicazione:

- efficienza degli usi finali dell'energia nel settore pubblico;
- promozione dell'efficienza degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici;
- disponibilità dell'informazione;
- disponibilità di sistemi di qualificazione, accreditamento e certificazione;
- metodologie per le diagnosi energetiche;
- strumenti finanziari per il risparmio di energia.

Per l'Italia l'ENEA ha predisposto il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) 2011. Il Piano evidenzia il ruolo dell'efficienza energetica come strumento imprescindibile di riduzione dei consumi nell'ambito dei Paesi membri, nel raggiungimento dell'obiettivo europeo del -20% al 2020 e pone le basi per la predisposizione di una pianificazione strategica delle misure di efficienza energetica e di reporting su tutti i risparmi.

Secondo le indicazioni del "pacchetto Energia" dell'Unione Europea, il PAEE 2011 si indirizza anche verso il raggiungimento del target della riduzione del 20% della domanda di energia primaria al 2020; a riguardo le misure identificate per il raggiungimento del target al 2016 sono proiettate al 2020 allo scopo di evidenziarne i contributi anche in termini di riduzione di emissioni di CO₂ in vista degli obiettivi più ampi del "pacchetto energia 20-20-20".

Il Decreto Legislativo 102/2014, in recepimento alla Direttiva europea 2012/27/UE per la promozione dell'efficienza energetica, contiene le misure che concorrono a raggiungere l'obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico che consiste nella riduzione, entro il 2020, di 20 Mtep dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 Mtep di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la SEN. Il Decreto introduce misure significative per il miglioramento dell'efficienza energetica e stime aggiornate sul consumo di energia primaria previsto al 2020 e interviene su tre fronti: Pubblica amministrazione, Imprese e cittadini.

Dal 2014 al 2020 è obbligatorio procedere alla riqualificazione energetica almeno del 3% della superficie coperta utile climatizzata degli edifici che siano di proprietà della pubblica amministrazione centrale per gli edifici con superficie complessiva superiore ai 500 mq (250 mq dal 2015). L'ENEA, anche al fine di incrementare il numero di Edifici a Energia Quasi Zero, a cadenza triennale dovrà predisporre, sia per gli edifici pubblici che per quelli privati, sia ad uso residenziale che commerciale, una proposta di riqualificazione energetica.

Le aziende e le imprese considerate 'energivore', a partire dal 5.12.2015, saranno tenute ad eseguire diagnosi energetiche periodiche, al fine di individuare gli interventi più efficaci che consentano loro di ridurre i consumi.

Per i privati nel decreto, oltre a bollette più trasparenti, vengono previsti bonus volumetrici valevoli per gli edifici energeticamente efficienti.

Il decreto prevede inoltre che, a livello nazionale, vengano messi a punto regimi di qualificazione, accreditamento e certificazione dei soggetti operanti nel settore dei servizi energetici.

Viene infine istituito il Fondo nazionale per l'efficienza energetica, che fino al 2020 sarà alimentato con lo stanziamento di 70 milioni di euro annui, suddiviso in due sezioni, una per la concessione di garanzie e l'altra per l'erogazione di

finanziamenti per interventi di efficienza energetica, e servirà a finanziare la riqualificazione energetica di edifici di proprietà della pubblica amministrazione, la realizzazione di reti per il teleriscaldamento e/o per il telereffrescamento, l'efficientamento di servizi ed infrastrutture pubbliche, la riqualificazione energetica di interi edifici, tra cui quelli di edilizia popolare e la riduzione dei consumi di energia nei processi industriali.

Con decreto MISE del 17.07.2014 è stato approvato il Piano d'azione Nazionale per l'Efficienza Energetica 2014 (PAEE 2014). Il documento, predisposto dall'ENEA, riporta gli obiettivi fissati dall'Italia al 2020 e le misure di policy previste per il raggiungimento del target. Nel contesto di crisi economica che coinvolge le economie occidentali, quindi anche l'Italia, la crescita sostenibile dovrebbe essere l'obiettivo principale del Governo e del Paese e questo obiettivo è ottenibile solo attraverso un accrescimento della competitività del sistema produttivo e in questo il settore energetico ha un ruolo predominante. Nel percorso di decarbonizzazione al 2050, definito per l'Italia dalla Roadmap 2050, la prima area di intervento è l'efficienza energetica, che contribuisce anche al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica della SEN. L'efficienza energetica è lo strumento più economico per abbattere le emissioni di CO₂, per generare domanda in un mercato dove sono attive molte imprese italiane, per accrescere la sicurezza energetica e per ridurre il deficit della bilancia commerciale. In termini di obiettivi quantitativi al 2020 il piano si propone di:

- risparmiare 15,5 Mtep di energia finale annui (20 Mtep di energia primaria), raggiungendo al 2020 un livello di consumi circa il 24% inferiore rispetto allo scenario 'inerziale' di riferimento europeo (Modello Primes 2008);
- evitare l'emissione di circa 55 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno;
- risparmiare circa 8 miliardi di euro l'anno di importazioni di combustibili fossili.

1.4.6. MONITORAGGIO BURDEN SHARING.

Col Decreto MISE dell'11 maggio 2015 entra in vigore la metodologia che servirà a monitorare il raggiungimento degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili di energia dando attuazione all'articolo 40 comma 5 del D.Lgs 28/2011. La metodologia di monitoraggio verrà applicata, nell'ambito del Sistema statistico nazionale in materia di energia, *"per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili"*, definiti dalla Tabella A dell'articolo 3 comma 2 del DM MISE 15 marzo 2012 che ha definito gli obiettivi regionali al 2020 secondo il meccanismo del "Burden Sharing". Il nuovo decreto stabilisce i compiti in capo a Regioni/Province autonome, GSE, ENEA e Ministero dello Sviluppo, in modo da garantire non soltanto il corretto rilevamento dei dati ma anche la coerenza tra i risultati complessivi ottenuti con la metodologia regionale e quelli derivanti dall'applicazione della metodologia nazionale approvata con DM MISE 14 Gennaio 2012. Secondo l'indagine pubblicata il 10 marzo 2015 da Eurostat, l'Ufficio statistico dell'Unione Europea, è emerso che l'Italia con il 16,7% di quota di fonti rinnovabili sui consumi finali rilevata a fine 2013 dovrebbe avere ad oggi già raggiunto e probabilmente superato l'obiettivo del 17% previsto per il 2020, anche se risulta ancora indietro sull'obiettivo specifico sul settore trasporti.

1.4.7. STRATEGIA NAZIONALE DI ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Con Decreto Direttoriale 16 giugno 2015, n. 86 del Direttore Generale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è stato approvato il documento "Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici". Il documento è il risultato di una consultazione pubblica online avvenuta dal 30.10.2013 al 20.01.2014. Il documento

rappresenta il recepimento nazionale della più ampia *Strategia di adattamento europea*, adottata ad aprile 2013 dalla Commissione Europea che indica le intenzioni per ridurre al minimo i rischi generati dai cambiamenti climatici.

Il principio cardine della Strategia è resilienza, cioè la capacità di un sistema di adattarsi alle pressioni esterne. Questo è l'obiettivo generale: rendere le popolazioni e i territori più resilienti ai cambiamenti climatici. Il decreto di approvazione indica che il documento dovrà essere sottoposto ad una revisione quinquennale al fine di tenere conto dei risultati delle attività di monitoraggio e per conseguire l'obiettivo generale di resilienza.

1.4.8. STRATEGIA NAZIONALE SUL GNL.

Dal 25 giugno 2015 al 6 settembre 2015 il Ministero dello Sviluppo Economico ha messo online sul proprio sito il documento di consultazione per la Strategia nazionale sul GNL, corredato di vari allegati. L'esigenza di valutare tale strategia deriva da due atti propulsivi, uno di iniziativa parlamentare e l'altro connesso a specifiche previsioni in ambito europeo. Il Governo Italiano si è infatti impegnato in sede parlamentare ad adottare iniziative per la realizzazione di centri di stoccaggio e ridistribuzione nonché norme per la realizzazione dei distributori di GNL, in tutto il territorio nazionale, anche al fine di ridurre l'impatto ambientale dei motori diesel nel trasporto via mare e su strada, nonché di ridurre i costi di gestione per gli utilizzatori di motori diesel e per sviluppare l'uso del GNL. A livello comunitario, la Commissione Europea, con la direttiva 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), ha previsto che gli Stati Membri producano piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore dei trasporti entro il 2016. In tale contesto si colloca anche il GNL, per il quale la direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che entro il 31 dicembre 2025 venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T ("Trans-European Transport Network") ed entro il 31 dicembre 2030 nei principali porti della navigazione interna. Il documento, redatto da un gruppo di lavoro coordinato dal MISE cui hanno partecipato vari Ministeri, associazioni, e stakeholders, esamina i settori di utilizzo, il mercato del GNL, le previsioni di domanda nazionale nel campo dei trasporti e degli altri usi, le normative di sicurezza, la logistica, le possibilità di sviluppo in ambito portuale e del traffico marittimo, l'utilizzo come carburante per il trasporto stradale pesante, le innovazioni normative utili a incentivarne lo sviluppo, la accettabilità sociale. A seguito della consultazione sarà redatto un documento contenente la strategia nazionale del GNL che indicherà obiettivi concreti da conseguire con il relativo cronoprogramma e le misure previste per la sua attuazione, con la finalità di giungere alla sua adozione alla fine del 2015.

1.4.9. I DECRETI INTERMINISTERIALI DEL 26 GIUGNO 2015.

Nel supplemento ordinario n. 39 alla "Gazzetta Ufficiale" n. 162 del 15 luglio 2015 sono state pubblicati tre importanti decreti interministeriali con entrata in vigore dal 1 ottobre 2015:

1. "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici" che definisce le nuove modalità di calcolo della prestazione energetica e i nuovi requisiti minimi di efficienza per i nuovi edifici e quelli sottoposti a ristrutturazione.
2. "Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici" che definisce gli schemi di relazione tecnica di progetto, adeguandoli al nuovo quadro normativo, in funzione delle diverse tipologie di opere: nuove costruzioni, ristrutturazioni importanti, riqualificazioni energetiche.

3. "Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici" che definisce le nuove regole per la redazione dell'APE (Attestato di Prestazione Energetica). Il nuovo modello di APE sarà valido su tutto il territorio nazionale e offrirà al cittadino, alle Amministrazioni e agli operatori informazioni semplici e chiare sull'efficienza dell'edificio e degli impianti, consentendo un confronto della qualità energetica di unità immobiliari differenti e orientando il mercato verso edifici con migliore qualità energetica.

1.4.10. STRUMENTI NAZIONALI DI SOSTEGNO E INCENTIVAZIONE.

I CERTIFICATI BIANCHI.

I certificati bianchi, noti come Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Il sistema dei TEE è stato introdotto nella legislazione italiana con i decreti ministeriali del 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (TEP). Le aziende distributrici di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai certificati bianchi oppure acquistando i titoli da altri soggetti sul mercato apposito gestito dal GME. Le unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) possono accedere al sistema dei certificati bianchi secondo le condizioni e le procedure stabilite dal Decreto ministeriale 5 settembre 2011.

Il quadro normativo nazionale è stato modificato dal DM 28.12.2012, che definisce degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico, crescenti nel tempo, per gli anni dal 2013 al 2016 e introduce nuovi soggetti ammessi. Possono presentare progetti per il rilascio dei certificati bianchi le imprese distributrici di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali ("soggetti obbligati"), le società controllate da tali imprese, i distributori non obbligati, le società operanti nel settore dei servizi energetici, le imprese e gli enti che si dotino di un *energy manager* o di un sistema di gestione dell'energia in conformità alla ISO 50001.

A partire dal 3.2.2013, il decreto stabilisce il trasferimento dall'AEEG al GSE delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

CERTIFICATI VERDI.

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31.12.2012 in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento). Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento dell'obbligo; ogni Certificato attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile ed ha validità triennale. L'obbligo può essere rispettato o immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde". Il produttore può richiedere l'emissione dei Certificati Verdi a seguito dell'esito positivo della procedura di qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili. Solo per gli impianti di potenza nominale media annua non

superiore ad 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici), con esclusione della fonte solare, può essere esercitato il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Omnicomprensiva.

DM 6 LUGLIO 2012.

Il DM del 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW. Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° Gennaio 2013. Il Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, a partire dal 2016 passeranno dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Il Decreto stabilisce che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui. Il sistema di incentivazione introduce dei contingenti annuali di potenza incentivabile (2013,2014 e 2015) relativi articolati per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi.

Sono quattro le modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento:

1. Accesso diretto per interventi di nuova costruzione, ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore ad un determinato limite (art. 4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
2. Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso.
3. Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto.
4. Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un valore soglia.

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti in funzione della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- a. una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base e l'ammontare di eventuali premi (es. CAR, riduzione emissioni, etc.).
- b. un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la To, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia.

CONTO ENERGIA.

Il Quinto Conto Energia ha cessato di applicarsi il 6.7.2013, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro, comunicata dall'AEEG con la Deliberazione 250/2013/R/EFR. Con la Deliberazione 250/2013/R/EFR, l'AEEG ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi. Il 6 luglio 2013, pertanto, hanno cessato di applicarsi il DM 5.07.2012 e le previsioni di cui ai precedenti Decreti di incentivazione della fonte fotovoltaica.

QUALIFICHE SEU-SESEU

I Sistemi Efficienti di Utente (SEU e SESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo costituiti da almeno un impianto di produzione e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto, alla rete pubblica. L'ottenimento della qualifica di SEU o SESEU (Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente) dal GSE comporta il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema. Ai fini del riconoscimento della qualifica SEU, il Sistema dovrà essere caratterizzato, come specificato dall'Allegato A della Deliberazione 578/2013/R/eel e s.m.i., da:

- uno o più impianti di produzione di energia elettrica (con potenza non superiore a 20 MW e complessivamente installata sullo stesso sito), alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale;
- un'unità di consumo di un solo cliente finale.

CONTO TERMICO

Con la pubblicazione del DM 28/12/12, il c.d. decreto "Conto Termico", si dà attuazione al regime di sostegno introdotto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Il GSE S.p.A. è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo.

Possono accedere agli incentivi previsti dal DM 28/12/12 le seguenti due categorie di interventi:

A) interventi di incremento dell'efficienza energetica (involucro edilizio);

B) interventi relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza.

Il nuovo decreto prevede incentivi specifici per la Diagnosi e la Certificazione Energetica abbinate agli interventi.

L'incentivo è individuato sulla base della tipologia di intervento in funzione dell'incremento dell'efficienza energetica conseguibile con il miglioramento delle prestazioni energetiche dell'immobile e/o in funzione dell'energia producibile con gli impianti alimentati a fonti rinnovabili. L'incentivo è un contributo alle spese sostenute e sarà erogato in rate annuali per una durata variabile (fra 2 e 5 anni) in funzione degli interventi realizzati.

Il meccanismo di incentivazione è rivolto alle Amministrazioni pubbliche ed ai Soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario.

Le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi (categoria A e categoria B) mentre i soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (categoria B).

DETRAZIONI FISCALI PER IL RISPARMIO ENERGETICO.

ENEA gestisce le detrazioni fiscali per il risparmio energetico del patrimonio edilizio esistente, istituite con la Legge n°296/06 (Legge Finanziaria 2007) e detiene l'incarico di effettuare le verifiche ed i controlli dei requisiti richiesti dalle norme agevolative nell'ordine del conseguimento del risparmio energetico. Queste agevolazioni fiscali consistono in una detrazione dall'IRPEF o dall'IRES, concessa per la realizzazione di interventi che aumentino il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti e dotati di impianti di riscaldamento. I beneficiari di queste detrazioni sono tutti i contribuenti, persone fisiche, professionisti, società e imprese che sostengono spese per l'esecuzione degli interventi su

edifici esistenti, su loro parti o su unità immobiliari esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurali, posseduti o detenuti. In particolare, le detrazioni vengono riconosciute se le spese sono state sostenute per i seguenti interventi:

- riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento dell'intero edificio;
- miglioramento delle prestazioni termiche dell'involucro dell'edificio (attraverso la coibentazione di solai, pareti o la sostituzione di serramenti o parti di essi o l'installazione di schermature dei solai);
- installazione di pannelli solari ;
- sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Si sono susseguite proroghe o modifiche ed ora le detrazioni sono prorogate nella misura del 65% per spese sostenute fino al 31.12.2015.

1.5. CONTESTO REGIONALE.

In linea con gli obiettivi e le strategie comunitarie e nazionali, la Regione Sardegna si prefigge da tempo di ridurre i propri consumi energetici, le emissioni climalteranti e la dipendenza dalle fonti tradizionali di energia attraverso la promozione del risparmio e dell'efficienza energetica ed il sostegno al più ampio ricorso alle fonti rinnovabili. Tali obiettivi vengono perseguiti avendo, quale criterio guida, quello della sostenibilità ambientale, e cercando, in particolare, di coniugare al meglio la necessità di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili con quella primaria della tutela del paesaggio, del territorio e dell'ambiente.

Per quanto riguarda le procedure autorizzative di impianti alimentati da fonti rinnovabili sono di particolare importanza la L.R. n. 3 del 7 agosto 2009, la D.G.R. n. 25/40 del 1 luglio 2010, la L.R. n. 15/2012 ed in ultimo la D.G.R. n. 27/16 del 1 giugno 2011 avente ad oggetto *“Linee guida attuative del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 - Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Modifica della Deliberazione n. 25/40 del 1° luglio 2010”*.

In risposta all'esigenza di favorire la diffusione delle energie rinnovabili sul proprio territorio, nella legge finanziaria 2007, la Regione ha previsto di autorizzare, per ciascuno degli anni 2007, 2008, 2009 e 2010, la spesa di euro 15 ML per la concessione di incentivi a favore di soggetti privati ed imprese per l'installazione di impianti fotovoltaici integrati nelle strutture edilizie ed aventi una potenza massima di 20 kW. Lo stanziamento di tali risorse per gli anni 2007, 2008, 2009 e 2012 ha portato alla realizzazione sul territorio regionale di installazioni fotovoltaiche per una potenza complessiva di circa 37 MW. La legge finanziaria 2012 (L.R. 15.03.2012, n. 6) ha destinato le economie di spesa realizzate sui bandi espletati ai sensi dell'art. 24 comma 1 della L.R. n. 2/2007 all'incentivazione di ulteriore impianti (sportello 1 - euro 2,9ML) entrati in esercizio dal 01.01.2012 e fino alla data di pubblicazione del bando (20.12.2012) agli impianti realizzati successivamente alla pubblicazione del bando (Sportello 2 - euro 7ML).

Inoltre la stessa legge all'art. 4 comma 20 ha previsto l'erogazione di contributi a favore dei nuclei familiari per l'installazione, nella prima casa, di impianti per il riscaldamento-raffreddamento degli ambienti, per la produzione di acqua calda sanitaria e per altri sistemi innovativi, Il bando aveva una dotazione di fondi regionali pari a € 1,5ML, con cui sono stati finanziati e liquidati n. 639 interventi.

Anche il POR FESR 2007-2013 ha attribuito il giusto rilievo al tema energia a cui ha dedicato l'Asse III. In linea generale, attraverso questo Asse, la Regione ha individuato gli obiettivi da raggiungere e le linee di intervento per conseguirli e ribadisce ulteriormente il proprio impegno specifico nella promozione dell'efficienza energetica e della produzione di

energia da fonti rinnovabili. Tale impegno è stato perseguito con le risorse della linea 3.1.1.a, favorendo innanzitutto la diffusione degli impianti di produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili e la loro integrazione con le attività produttive ed economiche locali secondo una logica di filiera, puntando in particolare allo sviluppo ed alla diffusione delle tecnologie ad energia solare ed eolica (mini e micro), dell'energia da biomasse da filiere locali e dell'energia idraulica. Con la linea 3.1.2.c sono stati incentivati il risparmio energetico e l'utilizzo di tecnologie ad alta efficienza da parte delle imprese, la generazione diffusa dell'energia nonché gli interventi finalizzati al risparmio e all'efficienza energetica degli edifici e delle utenze energetiche pubbliche e al risparmio energetico nell'illuminazione pubblica.

A valere sulla linea 3.1.1.c, destinata alla valorizzazione e al trasferimento dei risultati della ricerca pubblica per lo sviluppo delle energie rinnovabili dell'Asse Energia, è stata avviata la realizzazione di un impianto pilota basato sulla tecnologia del solare termodinamico integrato con altre fonti energetiche rinnovabili della taglia complessiva di circa 1,2 MW_e, in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico di una stazione di pompaggio o di trattamento acque, sito nella zona industriale di Ottana, intervento che sarà completato nell'ambito della nuova programmazione del POR Sardegna.

È stato inoltre progettato un secondo impianto solare termodinamico, da realizzarsi in ambito industriale nella zona industriale di Villacidro. Sempre nella stessa linea, è stato avviato un programma di ricerca e sperimentazione sulle fonti rinnovabili e l'efficientamento energetico da realizzare sugli edifici delle quattro sedi del Parco tecnologico della Sardegna. L'intervento, pari a euro 5,2ML, si concluderà con le risorse della nuova programmazione.

Con la linea di attività 3.1.2.b, sono state realizzate una serie di azioni di promozione e comunicazione dell'efficienza energetica e del risparmio per un importo complessivo di euro 3,8 M€. L'attuazione di tali interventi da parte della pubblica Amministrazione costituisce fattore guida necessario per indurre cambiamenti di comportamento dei cittadini e delle imprese, favorendo sia risparmi della spesa pubblica, in termini di gestione dei mezzi, che indubbi benefici in termini di emissioni climalteranti. Tra gli interventi è stato realizzato un progetto dimostrativo - Reti di distribuzione dell'energia e mobilità elettrica - finalizzato a sviluppare attività di pianificazione, comunicazione, monitoraggio e studio integrati alla costituzione di una micro flotta di veicoli elettrici e della relativa rete di alimentazione e ricarica elettrica. L'attivazione di sistemi di mobilità urbana di tipo elettrico costituisce un importante dimostratore e un significativo elemento di sensibilizzazione volto ad incentivare la transizione verso forme di efficientamento della distribuzione dell'energia e dei sistemi di accumulo. La parte del progetto relativa alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, in corso di realizzazione nell'area vasta di Cagliari, ha ricevuto un cofinanziamento da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ai sensi della L. 134/2012. Altro progetto sperimentale è stato realizzato nei Comuni di Benetutti e Berchidda attraverso l'implementazione di un intervento di efficientamento e gestione intelligente di reti elettriche in bassa e media tensione, con la finalità di costituire un esempio replicabile sul territorio regionale, nazionale ed europeo. I risultati così ottenuti costituiscono inoltre la base dimostrativa per gli interventi di comunicazione e informazione volti alla diffusione di buone pratiche in tema di efficientamento della rete e "Smart grid".

Sempre nell'ambito della linea 3.1.2b, è stato attuato il progetto "Sardegna CO2.0", volto ad attivare una serie di azioni integrate e coordinate di breve, medio e lungo periodo, aventi come obiettivo strategico quello di ridurre progressivamente le emissioni di CO₂ nel territorio regionale. Iniziativa centrale avviata nell'ambito di tale progetto, è quella denominata "Smart City – Comuni in classe A" che prevede azioni di affiancamento e supporto a favore delle amministrazioni comunali intenzionate a definire e sperimentare modelli e protocolli attuativi tesi alla riduzione delle emissioni climalteranti. Al fine finanziare gli interventi volti a promuovere il risparmio e l'efficienza energetica

nell'ambito del progetto "Smart City", è stato creato un fondo di partecipazione presso la BEI per l'importo di 35M€, implementato successivamente con altri 3,7M€.

Con la Deliberazione n. 43/31 del 6.12.2010, la Giunta regionale ha incaricato l'Assessorato all'Industria di:

1. avviare le attività dirette alla predisposizione di una nuova proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale coerente con i nuovi indirizzi della programmazione regionale, nazionale e comunitaria e provvedere all'attivazione della procedura di valutazione ambientale strategica in qualità di autorità procedente;
2. predisporre, nelle more della definizione del nuovo PEARS, il Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili che ne individui le effettive potenzialità rispetto ai possibili scenari al 2020.

Con D.G.R. n. 31/43 del 20.07.2011 la Giunta regionale ha approvato l'Atto di indirizzo per la predisposizione del Piano Energetico Ambientale Regionale modificato con D.G.R. n. 39/20 del 26.09.2013.

Al fine di rispondere agli obblighi codificati con il DM Mise 15.03.2012 relativi al meccanismo del Burden Sharing la Giunta Regionale con D.G.R. n. 12/21 del 20.03.2012 ha approvato il "*Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna. Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili*" previsto dall'art. 6, comma 7 della L.R. 3/2009.

In data 05.10.2012 è stato avviato il procedimento di redazione del Piano Energetico Ambientale Regionale e contestualmente il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica.

Nelle more dell'approvazione del nuovo PEARS la Giunta Regionale ha approvato due documenti stralcio del Piano:

- "*Documento di Indirizzo per Migliorare l'efficienza energetica In Sardegna 2013-2020*" approvato con D.G.R. n. 49/31 del 26.11.2013;
- "*Studio Sulle Potenzialità Energetiche Delle Biomasse In Sardegna*" approvato con la D.G.R. n. 50/13 del 03.12.2013.

Con D.G.R. n. 4/3 del 05.02.2014 la Giunta Regionale ha adottato la proposta del Piano Energetico Ambientale Regionale ed ha dato mandato unitamente agli allegati necessari per la procedura di VAS, all'Assessore dell'Industria di avviare la fase di consultazione con le parti sociali promuovendo gli incontri pubblici di valenza territoriale al fine di fornire la completa informazione sulla proposta di Piano e di disporre la pubblicazione nel rispetto del procedimento finalizzato alla approvazione definitiva del Piano stesso.

Con l'avvento del nuovo Governo Regionale a febbraio 2014 si è aperta una fase di riflessione riguardo il PEARS per il quale non è stata attivata la procedura di VAS.

Con D.G.R. n. 17/14 DEL 13.5.2014 la Giunta Regionale ha Deliberato di:

- di dare mandato all'Assessore della Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio per autorizzare la SFIRS S.p.A. ad esercitare il diritto di uscita da GALSI S.p.A., prima della data prevista per l'assemblea dei soci avente ad oggetto la decisione sul rinvio del termine per l'assunzione della FID con contestuale attivazione della procedura per la cessione delle azioni detenute;
- di costituire un apposito gruppo di lavoro interassessoriale coordinato dall'Assessorato dell'Industria e composto da rappresentanti della Presidenza della Regione e dell'Assessorato della Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio che, secondo la vigente normativa, potrà avvalersi del supporto tecnico della SFIRS previo apposito incarico, nonché potrà prevedere l'individuazione di un advisor specializzato nel settore al fine di supportare l'Amministrazione nell'analizzare gli scenari e orientare l'azione amministrativa;

- di dare mandato al gruppo di lavoro di monitorare e accelerare i progetti di intervento dei privati aggiudicatari degli interventi di realizzazione delle reti di distribuzione del gas, individuando le eventuali criticità e supportandone la soluzione;
- di avviare immediatamente il confronto con il Governo per la definizione degli interventi infrastrutturali a carico dello Stato che permettano in tempi brevi alla Sardegna di avviare la metanizzazione tenuto conto dello stallo del progetto Galsi e del mantenimento dei regimi di essenzialità energetica attualmente vigenti in Sardegna in vista dell'adeguamento degli impianti al previsto processo di metanizzazione dell'isola.

Con la Deliberazione n. 18/22 del 21.04.2015 avente ad oggetto "Piano Energetico Ambientale Regionale. Prosecuzione delle attività del gruppo tecnico di lavoro" la Giunta Regionale ha fornito le indicazioni per la prosecuzione delle attività del gruppo tecnico di lavoro per la revisione della proposta tecnica di piano ed i documenti necessari per la riattivazione e conclusione della procedura di Valutazione Ambientale Strategica.

Con D.G.R. n. 37/21 del 21.07.2015 la Giunta Regionale ha adottato le Linee di Indirizzo Strategico del Piano "Verso un'economia condivisa dell'Energia" approvate successivamente in via definitiva con la Deliberazione n. 48/13 del 02/10/2015 a seguito di una consultazione pubblica attraverso il portale "Sardegna ParteciPA".

Con la Deliberazione n. 40/11 del 7.8.2015 la Giunta Regionale ha approvato il documento che individua le aree e i siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti di energia eolica, conformemente alle previsioni di cui al D.Lgs. n. 387 del 2003, ai principi espressi dalla Corte Costituzionale, nonché alle disposizioni di carattere generale contenute nel D.M. 10 settembre 2010.

Con la Deliberazione n. 44/18 del 8.9.2015, la Giunta Regionale ha preso atto della Decisione di esecuzione della Commissione C(2015) 4926 del 14.7.2015 con cui è stato approvato il Programma POR FESR Sardegna 2014/2020. Nell'ambito dell'Asse Prioritario IV "Energia sostenibile e qualità della vita" sono state destinate risorse per oltre 41 M€ alle azioni volte a sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori:

- Azione 4.1.1. Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche: interventi di ristrutturazione di singoli edifici o complessi di edifici, installazione di sistemi intelligenti di telecontrollo, regolazione, gestione, monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici (smart buildings) e delle emissioni inquinanti anche attraverso l'utilizzo di mix tecnologici;
- Azione 4.1.2. Installazione di sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile da destinare all'autoconsumo associati a interventi di efficientamento energetico dando priorità all'utilizzo di tecnologie ad alta efficienza;
- Azione 4.3.1. Realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (smart grids) e interventi sulle reti di trasmissione strettamente complementari e volti ad incrementare direttamente la distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili, introduzione di apparati provvisti di sistemi di comunicazione digitale, misurazione intelligente e controllo e monitoraggio come infrastruttura delle "città" e delle aree periurbane";
- Azione 4.6.1. Realizzazione di infrastrutture e nodi di interscambio finalizzati all'incremento della mobilità collettiva e alla distribuzione ecocompatibile delle merci e relativi sistemi di trasporto;
- Azione 4.6.2. Rinnovo del materiale rotabile;
- Azione 4.6.3. Sistemi di trasporto intelligente;
- Azione 4.6.4. Sviluppo delle infrastrutture necessarie all'utilizzo del mezzo a basso impatto ambientale anche attraverso iniziative di charging hub.

Gli interventi dell'Asse IV sono sinergici con le azioni di ricerca in campo energetico finanziate nell'ambito dell'Obiettivo Tematico 1, con gli incentivi alle imprese in tema di risparmio ed efficientamento energetico finanziate nell'ambito dell'Asse II e con le azioni finanziate nell'ambito del FEASR.

In tale contesto, con Deliberazione n. 63/7 del 15.12.2015, la Giunta regionale ha adottato la proposta programmatica relativa al miglioramento dell'efficienza energetica nelle piccole e medie imprese "Piccole e medie imprese efficienti" nel territorio della Sardegna. Gli interventi sono cofinanziati con risorse del POR Sardegna 2014-20 Asse III "Competitività del sistema produttivo" – Azione 3.3.1. e del Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito dei programmi finalizzati a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche nelle piccole e medie imprese (PMI) o l'adozione, nelle stesse, di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001, per un importo complessivo di euro 2,6M€.

Con Deliberazione n. 63/8 del 15.12.2015, la Giunta Regionale ha inoltre adottato l'atto di indirizzo per l'elaborazione di un programma di integrazione della mobilità elettrica con le Smart City nel territorio della Sardegna. Gli obiettivi del programma di sviluppo, a cui sono destinate risorse per € 20M€, sono:

1. Redigere il piano di azione regionale delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici;
2. Potenziare l'intervento sperimentale avviato con la passata programmazione comunitaria e le sue infrastrutture all'intero territorio regionale per favorire l'interazione e il coordinamento tra le varie tipologie di mobilità elettrica e sostenibile (metropolitana leggera, filobus, autobus, carsharing, piste ciclabili, bike sharing ecc.) a partire da quelle previste negli ITI (Investimenti Territoriali Integrati);
3. Attuare il modello nelle aree a maggiore valenza ambientale, culturale e turistica della Sardegna in cui è forte il bisogno di conservazione e gestione del patrimonio naturale, storico e culturale (ad esempio le isole minori), integrandolo con il sistema di trasporti regionale e prevedendo sia interventi pubblici che interventi di co-investimento capaci di coinvolgere i capitali privati (ad esempio hotel, agenzie di noleggio autovetture, società e consorzi di gestione del trasporto collettivo) in grado di favorire lo sviluppo di programmi di car sharing elettrico ed integrato sul base regionale;
4. Agevolare e promuovere lo sviluppo di sistemi di mobilità elettrica in aree dove è necessario risolvere i problemi legati alla logistica dell'ultimo miglio, ovvero aree dove la distribuzione fisica delle merci si svolge in contesti sensibili e con infrastrutture di mobilità non pensate per le merci;
5. Sviluppare una rete regionale di stazioni di ricarica veloce per veicoli elettrici in maniera tale da consentire il collegamento tra le principali località della Sardegna attraverso corridoi "elettrici";
6. Effettuare il monitoraggio di tutte le azioni e la divulgazione dei risultati.

L'Assessorato Difesa dell'Ambiente ha promosso negli ultimi anni una serie di azioni inerenti la produzione di energia da fonte rinnovabile e l'efficientamento energetico che di seguito si sintetizzano:

| Tema | Programma | Anno | Fondi | Importo totale programmato | Operazioni finanziate | Operazioni concluse |
|------------------------------|--|------|-------|----------------------------|-----------------------|---------------------|
| Energia da fonti rinnovabili | FV07 Impianti solari Enti pubblici anno 2007 | 2007 | RAS | € 9.810.945,61 | 509 | 293 |

| | | | | | | |
|---|--|------|---------|------------------------------|--------------|------------|
| | FV08 Impianti solari Enti pubblici anno 2008 | 2008 | RAS | € 5.741.968,14 | 314 | 116 |
| | OS09 Impianti solari "Ospedali sostenibili" | 2009 | PO FESR | € 18.486.667,30 | 22 | 4 |
| | Impianto fotovoltaico integrato CRFP (ex CISAPI) | 2009 | RAS | € 3.300.000,00 | 1 | 1 |
| | ER11 ¹ Impianti fotovoltaici Enti e Agenzie regionali | 2011 | PO FESR | € 11.227.195,96 | - | - |
| | EE11 Efficienza energetica negli edifici pubblici | 2011 | PO FESR | € 14.247.682,72 ² | 9 | 0 |
| Risparmio ed efficienza energetica | IL08 Illuminazione pubblica anno 2008 | 2008 | RAS | € 9.000.000,00 | 165 | 139 |
| | IL09 Illuminazione pubblica anno 2009 | 2009 | PO FESR | € 37.411.273,56 | 243 | 225 |
| TOTALE | | | | € 109.225.733,29 | 1.263 | 778 |

Tab 1.1. Azioni inerenti dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente inerenti la produzione di energia da FER ed il risparmio e l'efficienza energetica.

La Regione Sardegna (ed in particolare l'Assessore della Difesa dell'Ambiente) coordina a livello nazionale il Tavolo interregionale istituito dalla Commissione Ambiente ed Energia della Conferenza delle Regioni (istituito con Decisione del 12 novembre 2014), nel quale alla Sardegna è stata affidata la funzione di regione capofila per l'armonizzazione e l'allineamento dei piani locali di adattamento alla strategia nazionale.

In linea con il quadro nazionale, con la deliberazione n. 1/9 del 13 gennaio 2015, è stato costituito il Tavolo di coordinamento interassessoriale per elaborare la strategia regionale di adattamento ai cambiamenti climatici, in coerenza con la Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SNAC).

Con la medesima deliberazione la Giunta ha dato mandato all'Assessorato della Difesa dell'Ambiente per la redazione della "Strategia Regionale di adattamento ai cambiamenti climatici" nella quale, sulla base dei contenuti del documento nazionale, verranno declinate a livello regionale tutte le azioni e gli obiettivi in maniera coordinata e coerente con la programmazione unitaria.

Entro il 2016 la Regione adotterà la propria strategia regionale con l'obiettivo di integrare le strategie di adattamento nei processi di pianificazione e programmazione ordinaria, con l'adozione di un modello di governance specifica per il mainstreaming della SNAC.

In funzione di tale mandato sono stati effettuati alcuni importanti passaggi istituzionali:

- alla conferenza degli Stati Generali sui Cambiamenti Climatici e la difesa del territorio in Italia, tenutasi a Roma il 22 giugno 2015, è stato condiviso ed approvato il Primo contributo del Tavolo interregionale di coordinamento sulla

¹ Il programma era in fase avanzata: con nota n. 29209 del 15 dicembre 2011, il Servizio SAVI aveva già inviato le convenzioni con gli Enti beneficiari all'AdG per il parere di competenza ma i fondi sono stati soppressi con DGR 10/20 del 28 febbraio 2012 per il finanziamento del Piano di Azione e Coesione.

² La dotazione programmata era di € 28.109.893,72, ma circa la metà sono stati destinati dalla Giunta all'attuazione del progetto Sardegna CO2.0 (D.G.R. 19/22 del 14 aprile 2011)

strategia di adattamento ai cambiamenti climatici, presentato dall'Assessore della Difesa dell'Ambiente, in qualità di coordinatore;

- all'incontro del 13 ottobre 2015, la Commissione Ambiente e Energia della Conferenza delle regioni e delle Province Autonome ha condiviso il documento predisposto dall'Assessorato della Difesa dell'Ambiente, contenente le richieste congiunte delle Regioni e Province autonome da formulare al Ministero dell'Ambiente per l'attuazione della Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici;
- a seguito degli accordi intrapresi al vertice mondiale del Clima e territori tenutosi a Lione il 1 e 2 luglio 2015, il 26 ottobre la Regione Sardegna, prima firmataria per le regioni italiane assieme alla Lombardia, ha aderito al protocollo "UNDER 2 MOU", ponendosi l'obiettivo minimo di riduzione dell'83 % delle emissioni di gas climalteranti rispetto al 1990, per arrivare sotto due tonnellate pro capite entro il 2050.

In particolare quest'ultimo documento ha costituito un importante protocollo di aggregazione e collaborazione per incidere sui risultati della COP21, in cui la Regione ha presentato il documento di sintesi per il rispetto degli impegni assunti con l'adesione al protocollo "UNDER 2 MOU", che rappresenta dunque un ulteriore impegno per il riconoscimento formale e politico del ruolo centrale dei livelli territoriali nella *governance* globale dell'azione contro il cambiamento climatico e che per la Sardegna prevede tra l'altro:

- una strategia energetica volta a orientare la trasformazione del sistema energetico regionale per superare le criticità infrastrutturali dovute all'insularità, con una strategia incentrata sull'innovazione e la qualità delle attività nel campo energetico, sperimentando e sviluppando modelli, prodotti e servizi replicabili nel mercato energetico europeo, per trasformare la Regione Sardegna in un attrattore internazionale, con l'obiettivo di raggiungere entro il 2030 il 50% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti;
- una forte politica di riequilibrio dei trasporti interni a favore del trasporto pubblico locale e il sostegno all'utilizzo del trasporto collettivo, sostenendo l'ampliamento della rete di metropolitana di superficie nelle aree vaste di Cagliari e Sassari, in cui si concentra il 97% degli spostamenti interni all'isola, che sarà connessa - anche grazie all'integrazione tariffaria e l'informatizzazione dei processi di pianificazione e gestione dei servizi - con il sistema ferroviario regionale opportunamente riqualificato e innovato. Dall'ottobre 2014 è stata avviata una prima sperimentazione nell'area metropolitana di Cagliari.

CAPITOLO 2. VISIONE STRATEGICA

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna è il provvedimento di pianificazione strategica che contiene gli orientamenti strategici, gli scenari e le scelte operative in materia di energia che l'Amministrazione regionale mira a realizzare in un arco temporale di medio e lungo periodo. L'indirizzo politico-amministrativo che ispira la redazione del Piano è rappresentato dal Programma Regionale di Sviluppo 2014-2019 che definisce le strategie, le linee progettuali, gli obiettivi e i risultati che la Regione intende perseguire nell'arco della Legislatura, ha identificato nell'approvazione del piano energetico una delle azioni strategiche per la realizzazione della strategia 5 *"il territorio e le azioni infrastrutturali"*.

È del tutto evidente che il principale atto di pianificazione regionale in materia di energia debba necessariamente essere coordinato con le strategie energetiche europee e nazionali. In tal senso, è d'obbligo richiamare i pilastri della strategia quadro per l'Unione dell'Energia contenuti nelle Comunicazioni n. 80, 81 e 82 del 25 febbraio 2015 della Commissione europea: sulla base dei outputs raggiunti e degli scenari pianificati a livello comunitario fino al 2050, l'Unione europea ha stabilito gli obiettivi di riduzione del livello di emissioni di CO₂ del 40%, entro il 2030, rispetto ai valori del 1990.

Il cuore della strategia del Piano Energetico Ambientale Regionale è costituito dal ruolo anticipatore che la Sardegna dovrà assumere nel contesto comunitario puntando su alti livelli di innovazione e di qualità delle azioni da intraprendere in campo energetico. In sintesi, tale strategia può essere racchiusa nell'obiettivo di migliorare, a livello regionale, il target fissato dall'Unione europea stabilendo al 50% entro il 2030 la riduzione delle emissioni di gas climalteranti associate ai consumi energetici finali degli utenti residenti in Sardegna.

Con tale visione strategica si propone di rendere la Sardegna l'area d'Europa nella quale rendere operativi i modelli energetici proposti dalla UE per il 2050 e in cui sviluppare l'integrazione e la corretta sinergia tra sistemi centralizzati e distribuiti in una concezione olistica di efficientamento e risparmio energetico del settore elettrico, termico e dei trasporti.

Per realizzare questi obiettivi strategici, è necessario implementare un programma di livello internazionale con azioni che mirino a sperimentare e sviluppare in Sardegna modelli, prodotti e servizi che siano successivamente replicabili nel mercato europeo facendo della Sardegna un attrattore internazionale per gli investitori del settore. In particolare, si propone di utilizzare la necessità di superare le criticità infrastrutturali e la condizione di insularità per lo sviluppo di nuove attività produttive nel settore energetico di tipo manifatturiero, infrastrutturale e di servizi, concentrandosi prioritariamente sulle tematiche dell'efficienza energetica, della gestione intelligente locale ed integrata dell'energia, della mobilità sostenibile.

Il raggiungimento di questi obiettivi è funzionale anche al perseguimento di un altro scopo del Piano Energetico Ambientale Regionale che è rappresentato dalla necessità di coniugare le opportunità di trasformazione del sistema energetico regionale con il rilancio dell'economia regionale finalizzando, in chiave di sviluppo locale, le azioni connesse all'attuazione del piano orientandole verso la nascita di una filiera del risparmio e della gestione energetica, sfruttando appieno le opportunità che derivano dal paradigma dell'economia condivisa.

CAPITOLO 3. OBIETTIVI DEL PIANO ENERGETICO

La definizione della strategia energetica ha come conseguenza l'individuazione di obiettivi generali ed obiettivi specifici del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Autonoma della Sardegna (PEARS) funzionali alla definizione delle azioni. Di seguito vengono riportati sinteticamente gli obiettivi generali e specifici individuati.

3.1 OBIETTIVI GENERALI

Le linee di indirizzo del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna, riportate nella Delibera della Giunta Regionale n. 48/13 del 2.10.2015, indicano come **obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990.**

Per il conseguimento di tale obiettivo strategico sono stati individuati i seguenti Obiettivi Generali (OG):

- OG1. Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System)
- OG2. Sicurezza energetica
- OG3. Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico
- OG4. Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico

OG1:Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System)

Il raggiungimento dell'obiettivo strategico di sintesi impone una trasformazione del sistema energetico regionale nel suo complesso che sia rispondente alle mutate condizioni del consumo e della produzione. La trasformazione attesa dovrà consentire sia di utilizzare efficientemente le risorse energetiche rinnovabili già disponibili sia di programmare le nuove con l'obiettivo di incrementarne l'utilizzo locale. Infatti la nuova configurazione distribuita del consumo e della produzione di energia (sia da fonti rinnovabili, sia da fonti fossili) e il potenziale contributo in termini cogenerativi dell'utilizzo del metano nella forma distribuita, rende la Regione Sardegna una delle comunità più idonee per l'applicazione dei nuovi paradigmi energetici in cui si coniugano gestione, condivisione, produzione e consumo dell'energia in tutte le sue forme: elettrica, termica e dei trasporti. Tutto ciò è finalizzato a rendere il sistema di produzione e di consumo locale più efficiente e, grazie all'applicazione della condivisione delle risorse, più economico e sostenibile. Le tecnologie che rendono possibile tutto ciò vengono generalmente riunite nella definizione di reti integrate e intelligenti e, nella sua accezione più ampia applicata alla città ed estesa anche le reti sociali e di governance, di Smart City. I sistemi energetici integrati ed intelligenti presentano come tecnologia abilitante l'Information and Communication Technology (ICT), la quale attraverso l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni digitali innovative, rende la gestione dell'energia più flessibile ed adattabile alle esigenze dell'utente grazie ad una visione olistica del sistema e all'utilizzo di sistemi di monitoraggio che consentono di scambiare le informazioni in tempo reale. Tutto ciò avviene grazie all'estensione al settore energetico dei concetti propri dell'ICT che, attraverso lo scambio e la condivisione di informazioni ed energia, permettono di coniugare istantaneamente il consumo e la produzione locale consentendo di superare le criticità connesse alla variabilità sia delle risorse rinnovabili che del consumo a livello locale, trasformando il sistema energetico nel suo complesso, dalla scala locale alla scala regionale, in un sistema di consumo programmabile e prevedibile, permettendo conseguentemente di limitare gli impatti sulle infrastrutture e sui

costi ad esso associati. L'integrazione dei sistemi energetici consente di sviluppare quelle sinergie idonee a incrementare sia l'efficienza di conversione delle fonti energetiche primarie che la gestibilità e flessibilità del sistema nel suo complesso concorrendo al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni. Inoltre, l'aumento della capacità di utilizzo locale dell'energia contribuisce a sgravare, partendo dalla scala locale, il sistema energetico regionale di trasmissione e distribuzione dall'onere di riequilibrio degli sbilanciamenti prodotti tra il consumo e la produzione locale, consentendo lo sviluppo, senza oneri e impatti aggiuntivi di natura infrastrutturale, di nuova produzione di energia da fonte rinnovabile necessaria per il conseguimento dell'obiettivo strategico.

La promozione delle reti intelligenti e integrate e delle Smart City viene assunta come fattore di sviluppo locale. Infatti, il cambiamento di modello di gestione dell'energia è potenziale fonte di nuove iniziative imprenditoriali nei settori dei servizi, nella produzione e dell'accumulo di energia da fonti di energie rinnovabili, nella gestione del bilanciamento tra domanda e offerta e nella gestione del consumo.

La Sardegna possiede gli elementi che la rendono un laboratorio ideale per lo sviluppo delle Smart Grid e la realizzazione di modelli energetici innovativi. Il territorio regionale è infatti caratterizzato da una presenza diffusa di competenze e di strutture di ricerca in tale settore ed esperienze in progetti cofinanziati a livello comunitario e, a livello nazionale. A ciò si aggiunge il lavoro svolto nell'ambito del progetto "Smart City 2.0 – Comuni in classe A" che rappresenta una base di esperienze e di progettualità per la promozione di iniziative integrate volte all'effettiva realizzazione di vere Smart City. In tale quadro è necessario proseguire le attività già in essere e promuovere la creazione di distretti energetici, gestiti secondo i paradigmi propri delle reti integrate e intelligenti e delle Smart City, allo scopo di migliorare la gestione energetica interna della produzione e del consumo, migliorare l'efficienza energetica e massimizzare l'utilizzo delle risorse endogene con l'obiettivo prioritario di ridurre i costi delle forniture di energia e le emissioni complessive ad esse associate.

OG.2 Sicurezza energetica

Il Piano si pone come obiettivo quello di garantire la sicurezza energetica della Regione Sardegna in presenza di una trasformazione energetica volta a raggiungere l'obiettivo strategico di sintesi. In particolare, l'obiettivo è quello di garantire la continuità della fornitura delle risorse energetiche nelle forme, nei tempi e nelle quantità necessarie allo sviluppo delle attività economiche e sociali del territorio a condizioni economiche che consentano di rendere le attività produttive sviluppate nella Regione Sardegna competitive a livello nazionale e internazionale. Tale obiettivo riveste una particolare importanza in una regione come quella sarda a causa della sua condizione di insularità ed impone una maggiore attenzione nei confronti della diversificazione delle fonti energetiche, delle sorgenti di approvvigionamento e del numero di operatori agenti sul mercato energetico regionale. Inoltre, considerata la presenza di notevole componente fossile ad alto impatto emissivo, particolare attenzione deve essere prestata alla gestione della transizione energetica affinché questa non sia subita ma sia gestita e programmata.

OG3: Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico

L'aumento dell'efficienza energetica e del risparmio energetico è strettamente correlato all'obiettivo strategico di sintesi in quanto concorre direttamente alla riduzione delle emissioni agendo sui processi di trasformazione e/o sull'uso dell'energia.

La riduzione dei consumi energetici primari e secondari non può essere considerata un indicatore di azioni di efficientamento energetico e/o di risparmio energetico soprattutto in una regione in fase di transizione economica come quella sarda. Pertanto, la definizione di tale obiettivo deve essere necessariamente connessa allo sviluppo economico del territorio. Quindi, le azioni di efficientamento e risparmio energetico saranno considerate funzionali al raggiungimento dell'obiettivo solo se alla riduzione dei consumi energetici sarà associato l'incremento o l'invarianza di indicatori di benessere sociale ed economico. In accordo con tale definizione si individua nell'intensità energetica di processo e/o di sistema l'indicatore per rappresentare il conseguimento di tale obiettivo sia per l'efficienza energetica che per il risparmio energetico. In tale contesto non solo le scelte comportamentali o gestionali ma anche quelle di "governance" rappresentano una forma di risparmio energetico. In particolare, lo sviluppo, la pianificazione e l'attuazione di una transizione verso un modello economico e produttivo regionale caratterizzato da una intensità energetica inferiore alla media nazionale rappresenta, a livello strutturale, una forma di risparmio energetico giacché consente di utilizzare la stessa quantità di energia per incrementare il prodotto interno lordo regionale.

OG4: Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico

Il conseguimento dell'obiettivo strategico di sintesi richiede la realizzazione di un processo di medio lungo termine destinato a trasformare il sistema energetico regionale secondo paradigmi che risultano ancora in evoluzione. Questi offrono diverse opportunità connesse allo sviluppo di nuovi prodotti e servizi per l'efficientamento energetico, la realizzazione e gestione di sistemi integrati e intelligenti e la sicurezza energetica. Tutto ciò richiede una forte integrazione tra i settori della ricerca e dell'impresa. A tale scopo l'amministrazione regionale in coerenza con le strategie e le linee di indirizzo europee e nazionali e con le linee di indirizzo delle attività di ricerca applicata declinate nel programma Horizon 2020 e in continuità con le linee di sperimentazione promosse e avviate nella precedente Pianificazione Operativa Regionale ha individuato nello sviluppo e nella sperimentazione di sistemi energetici integrati destinati a superare criticità energetiche e migliorare l'efficienza energetica lo strumento operativo per promuovere la realizzazione di piattaforme sperimentali ad alto contenuto tecnologico in cui far convergere sinergicamente le attività di ricerca pubblica e gli interessi privati per promuovere attività di sviluppo di prodotti e sistemi innovativi ad alto valore aggiunto nel settore energetico. Tale impostazione è stata condivisa anche durante il processo di sviluppo della Smart Specialization Strategy (S³) della Regione Sardegna che rappresenta lo strumento di programmazione delle azioni di supporto attività di Ricerca. In particolare nell'ambito dell'S³ è emersa tra le priorità il tema "Reti intelligenti per la gestione dell'energia".

La Regione promuove e sostiene l'attività di ricerca applicata nel settore energetico attraverso gli strumenti a sua disposizione con particolare riguardo al potenziamento dell'integrazione tra le attività sviluppate nelle Università di Cagliari e Sassari e i centri regionali competenti (la Piattaforma Energie Rinnovabili di Sardegna Ricerche, il CRS4 e il Centro Tecnologico Italiano per l'Energia ad Emissioni Zero).

Inoltre la Regione Sardegna consapevole delle minacce e criticità connesse all'attuazione della strategia energetica regionale da un punto di vista normativo e gestionale relativamente allo sviluppo della generazione diffusa, dell'autoconsumo istantaneo, della gestione locale dell'energia elettrica e dell'approvvigionamento del metano, ritiene fondamentale sviluppare le azioni normative e legislative di propria competenza a livello comunitario e nazionale che consentano di superare tali criticità e consentire la realizzazione delle azioni proposte in piena coerenza le Direttive

Europee di settore. Pertanto la Regione Sardegna considera la governance del processo e la partecipazione attiva al processo di trasformazione proposto obiettivo fondamentale del PEARS

3.2 OBIETTIVI SPECIFICI

Nel quadro della strategia energetica regionale il Piano è coerentemente alla descrizione di ciascun obiettivo generale sopra riportato, di seguito si riportano per ciascun obiettivo generale i rispettivi obiettivi specifici.

OG1: Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System)

- OS1.1. Integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e della mobilità attraverso le tecnologie abilitanti dell'Information and Communication Technology (ICT);
- OS1.2. Sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico;
- OS1.3. Modernizzazione gestionale del sistema energetico;
- OS1.4. Aumento della competitività del mercato energetico regionale e una sua completa integrazione nel mercato europeo dell'energia;

OG2: Sicurezza energetica

- OS2.1. Aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico;
- OS2.2. Promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo;
- OS2.3. Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico fossile di transizione;
- OS2.4. Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (Petrolio e Carbone);
- OS2.5. Diversificazione nell'utilizzo delle fonti energetiche;
- OS2.6. Utilizzo e valorizzazione delle risorse energetiche endogene;

OG3: Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico

- OS3.1. Efficientamento energetico nel settore elettrico, termico e dei trasporti;
- OS3.2. Risparmio energetico nel settore elettrico termico e dei trasporti;
- OS3.3. Adeguamento e sviluppo di reti integrate ed intelligenti nel settore elettrico, termico e dei trasporti ;

OG4: Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico

- OS4.1. Promozione della ricerca e dell'innovazione in campo energetico;
- OS4.2. Potenziamento della "governance" del sistema energetico regionale;
- OS4.3. Promozione della consapevolezza in campo energetico garantendo la partecipazione attiva alla attuazione delle scelte di piano;
- OS4.4. Monitoraggio energetico;

CAPITOLO 4. IL CONTESTO REGIONALE

4.1 PREMESSA

Il presente capitolo fornisce un'illustrazione sintetica del contesto regionale, riportando i principali indicatori rappresentativi della cornice socio-economica, ambientale ed infrastrutturale territoriale. Questa panoramica intende descrivere il contesto nel quale si inserisce l'attività di pianificazione in campo energetico. Le informazioni sono tratte dalle monografie Economie Regionali della Banca d'Italia, dalle pubblicazioni CRENOS e dalle fonti Istat.

4.2 POPOLAZIONE

Nella tabella che segue sono riportati i dati relativi alla popolazione residente al 1 gennaio 2015 in Sardegna, suddivisa per fasce d'età, sesso e cittadinanza desunti dai dati dell'ISTAT.

| Cittadinanza | | italiano-a | | | straniero-a/apolide | | | totale | | |
|---------------------|-------|------------|---------|--------|---------------------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| Sesso | | maschi | femmine | totale | maschi | femmine | totale | maschi | femmine | totale |
| Fascia d'età [anni] | 0-9 | 2.183 | 2.069 | 4.252 | 64.685 | 60.420 | 125.105 | 66.868 | 62.489 | 129.357 |
| | 10-19 | 1.896 | 1.657 | 3.553 | 71.045 | 65.790 | 136.835 | 72.941 | 67.447 | 140.388 |
| | 20-29 | 3.533 | 3.675 | 7.208 | 85.507 | 80.824 | 166.331 | 89.040 | 84.499 | 173.539 |
| | 30-39 | 4.903 | 6.300 | 11.203 | 108.704 | 103.194 | 211.898 | 113.607 | 109.494 | 223.101 |
| | 40-49 | 3.668 | 5.497 | 9.165 | 133.408 | 130.715 | 264.123 | 137.076 | 136.212 | 273.288 |
| | 50-59 | 2.258 | 3.904 | 6.162 | 122.208 | 125.187 | 247.395 | 124.466 | 129.091 | 253.557 |
| | 60-69 | 1.011 | 1.556 | 2.567 | 102.138 | 107.131 | 209.269 | 103.149 | 108.687 | 211.836 |
| | 70-79 | 359 | 408 | 767 | 69.897 | 85.472 | 155.369 | 70.256 | 85.880 | 156.136 |
| | 80-89 | 97 | 79 | 176 | 32.680 | 52.653 | 85.333 | 32.777 | 52.732 | 85.509 |
| | 90-99 | 4 | 22 | 26 | 4.743 | 11.338 | 16.081 | 4.747 | 11.360 | 16.107 |
| | >100 | 0 | 0 | 0 | 108 | 360 | 468 | 108 | 360 | 468 |
| totale | | 19.912 | 25.167 | 45.079 | 795.123 | 823.084 | 1.618.207 | 815.035 | 848.251 | 1.663.286 |

Tab. 4.1. Popolazione residente al 1° gennaio 2015. Fonte ISTAT- Geodemo.

In base ai dati dell'Istat dal 1.1.2002 al 1.1.2015, la popolazione in Sardegna è aumentata di ca. 33.400 individui (+2%). L'incremento è ascrivibile ai cittadini stranieri (ca. 35.000 nuovi residenti) mentre i residenti di nazionalità italiana sono risultati in leggera diminuzione.

Di seguito l'andamento della popolazione per provincia dal 2007 al 2015:

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 07-15 (%) |
|------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------|
| SS | 333.576 | 334.656 | 336.451 | 336.632 | 337.237 | 327.751 | 329.551 | 335.097 | 334.715 | +0,3% |
| NU | 161.929 | 161.684 | 161.444 | 161.020 | 160.677 | 159.103 | 158.314 | 158.980 | 158.413 | -2,2% |
| CA | 555.409 | 557.679 | 559.820 | 561.080 | 563.180 | 549.893 | 551.077 | 560.827 | 561.925 | +1,2% |
| OR | 168.381 | 167.941 | 167.295 | 166.712 | 166.244 | 163.678 | 163.079 | 163.511 | 162.643 | -3,4% |
| OT | 147.387 | 151.346 | 154.319 | 156.121 | 157.859 | 150.492 | 152.455 | 158.518 | 159.950 | +8,5% |
| OG | 57.960 | 58.019 | 58.097 | 58.006 | 57.965 | 57.349 | 57.321 | 57.699 | 57.642 | -0,5% |
| VS | 103.727 | 103.436 | 103.020 | 102.647 | 102.409 | 101.178 | 100.624 | 100.676 | 100.141 | -3,5% |
| CI | 131.074 | 130.856 | 130.555 | 130.186 | 129.840 | 128.402 | 127.958 | 128.551 | 127.857 | -2,5% |
| SAR | 1.659.443 | 1.665.617 | 1.671.001 | 1.672.404 | 1.675.411 | 1.637.846 | 1.640.379 | 1.663.859 | 1.663.286 | +0,2% |

Tab. 4.2. Pop. residente al 1° Gen. in Sardegna per provincia. Anni 2007-2015. Fonte: elabor. Servizio della Statistica regionale su dati ISTAT-Demo.

Di seguito l'andamento della popolazione per provincia dal 2007 al 2015:

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 07-15 (%) |
|------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------|
| SS | 333.576 | 334.656 | 336.451 | 336.632 | 337.237 | 327.751 | 329.551 | 335.097 | 334.715 | +0,3% |
| NU | 161.929 | 161.684 | 161.444 | 161.020 | 160.677 | 159.103 | 158.314 | 158.980 | 158.413 | -2,2% |
| CA | 555.409 | 557.679 | 559.820 | 561.080 | 563.180 | 549.893 | 551.077 | 560.827 | 561.925 | +1,2% |
| OR | 168.381 | 167.941 | 167.295 | 166.712 | 166.244 | 163.678 | 163.079 | 163.511 | 162.643 | -3,4% |
| OT | 147.387 | 151.346 | 154.319 | 156.121 | 157.859 | 150.492 | 152.455 | 158.518 | 159.950 | +8,5% |
| OG | 57.960 | 58.019 | 58.097 | 58.006 | 57.965 | 57.349 | 57.321 | 57.699 | 57.642 | -0,5% |
| VS | 103.727 | 103.436 | 103.020 | 102.647 | 102.409 | 101.178 | 100.624 | 100.676 | 100.141 | -3,5% |
| CI | 131.074 | 130.856 | 130.555 | 130.186 | 129.840 | 128.402 | 127.958 | 128.551 | 127.857 | -2,5% |
| SAR | 1.659.443 | 1.665.617 | 1.671.001 | 1.672.404 | 1.675.411 | 1.637.846 | 1.640.379 | 1.663.859 | 1.663.286 | +0,2% |

Tab. 4.3. Pop. residente al 1° Gen. in Sardegna per provincia. Anni 2007-2015. Fonte: elabor. Servizio della Statistica regionale su dati ISTAT-Demo.

Di seguito viene rappresentato il Saldo naturale nei territori (province) in Sardegna per gli anni 2007 - 2014

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|----------------|-------------|---------------|---------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Sassari | -238 | -298 | -461 | -227 | -527 | -770 | -855 | -957 |
| Nuoro | -195 | -140 | -191 | -268 | -297 | -451 | -345 | -585 |
| Cagliari | 333 | 259 | 202 | 319 | -81 | -243 | -599 | -691 |
| Oristano | -500 | -526 | -589 | -475 | -634 | -895 | -668 | -771 |
| Olbia-Tempio | 288 | 320 | 220 | 253 | 203 | 70 | 34 | 68 |
| Ogliastra | -26 | -19 | -86 | -41 | -74 | -106 | -101 | -108 |
| M. Campidano | -214 | -283 | -227 | -225 | -279 | -334 | -301 | -392 |
| Carb.-Iglesias | -337 | -317 | -356 | -331 | -364 | -453 | -509 | -536 |
| SAR | -889 | -1.004 | -1.488 | -995 | -2.053 | -3.182 | -3.344 | -3.972 |

Tab. 4.4. Saldo naturale in valori assoluti in Sardegna per provincia. Anni 2007-2014. Fonte: elabor. Servizio della Statistica regionale su dati ISTAT-Demo.

La tabella seguente rappresenta il bilancio demografico della popolazione residente in Sardegna per gli anni 2007-2014:

| | Saldo naturale | Saldo migratorio interno | Saldo migratorio estero | Saldo per altri motivi | Saldo migratorio e per altri motivi | Saldo totale | Popolazione al 31 dicembre |
|-------------|----------------|--------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------------------|--------------|----------------------------|
| 2007 | -889 | 612 | 5.782 | 669 | 7.063 | 6.174 | 1.665.617 |
| 2008 | -1.004 | 654 | 4.792 | 942 | 6.388 | 5.384 | 1.671.001 |
| 2009 | -1.488 | -688 | 3.645 | -66 | 2.891 | 1.403 | 1.672.404 |
| 2010 | -995 | -215 | 4.460 | -243 | 4.002 | 3.007 | 1.675.411 |
| 2011 | -2.053 | -1.287 | 2.937 | -1.261 | 389 | -1.664 | 1.637.846 |
| 2012 | -3.182 | -592 | 2.706 | 3.601 | 5.715 | 2.533 | 1.640.379 |
| 2013 | -3.344 | -1.252 | 1.768 | 26.308 | 26.824 | 23.480 | 1.663.859 |
| 2014 | -3.972 | -1.041 | 959 | 3.481 | 3.399 | -573 | 1.663.286 |

Tab. 4.5. Bilancio demografico della pop. residente in Sardegna. Anni 2007-2014. Fonte: elabor. Servizio della Statistica regionale su dati ISTAT-Demo.

All'interno della regione, dall'osservazione della dinamica della popolazione nei Sistemi locali del lavoro (SLL) è possibile individuare tre tendenze principali:

- il relativo spopolamento delle zone interne a favore di quelle costiere;
- un "effetto di polarizzazione", in base al quale si registra una tendenza dei residenti a concentrarsi nelle aree più popolate, a scapito di quelle più piccole. In particolare, si rileva un marcato spopolamento dei SLL a ridosso dell'area cagliaritano che, di contro, ha aumentato il proprio peso. Questa dinamica si è registrata anche per alcuni SLL contigui alle aree di Sassari e Olbia;

– la particolarità del SLL di Cagliari, la cui crescita aggregata (2,2%) nasconde un andamento eterogeneo: la popolazione è aumentata in misura marcata nei principali centri intorno al capoluogo (Area Vasta metropolitana l'8%), mentre il numero dei residenti del Comune di Cagliari è nettamente diminuito. Il fenomeno, già osservabile nei due decenni precedenti, è singolare rispetto a ciò che accade nei SLL delle altre principali aree urbane della regione, Sassari e Olbia, in cui l'incremento della popolazione residente ha riguardato anche i comuni capoluogo.

I dati del Censimento indicano che dal 2001 al 2011 la popolazione della città di Cagliari è diminuita di quasi il 9%, mentre nella restante parte dei comuni che compongono il SLL cagliaritano si è registrato un incremento del 7,8%.

Nei SLL delle altre due principali aree urbane della regione la crescita della popolazione nel comune capoluogo si è invece accompagnata allo sviluppo dell'intera area. In particolare nel SLL di Olbia la città capoluogo ha registrato un forte incremento (+17,5%) risultando il principale polo di attrazione nell'area (nella restante parte del SLL la variazione è stata pari a circa il 6%). Nel Sassarese la popolazione del capoluogo è aumentata del 2,5% in misura inferiore alla crescita osservata dagli altri comuni (circa il 5 %).

In base ai dati sulle iscrizioni e cancellazioni presso le anagrafi comunali, nella media del triennio 2011-13 le emigrazioni dalla Sardegna hanno interessato 5,6 residenti, di nazionalità italiana, ogni mille abitanti (pari a circa 27 mila persone nell'intero periodo): di questi, 3,9 si sono spostati verso comuni delle regioni centro settentrionali, 1,2 si sono trasferiti all'estero e una quota residuale ha riguardato gli spostamenti all'interno del Mezzogiorno. Nel raffronto con il triennio 2005-07 l'incidenza dei trasferimenti di residenza fuori dalla regione è aumentata di 0,5 unità ogni mille abitanti, più che nella media delle regioni meridionali e in linea con il dato osservato a livello nazionale. Come nel resto del paese, la variazione è ascrivibile principalmente ai trasferimenti verso l'estero. Rispetto alla media della popolazione, i giovani tra i 25 e i 34 anni e gli individui in possesso di una laurea hanno mostrato una maggiore propensione a effettuare spostamenti al di fuori della regione (rispettivamente 15,3 e 12,2 trasferimenti ogni mille abitanti nella media del triennio 2011-13). Anche la variazione rispetto al triennio 2005-07 ha interessato con maggiore intensità questi due gruppi: per la classe di età 25-34 anni la probabilità di trasferirsi al di fuori della regione è aumentata di 2 unità per mille (una variazione analoga si è registrata per la classe di età 35-44 anni); per quelli più istruiti l'aumento è stato di 1,9 su mille. In entrambi i casi la dinamica è stata condizionata principalmente dall'aumento della mobilità verso l'estero e, in misura più contenuta, da quella verso le regioni del Centro-Nord.

L'incidenza dei trasferimenti dei cittadini stranieri, al netto degli spostamenti all'interno della regione, era pari a 32,4 individui ogni mille abitanti, in calo di oltre tre unità ogni mille rispetto al triennio 2005-07. In Sardegna, nel periodo 2011-13 il saldo tra le iscrizioni e le cancellazioni nelle anagrafi comunali, considerando sia i flussi all'interno del paese sia quelli da e per l'estero, è risultato positivo, anche se su valori inferiori a quelli registrati nella media delle altre regioni. Questo dato è interamente ascrivibile al saldo positivo con l'estero; al contrario, il saldo migratorio interno, ovvero quello tra la Sardegna e le altre regioni italiane, è risultato negativo, in linea con le altre regioni meridionali. Con riferimento ai giovani di età compresa tra i 25 e i 34 anni il saldo migratorio è risultato invece negativo anche considerando i flussi con l'estero: la perdita di giovani, soprattutto legata ai crescenti flussi verso l'estero, non è stata compensata dall'aumento degli immigrati nella classe di età considerata. Anche con riferimento ai laureati si è registrato un saldo negativo per la Sardegna, dovuto principalmente alle migrazioni verso le regioni settentrionali e l'estero.

4.3 ECONOMIA E LAVORO.

4.3.1 INQUADRAMENTO GENERALE

Nella tabella che segue si fornisce un quadro complessivo del Valore Aggiunto (VA) e del Prodotto Interno Lordo (PIL) in Sardegna per gli anni 2011-2012-2013 nei diversi settori espressi in M€ a prezzi correnti ed in percentuale.

| SETTORI E VOCI | VA IN TERMINI ASSOLUTI [M€] (1) | | | QUOTA % | VAR. % SULL'ANNO PRECEDENTE (2) | |
|---|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------------|-------------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2013 | 2012 | 2013 |
| Agricoltura, silvicoltura e pesca | 1.323 | 1.343 | 1.398 | 3,20% | 1,5 | 4,1 |
| Industria | 4.834 | 4.561 | 4.932 | 14,00% | -5,7 | 8,1 |
| di cui: Industria in senso stretto | 3.009 | 2.848 | 3.231 | 8,90% | -5,4 | 13,5 |
| di cui: Costruzioni | 1.825 | 1.713 | 1.701 | 5,00% | -6,1 | -0,7 |
| Servizi | 23.289 | 23.146 | 21.692 | 82,90% | -0,6 | -6,3 |
| di cui: Commercio (3) | 7.212 | 7.047 | 6.226 | 25,70% | -2,3 | -11,7 |
| di cui: Attività finanziarie e assicurative (4) | 7.201 | 7.287 | 7.004 | 26,90% | 1,2 | -3,9 |
| di cui: Altre attività di servizi (5) | 8.876 | 8.812 | 8.463 | 30,30% | -0,7 | -4 |
| Totale valore aggiunto | 29.446 | 29.049 | 28.023 | 100% | -1,3 | -3,5 |
| PIL | 32.686 | 32.321 | 31.212 | 2,1 | -1,1 | -3,4 |
| PIL pro capite (euro) | 19.739 | 19.492 | 18.778 | 76,70% | -1,3 | -3,7 |

Tab. 4.6. VA e PIL per settore di attività economica nel 2011 - 2013 a prezzi correnti in Sardegna. Fonte: Banca d'Italia su dati Istat.

(1) Dati in euro correnti. La quota del PIL e del PIL pro capite è calcolata ponendo la media dell'Italia pari a 100.

(2) I conti territoriali sono stati recentemente oggetto di una revisione in occasione del passaggio dal Sistema europeo dei Conti versione 1995 (SEC 95) alla versione 2010 (SEC 2010). I dati territoriali sono al momento disponibili limitatamente al periodo 2011-13 e a prezzi correnti. Le principali innovazioni sono state l'inclusione delle spese per Ricerca & Sviluppo e di quelle militari del settore pubblico tra gli investimenti fissi lordi; la registrazione degli scambi internazionali di beni da sottoporre a lavorazione in conto terzi tra le esportazioni e importazioni di servizi di trasformazione; l'inclusione di una stima del valore aggiunto delle attività economiche illegali.

(3) Include comm. all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motocicli; trasporti e magazzinaggio; servizi di alloggio e di ristorazione; servizi di informazione e comunicazione.

(4) Include attività finanziarie e assicurative; attività immobiliari; attività professionali, scientifiche e tecniche; amministrazione e servizi di supporto.

(5) Include Amministrazione pubblica e difesa, assicurazione sociale obbligatoria, istruzione, sanità e assistenza sociale; attività artistiche, di intrattenimento e divertimento; riparazione di beni per la casa e altri servizi.

Nella tabella che segue si fornisce un quadro complessivo del Valore Aggiunto (VA) in Sardegna per gli anni 2006-2011 nei diversi settori espressi in M€ a prezzi concatenati al 2010.

| SETTORI E VOCI | VA IN TERMINI ASSOLUTI [M€] – CONCATENATO 2010 | | | | | |
|--|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
| Agricoltura, silvicoltura e pesca | 26.361,96 | 26.415,78 | 27.299,64 | 27.633,79 | 28.000,97 | 28.765,06 |
| Industria | 1.220,36 | 1.304,85 | 1.371,27 | 1.413,68 | 1.400,95 | 1.312,90 |
| di cui: Costruzioni | 6.051,78 | 5.835,08 | 6.077,22 | 5.858,21 | 5.835,58 | 6.012,69 |
| Servizi | 2.447,37 | 2.369,04 | 2.330,70 | 2.217,073 | 2.234,83 | 2.270,32 |
| Totale valore aggiunto | 19.071,02 | 19.244,60 | 19.812,76 | 20.322,65 | 20.731,60 | 21.420,78 |

Tab. 4.7. VA per settore di attività economica nel 2006 - 2011 a prezzi concatenati 2010 in Sardegna. Fonte: Istat.

Di seguito si riporta il quadro relativo al Valore Aggiunto dell'industria manifatturiera per ciascun settore dal 1995 al 2013 espresso in milioni di euro a prezzi correnti

| Branca di attività (NACE Rev2) | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| totale attività economiche | 17.926,9 | 18.836,7 | 19.955,1 | 20.490,7 | 21.160,4 | 22.255,7 | 23.734,8 | 24.260,1 | 25.474,2 | 26.665,0 | 27.192,3 | 28.138,8 | 29.094,9 | 30.108,4 | 29.399,7 | 29.307,3 | 29.446,1 | 29.049,4 | 28.022,9 |
| agricoltura, silvicoltura e pesca | 1.035,7 | 1.128,7 | 1.223,1 | 1.188,8 | 1.181,0 | 1.106,1 | 1.333,3 | 1.359,4 | 1.509,2 | 1.538,8 | 1.424,8 | 1.466,9 | 1.450,5 | 1.431,3 | 1.432,6 | 1.377,4 | 1.323,1 | 1.342,7 | 1.398,3 |
| Prod. vegetali e animali, caccia e servizi connessi, silvicoltura | 1.009,9 | 1.102,7 | 1.197,5 | 1.128,5 | 1.139,6 | 1.062,4 | 1.266,7 | 1.286,6 | 1.427,0 | 1.449,4 | 1.327,9 | 1.362,8 | 1.352,3 | 1.353,5 | 1.351,4 | 1.288,5 | 1.227,3 | 1.265,1 | .. |
| pesca e acquicoltura. | 25,8 | 26,0 | 25,5 | 60,3 | 41,4 | 43,7 | 66,6 | 72,8 | 82,2 | 89,4 | 96,9 | 104,1 | 98,2 | 77,8 | 81,2 | 89,0 | 95,8 | 77,6 | .. |
| attività estrattiva; attività manif.; forn. energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata; forn. acqua; reti fognarie, rifiuti e risanamento; costruzioni | 4.204,8 | 4.177,6 | 4.462,2 | 4.395,8 | 4.336,4 | 4.544,6 | 4.809,4 | 5.312,9 | 5.437,6 | 5.841,4 | 5.831,6 | 5.617,5 | 6.267,3 | 6.432,8 | 5.709,7 | 5.117,5 | 4.833,9 | 4.560,7 | 4.932,3 |
| attività estrattiva; attività manif.; fornitura energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata; fornitura acqua; reti fognarie, rifiuti e risanamento | 2.716,0 | 2.684,9 | 2.946,7 | 2.954,2 | 2.864,8 | 3.002,7 | 3.168,0 | 3.460,3 | 3.390,9 | 3.562,0 | 3.651,5 | 3.560,0 | 3.923,0 | 3.984,6 | 3.357,4 | 3.133,2 | 3.009,1 | 2.847,6 | 3.231,3 |
| <i>Ind. estrattiva</i> | <i>62,1</i> | <i>80,3</i> | <i>73,8</i> | <i>70,2</i> | <i>66,6</i> | <i>65,1</i> | <i>76,7</i> | <i>81,0</i> | <i>62,5</i> | <i>63,9</i> | <i>80,8</i> | <i>75,9</i> | <i>100,2</i> | <i>93,2</i> | <i>89,7</i> | <i>88,0</i> | <i>94,9</i> | <i>91,4</i> | <i>..</i> |
| <i>industria manif.</i> | <i>1.971,8</i> | <i>1.734,5</i> | <i>1.991,2</i> | <i>1.981,0</i> | <i>1.854,6</i> | <i>1.976,1</i> | <i>2.058,5</i> | <i>2.108,7</i> | <i>2.096,9</i> | <i>2.113,7</i> | <i>2.226,9</i> | <i>2.285,8</i> | <i>2.595,7</i> | <i>2.275,0</i> | <i>1.859,0</i> | <i>1.809,9</i> | <i>1.745,3</i> | <i>1.525,8</i> | <i>..</i> |
| <i>Ind. alimentari, bevande e tabacco</i> | <i>269,8</i> | <i>284,6</i> | <i>323,1</i> | <i>322,7</i> | <i>307,6</i> | <i>335,6</i> | <i>355,4</i> | <i>417,0</i> | <i>396,6</i> | <i>363,3</i> | <i>340,5</i> | <i>387,9</i> | <i>388,1</i> | <i>435,8</i> | <i>451,0</i> | <i>454,5</i> | <i>441,3</i> | <i>417,3</i> | <i>..</i> |
| <i>Fabb. coke e prod. derivanti dalla raffinazione del petrolio, fabbricazione di prodotti chimici e farmaceutici</i> | <i>711,2</i> | <i>474,2</i> | <i>686,7</i> | <i>663,7</i> | <i>527,0</i> | <i>564,5</i> | <i>515,3</i> | <i>426,3</i> | <i>420,7</i> | <i>484,6</i> | <i>597,2</i> | <i>565,6</i> | <i>761,4</i> | <i>548,7</i> | <i>251,9</i> | <i>213,9</i> | <i>254,1</i> | <i>229,3</i> | <i>..</i> |
| <i>Ind. tessili, conf. articoli abbigl. e di articoli in pelle e simili</i> | <i>30,8</i> | <i>31,5</i> | <i>33,8</i> | <i>35,8</i> | <i>29,7</i> | <i>32,5</i> | <i>42,5</i> | <i>39,4</i> | <i>38,5</i> | <i>38,0</i> | <i>36,0</i> | <i>31,3</i> | <i>32,2</i> | <i>34,3</i> | <i>39,4</i> | <i>41,1</i> | <i>43,1</i> | <i>37,3</i> | <i>..</i> |
| <i>Indus. legno, carta, editoria</i> | <i>170,6</i> | <i>208,1</i> | <i>195,4</i> | <i>209,9</i> | <i>215,4</i> | <i>217,1</i> | <i>250,5</i> | <i>268,1</i> | <i>256,2</i> | <i>258,5</i> | <i>239,3</i> | <i>230,9</i> | <i>238,0</i> | <i>186,1</i> | <i>177,1</i> | <i>175,1</i> | <i>165,4</i> | <i>139,7</i> | <i>..</i> |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <i>Fabb. articoli in gomma e mat. plastiche e altri prod. lav. min. non metalliferi</i> | 176,2 | 187,1 | 168,0 | 174,2 | 181,0 | 177,3 | 203,9 | 244,5 | 247,5 | 239,4 | 268,9 | 261,4 | 291,5 | 262,7 | 245,5 | 238,2 | 208,7 | 165,8 | .. |
| <i>Fabb. computer e prodotti elettr. e ottica, fabb. App. elettriche, fabb. macchinari e apparecc. n.c.a</i> | 48,3 | 49,6 | 50,9 | 55,5 | 59,0 | 64,7 | 70,0 | 72,7 | 80,5 | 87,3 | 96,0 | 96,9 | 102,0 | 88,1 | 88,3 | 76,1 | 73,1 | 60,8 | .. |
| <i>attività metall.; fabb. prodotti in metallo, esclusi macchinari e attrezzature</i> | 438,1 | 371,5 | 404,7 | 380,5 | 382,8 | 424,8 | 441,3 | 444,6 | 463,1 | 436,3 | 442,4 | 490,9 | 543,5 | 451,2 | 340,9 | 329,5 | 310,1 | 239,7 | .. |
| <i>Fabb. mezzi trasporto</i> | 4,6 | 5,1 | 5,1 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 7,1 | 6,7 | 6,7 | 7,1 | 6,2 | 6,7 | 4,8 | 4,7 | 4,6 | 3,7 | 2,9 | 2,5 | .. |
| <i>Fabb. mobili; altre industrie manifatt.; riparaz. e install. di macchine e apparecc.</i> | 122,2 | 122,7 | 123,5 | 132,8 | 146,0 | 153,7 | 172,5 | 189,3 | 186,9 | 199,3 | 200,4 | 214,2 | 234,3 | 263,5 | 260,2 | 277,6 | 246,7 | 233,3 | .. |
| fornitura e.e., gas, vapore e aria condiz. | 576,5 | 753,6 | 755,6 | 767,7 | 795,4 | 825,7 | 846,5 | 1.084,5 | 1.027,5 | 1.157,9 | 1.103,2 | 941,3 | 983,8 | 1.368,6 | 1.169,5 | 982,2 | 919,3 | 1.013,2 | .. |
| <i>fornitura acqua; reti fognarie, rifiuti e risanamento</i> | 105,7 | 116,6 | 126,1 | 135,3 | 148,2 | 135,7 | 186,2 | 186,1 | 204,0 | 226,4 | 240,6 | 257,0 | 243,3 | 247,9 | 239,3 | 253,1 | 249,5 | 217,2 | .. |
| costruzioni | 1.488,8 | 1.492,6 | 1.515,5 | 1.441,6 | 1.471,6 | 1.541,9 | 1.641,3 | 1.852,7 | 2.046,7 | 2.279,5 | 2.180,1 | 2.057,5 | 2.344,3 | 2.448,1 | 2.352,3 | 1.984,3 | 1.824,9 | 1.713,1 | 1.701,0 |
| Servizi | 12.686,4 | 13.530,4 | 14.269,9 | 14.906,1 | 15.643,0 | 16.605,0 | 17.592,1 | 17.587,7 | 18.527,3 | 19.284,8 | 19.935,9 | 21.054,4 | 21.377,1 | 22.244,3 | 22.257,4 | 22.812,3 | 23.289,1 | 23.146,0 | 21.692,3 |
| Comm. ingrosso e dettaglio, ripar. autov. e motocicli; trasporti e magazz.; servizi alloggio e ristorazione; servizi informaz. e comunicazione | 4.360,7 | 4.617,4 | 4.911,6 | 5.265,6 | 5.471,5 | 5.667,0 | 6.131,4 | 5.554,7 | 5.952,8 | 6.028,8 | 6.206,3 | 6.441,6 | 6.575,0 | 6.845,2 | 6.810,0 | 6.959,7 | 7.212,5 | 7.047,4 | 6.225,9 |
| Att. Finanz. e Assic.; att. immobiliari; att. Profess., scient. e tecniche; amm. e servizi supporto | 3.523,8 | 3.685,4 | 3.851,7 | 3.993,5 | 4.320,5 | 4.828,7 | 5.048,3 | 5.221,6 | 5.604,3 | 5.972,9 | 6.166,5 | 6.417,0 | 6.610,3 | 6.835,4 | 6.904,5 | 6.960,8 | 7.200,8 | 7.286,9 | 7.003,5 |
| PA e difesa, assic. Soc. obblig., istruzione, sanità e ass. sociale; att. artistiche, intratt. e divert.; ripar. beni per la casa e altri servizi | 4.801,9 | 5.227,7 | 5.506,5 | 5.646,9 | 5.850,9 | 6.109,3 | 6.412,4 | 6.811,4 | 6.970,2 | 7.283,1 | 7.563,1 | 8.195,8 | 8.191,7 | 8.563,7 | 8.542,9 | 8.891,9 | 8.875,8 | 8.811,7 | 8.462,9 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| Comm. ingresso e al dettaglio; ripar. autoveicoli e motocicli; trasporto e magazzinaggio; servizi alloggio e di ristorazione | 4.001,8 | 4.181,9 | 4.451,1 | 4.768,3 | 4.911,4 | 5.093,5 | 5.504,5 | 4.945,9 | 5.294,8 | 5.324,3 | 5.499,9 | 5.707,8 | 5.857,4 | 6.181,6 | 6.123,7 | 6.214,0 | 6.446,5 | 6.322,6 | .. |
| <i>Comm. ingresso e dettaglio; riparaz. autoveicoli e motocicli</i> | 2.521,3 | 2.593,5 | 2.805,2 | 2.997,0 | 3.066,4 | 3.088,7 | 3.412,6 | 3.066,9 | 3.249,8 | 3.261,8 | 3.263,8 | 3.406,2 | 3.438,8 | 3.374,7 | 3.252,9 | 3.220,6 | 3.319,6 | 3.238,7 | .. |
| <i>trasporti e magazzinaggio</i> | 935,5 | 985,5 | 995,9 | 1.031,4 | 1.039,9 | 1.131,1 | 1.189,7 | 1.031,3 | 1.036,2 | 1.118,9 | 1.213,4 | 1.232,5 | 1.308,5 | 1.410,8 | 1.582,4 | 1.491,5 | 1.581,1 | 1.568,9 | .. |
| <i>servizi di alloggio e di ristorazione</i> | 545,0 | 602,9 | 650,0 | 739,9 | 805,1 | 873,7 | 902,2 | 847,8 | 1.008,9 | 943,5 | 1.022,7 | 1.069,1 | 1.110,1 | 1.396,1 | 1.288,4 | 1.501,9 | 1.545,7 | 1.515,0 | .. |
| Servizi inform. e comunicazione | 358,8 | 435,4 | 460,5 | 497,3 | 560,1 | 573,5 | 627,0 | 608,8 | 657,9 | 704,5 | 706,4 | 733,8 | 717,7 | 663,6 | 686,3 | 745,6 | 766,0 | 724,9 | .. |
| attività finanziarie e assicurative | 635,7 | 659,2 | 628,1 | 718,4 | 766,7 | 789,3 | 824,9 | 789,8 | 829,7 | 881,5 | 970,6 | 1.008,0 | 1.132,1 | 1.086,3 | 972,0 | 994,3 | 1.029,1 | 1.021,1 | .. |
| attività immobiliari | 1.748,2 | 1.779,9 | 1.843,1 | 1.866,5 | 2.047,3 | 2.369,7 | 2.447,9 | 2.669,3 | 2.897,3 | 3.134,1 | 3.194,0 | 3.372,1 | 3.424,4 | 3.639,2 | 3.711,8 | 3.657,6 | 3.764,5 | 3.813,8 | .. |
| attività profess., scient. e tecniche; amministr. e servizi di supporto | 1.139,9 | 1.246,3 | 1.380,5 | 1.408,6 | 1.506,6 | 1.669,8 | 1.775,5 | 1.762,5 | 1.877,4 | 1.957,3 | 2.001,9 | 2.036,9 | 2.053,9 | 2.109,9 | 2.220,7 | 2.308,9 | 2.407,2 | 2.451,9 | .. |
| <i>Att. professionali, scient. e tecniche</i> | 741,9 | 801,6 | 903,8 | 898,1 | 933,4 | 1.074,0 | 1.202,2 | 1.201,3 | 1.276,7 | 1.311,6 | 1.321,7 | 1.335,0 | 1.348,7 | 1.410,7 | 1.534,6 | 1.569,5 | 1.584,4 | 1.608,1 | .. |
| <i>attività amministr. e servizi supporto</i> | 398,0 | 444,7 | 476,8 | 510,6 | 573,2 | 595,8 | 573,3 | 561,3 | 600,7 | 645,6 | 680,2 | 701,9 | 705,2 | 699,3 | 686,1 | 739,4 | 822,8 | 843,9 | .. |
| PA e difesa; assic. soc. obbl.; istruzione; sanità e assistenza sociale | 4.174,1 | 4.545,6 | 4.800,9 | 4.902,5 | 5.047,4 | 5.314,0 | 5.588,6 | 6.007,3 | 6.100,7 | 6.360,0 | 6.615,0 | 7.158,1 | 7.190,3 | 7.538,1 | 7.481,5 | 7.685,8 | 7.644,6 | 7.562,7 | .. |
| <i>Pa e difesa; assic. sociale obblig.</i> | 1.819,3 | 2.007,0 | 2.086,5 | 2.123,8 | 2.190,5 | 2.305,3 | 2.460,7 | 2.575,7 | 2.661,0 | 2.868,7 | 2.927,8 | 3.196,9 | 3.251,2 | 3.301,9 | 3.380,0 | 3.539,2 | 3.540,6 | 3.401,0 | .. |
| <i>istruzione</i> | 1.272,2 | 1.372,1 | 1.419,5 | 1.473,0 | 1.506,9 | 1.584,5 | 1.650,1 | 1.717,7 | 1.811,8 | 1.774,5 | 1.829,1 | 1.953,6 | 1.994,4 | 1.907,2 | 1.884,7 | 1.829,7 | 1.788,4 | 1.786,0 | .. |
| <i>sanità e assistenza sociale</i> | 1.082,6 | 1.166,5 | 1.294,9 | 1.305,7 | 1.349,9 | 1.424,2 | 1.477,8 | 1.713,9 | 1.628,0 | 1.716,8 | 1.858,1 | 2.007,6 | 1.944,7 | 2.329,1 | 2.216,7 | 2.316,9 | 2.315,6 | 2.375,7 | .. |
| Att. artistiche, intratt. e divert.; ripar. di beni per la casa e altri servizi | 627,8 | 682,1 | 705,7 | 744,4 | 803,6 | 795,3 | 823,8 | 804,1 | 869,5 | 923,1 | 948,1 | 1.037,7 | 1.001,3 | 1.025,5 | 1.061,4 | 1.206,1 | 1.231,2 | 1.249,0 | .. |
| <i>Att. artistiche, intratt. e divert.</i> | 137,4 | 151,6 | 155,9 | 156,2 | 168,2 | 169,8 | 186,5 | 196,3 | 215,8 | 231,9 | 238,8 | 278,0 | 299,4 | 275,6 | 282,0 | 334,0 | 309,3 | 309,3 | .. |
| <i>altre att. di servizi</i> | 306,6 | 317,5 | 335,1 | 357,0 | 392,3 | 381,1 | 384,4 | 342,6 | 371,1 | 387,5 | 388,4 | 405,6 | 384,3 | 384,6 | 391,4 | 424,1 | 456,5 | 456,7 | .. |
| <i>Att. famiglie e convivenze (datori di lavoro pers. domestico); prod. beni e servizi indiff. per uso proprio da famiglie e conviv.</i> | 183,9 | 212,9 | 214,8 | 231,2 | 243,0 | 244,3 | 252,9 | 265,2 | 282,6 | 303,8 | 320,8 | 354,1 | 317,7 | 365,3 | 387,9 | 448,1 | 465,4 | 483,0 | .. |

Tab. 4.8. VA settore di attività economica periodo 1995-2013 a prezzi correnti in Sardegna. Fonte: Istat.

4.3.2 LE IMPRESE

Nella tabella seguente, estrapolata dallo studio “*Economie regionali – l'economia della Sardegna*” della Banca d'Italia – Eurosystem, è evidenziata la dinamica delle imprese presenti in Sardegna nel 2012, nel 2013 e nel 2014.

| SETTORI | 2012 | | | 2013 | | | 2014 | | |
|-------------------------------------|--------------|---------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|--------------|----------------|
| | iscritte | cessate | attive | iscritte | cessate | attive | iscritte | cessate | attive |
| Agricoltura, silvicoltura e pesca | 995 | 1.828 | 34.482 | 1.269 | 2.014 | 33.722 | 1.292 | 1.571 | 33.546 |
| Industria in senso stretto | 271 | 632 | 11.615 | 276 | 586 | 11.351 | 225 | 515 | 11.162 |
| Costruzioni | 981 | 1.598 | 21.903 | 794 | 1.557 | 21.158 | 720 | 1.277 | 20.653 |
| Commercio | 1.880 | 2.534 | 40.318 | 1.918 | 2.508 | 39.835 | 1.844 | 2.427 | 39.310 |
| <i>di cui: al dettaglio</i> | <i>1.361</i> | <i>1.739</i> | <i>26.765</i> | <i>1.273</i> | <i>1.704</i> | <i>26.455</i> | <i>1.348</i> | <i>1.705</i> | <i>26.208</i> |
| Trasporti e magazzinaggio | 74 | 258 | 4.517 | 70 | 235 | 4.406 | 88 | 195 | 4.321 |
| Servizi di alloggio e ristorazione | 495 | 769 | 11.400 | 479 | 722 | 11.549 | 461 | 712 | 11.661 |
| Finanza e servizi alle imprese | 753 | 1.059 | 14.150 | 889 | 1.005 | 14.269 | 788 | 910 | 14.264 |
| <i>di cui: attività immobiliari</i> | <i>82</i> | <i>93</i> | <i>2.179</i> | <i>196</i> | <i>106</i> | <i>2.336</i> | <i>79</i> | <i>83</i> | <i>2.263</i> |
| Altri servizi | 297 | 456 | 8.001 | 284 | 445 | 8.019 | 278 | 456 | 8.037 |
| Imprese non classificate | 3.457 | 909 | 139 | 3.550 | 529 | 65 | 3.884 | 494 | 78 |
| Totale | 9.203 | 10.043 | 146.525 | 9.519 | 9.601 | 144.401 | 9.580 | 8.557 | 143.032 |

Tab. 4.9. Imprese attive, iscritte e cessate (al netto delle cessazioni d'ufficio) anni 2012-2013-2014. fonte: InfoCamere-Movimprese.

Nel 2013 si è confermata la difficile fase congiunturale, caratterizzata dalla debolezza della domanda, interna ed estera, e dalla limitata propensione a investire delle imprese. L'attività delle imprese industriali è rimasta su livelli contenuti. Le esportazioni sono diminuite, condizionate dall'andamento negativo del settore petrolifero; è proseguita l'espansione delle vendite all'estero del comparto agroalimentare. Nelle costruzioni, al perdurante rallentamento nell'edilizia residenziale si è associata una contrazione dell'attività di realizzazione delle opere pubbliche. Sui risultati del comparto dei servizi ha inciso la limitata capacità di spesa delle famiglie, che si è riflessa sull'attività degli esercizi commerciali.

Un'analisi su un campione di circa 3.900 imprese sarde presenti negli archivi della Centrale dei bilanci per il periodo 2007-2012 mostra un peggioramento degli indicatori di redditività nel 2012. La redditività operativa (il rapporto tra il margine operativo lordo e l'attivo totale) è diminuita dal 3,9 al 2,4 %; la redditività del capitale proprio (ROE), già negativa nel triennio precedente, si è attestata al -6,7%. Il deterioramento degli indicatori è attribuibile soprattutto all'industria manifatturiera. Il costo dell'indebitamento, misurato dal peso degli oneri finanziari sul margine operativo lordo, è aumentato notevolmente rispetto al 2011, portandosi al 52,0%. Il leverage (rapporto tra i debiti finanziari e la somma degli stessi e del patrimonio netto) si è attestato al 52,6%. L'indicatore mostra valori superiori alla media nei settori delle costruzioni e dell'industria. Anche il peso dei debiti finanziari sul fatturato è leggermente aumentato rispetto al 2011, superando il 26%. Il rapporto è cresciuto notevolmente per le imprese delle costruzioni, in concomitanza con la consistente contrazione dei ricavi.

Gli indicatori della situazione di liquidità, che si erano significativamente deteriorati nel 2011, sono invece leggermente migliorati nel 2012: l'indice di liquidità corrente (misurato dal rapporto tra attivo corrente e passivo corrente) è passato dal 111,9 al 113,8%, quello di liquidità immediata (nel quale non si considerano nell'attivo corrente le rimanenze di magazzino) è aumentato dal 72,1 al 76,5 %.

Secondo i dati di Cerved Group e Unioncamere, nel 2013 sono state avviate in Sardegna 259 procedure fallimentari, un dato in linea con quello riscontrato nell'anno precedente. Il numero delle procedure fallimentari aperte nel 2013 è più che raddoppiato rispetto al 2008, primo anno a partire dal quale è possibile confrontare dati omogenei sulla base della normativa vigente. Tra le altre procedure concorsuali, nel 2013 sono state presentate 17 istanze di concordato preventivo, un numero contenuto ma in crescita rispetto all'anno precedente. Il dato comprende anche le istanze "con riserva", formula introdotta alla fine del 2012, che individua i casi in cui l'imprenditore ha già provveduto a integrare la documentazione per l'omologazione da parte del tribunale. Il numero delle istanze di liquidazione volontaria è diminuito nell'ultimo anno dell'1,1%, in misura meno intensa rispetto alla flessione già registrata nel 2012 (-8,1 %). Con riferimento alle sole società di capitali, nel 2013 le imprese sarde coinvolte in una procedura fallimentare sono state 48,7 ogni diecimila presenti sul mercato (insolvency ratio), un valore in calo dopo il picco di 54,3 toccato nel 2012.

Per il 2014 l'analisi dei bilanci delle società di capitali con sede nella regione censite negli archivi di Cerved Group, mostra un lieve peggioramento dei principali indicatori reddituali nel 2013 (ultimo anno di disponibilità dei bilanci). La redditività operativa, misurata dal rapporto tra margine operativo lordo e attivo, è diminuita in tutti i settori; il rendimento del capitale proprio (ROE) si è mantenuto in media su livelli negativi. Nel 2013 l'incidenza degli oneri finanziari sul margine operativo lordo è scesa al 37,4 %, anche grazie alla riduzione dei tassi di interesse.

Secondo i dati di Cerved Group e Infocamere, nel 2014 sono state avviate in Sardegna oltre 300 procedure fallimentari, in aumento del 16,2 % rispetto all'anno precedente. Tra il 2008, primo anno da cui è possibile confrontare dati omogenei, e il 2014 il numero dei fallimenti avviati è cresciuto di circa due volte e mezzo. I fallimenti e le altre procedure assimilabili riguardano in particolar modo le società di capitali (ca. il 77 % delle istanze presentate nel corso dell'ultimo anno). In relazione alle sole società di capitali, nel 2014 sono state avviate 66 procedure fallimentari ogni 10.000 imprese presenti sul mercato, in aumento rispetto al 2013. Dopo il calo osservato nel 2013 il valore dell'indicatore è tornato a crescere. Il deterioramento è riconducibile in larga parte all'industria in senso stretto (da 98,7 a 117,9) e alle costruzioni (da 37,1 a 77,4). Nel 2014 è rimasto stabile il numero delle istanze di liquidazione volontaria (poco meno di 1.800 unità). Per le società di capitali l'incidenza delle liquidazioni volontarie è aumentata nel 2014 a circa 360 imprese ogni 10.000 presenti sul mercato (da 334 nell'anno precedente).

4.3.3 IMPORT – EXPORT.

Sulla base dei dati dell'Istat nel 2014 il valore delle esportazioni regionali si è ridotto del 13,6 %. La contrazione delle vendite all'estero è dipesa principalmente dal calo osservato nel comparto dei prodotti petroliferi (-16,3%), che contribuisce per oltre l'80% al totale delle esportazioni regionali. La variazione, in linea con quella registrata nel 2013, è dipesa sia dal calo delle quantità scambiate sia da quello dei prezzi di vendita, diminuiti in entrambi i casi di circa l'8 %. L'indebolimento è connesso in parte alla minore domanda di carburanti e alla crescente diffusione sui mercati internazionali di idrocarburi sostitutivi. Al netto del settore petrolifero le esportazioni sono cresciute lievemente rispetto al 2013 (0,6 %), dopo il forte calo fatto registrare l'anno precedente (>+10%). Tra i comparti si segnala un'espansione delle vendite dei prodotti dell'industria agroalimentare e di quella metallifera (2,2 e 18,6 % rispettivamente); è proseguita la contrazione nel settore della chimica, le cui esportazioni si sono ridotte del 15% rispetto al 2013.

Sono nettamente diminuiti gli scambi con il resto dell'Unione monetaria (-24,4 %) e con i paesi asiatici (-16,6%); è invece aumentata la presenza negli altri paesi europei e in America settentrionale (rispettivamente 41,2 e 55,5 %).

Le importazioni hanno continuato a contrarsi anche nel 2014, in ulteriore calo rispetto al dato dell'anno precedente. La flessione è stata generalizzata a tutti i comparti e ha riflesso i bassi ritmi produttivi: sono diminuiti gli approvvigionamenti di petrolio greggio (di circa il 16 %) destinati in gran parte all'industria di raffinazione regionale.

Di seguito si riportano le tabelle dell'interscambio commerciale per attività (ATECO 2007) per gli anni 2010- 2014 in migliaia di Euro.

| | IMPORTAZIONI | | | | |
|---|------------------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| A- Prodotti dell'agricoltura, della silvicoltura e della pesca | 2.872 | 4.554 | 4.356 | 6.321 | 7.929 |
| B- Prodotti dell'estrazione di minerali da cave e miniere | 77.804 | 61.955 | 82.858 | 88.447 | 70.839 |
| C- Prodotti delle attività manifatturiere | 5.181.894 | 5.195.707 | 6.280.227 | 5.264.603 | 4.536.978 |
| D- Energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata | - | - | - | - | - |
| E- Prodotti attività di trattamento dei rifiuti e risanamento | 3.688 | 2.045 | 8.111 | 8.691 | 19.429 |
| J- Prodotti attività servizi di informazione e comunicaz. | 196 | 108 | 161 | 58 | 245 |
| M- Prodotti attività professionali, scientifiche e tecniche | - | 0 | 0 | 0 | - |
| R- Prodotti attività artistiche, sportive, intratten. e divertimento | 19 | 289 | 53 | 14 | 277 |
| S- Prodotti delle altre attività di servizi | - | - | - | - | - |
| V- Merci dichiarate provviste di bordo, merci naz. di ritorno e respinte, merci varie | 7.085 | 4.201 | 5.938 | 5.208 | 4.981 |
| Totale | 5.273.558 | 5.268.858 | 6.381.705 | 5.373.342 | 4.640.678 |
| | ESPORTAZIONI | | | | |
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| A- Prodotti dell'agricoltura, della silvicoltura e della pesca | 119.243 | 171.574 | 154.687 | 141.759 | 163.412 |
| B- Prodotti dell'estrazione di minerali da cave e miniere | 6.713.470 | 8.439.535 | 8.865.817 | 7.914.499 | 6.954.309 |
| C- Prodotti delle attività manifatturiere | 1.150.387 | 1.423.703 | 1.633.205 | 1.611.159 | 1.286.713 |
| D- Energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata | - | - | - | - | - |
| E- Prodotti attività di trattamento dei rifiuti e risanamento | 1.097 | 1.401 | 3.288 | 7.534 | 13.967 |
| J- Prodotti attività servizi di informazione e comunicaz. | 913 | 1.670 | 617 | 659 | 532 |
| M- Prodotti attività professionali, scientifiche e tecniche | - | 0 | 0 | 0 | - |
| R- Prodotti attività artistiche, sportive, intratten. e divertimento | 523 | 198 | 1.695 | 94 | 114 |
| S- Prodotti delle altre attività di servizi | - | - | - | - | - |
| V- Merci dichiarate provviste di bordo, merci naz. di ritorno e respinte, merci varie | 125 | 266 | 185 | 839 | 194 |
| Totale | 7.985.758 | 10.038.346 | 10.659.493 | 9.676.543 | 8.419.241 |

Tab. 4.10. Interscambio commerciale per attività economica (ATECO 2007). fonte: Fonte: Istat - Coeweb statistiche del commercio estero.

4.3.4 INDUSTRIA

Secondo lo Studio della Banca d'Italia sull'Economia della Sardegna, nei primi sei mesi del 2013 l'attività industriale nel Mezzogiorno si è confermata debole, attestandosi sui minimi registrati nel 2009: gli indicatori qualitativi dell'Istat segnalano una sostanziale stagnazione della produzione e degli ordinativi rispetto alla fine del 2012.

In Sardegna, sulla base dei dati raccolti dalla Banca d'Italia su un campione di 109 imprese industriali con più di 20 addetti, nel primo semestre del 2013 il saldo tra la quota delle imprese che segnalano un aumento della produzione e degli ordini rispetto allo stesso periodo del 2012 e la frazione di quelle che indicano un calo è migliorato presso le

imprese industriali. Nel complesso dei primi nove mesi dell'anno, circa il 44% del campione ha registrato una flessione del fatturato nel confronto con lo stesso periodo del 2012. Tra le imprese esportatrici, i ricavi provenienti dalla vendita dei prodotti all'estero sono risultati in aumento per il 40% dei casi, compensando la debolezza della domanda interna; per il 22,6 % si è registrato un calo. La propensione a investire continua a risentire della incerta evoluzione congiunturale: quasi i due terzi delle imprese, hanno rispettato la spesa programmata alla fine del 2012, che si attestava su livelli modesti. Le imprese prefigurano un lieve miglioramento della fase ciclica: la domanda prevista per i successivi sei mesi sarebbe in aumento per il 40 % degli operatori intervistati, in calo per il 17 per cento; anche la produzione industriale nel quarto trimestre del 2013 e le aspettative sugli investimenti per il 2014 mostrerebbero moderati segnali positivi, tuttavia caratterizzati da una elevata dispersione delle attese formulate dalle imprese. Nel primo semestre del 2013 ha leggermente rallentato il processo di ridimensionamento del settore industriale: secondo i dati di InfoCamere-Movimprese il numero delle unità attive si è ridotto del 2 per cento (-2,3 % nel 2012).

Nel 2014 l'attività industriale in Sardegna ha fatto registrare parziali segnali di recupero; i livelli produttivi rimangono tuttavia ancora molto più bassi nel confronto con il periodo precedente la crisi economica. Nel quadro di una perdurante fragilità delle condizioni economiche nel settore, i dati qualitativi dell'indagine effettuata dalla Banca d'Italia su un campione di imprese industriali con sede nella regione e con almeno 20 addetti delineano un leggero miglioramento della congiuntura: il saldo tra la quota delle imprese che indicano una crescita della produzione e degli ordini e la frazione di quelle che segnalano una diminuzione è migliorato rispetto al 2013, attestandosi nella media dell'anno su valori positivi. Su questa dinamica incidono, tuttavia, soprattutto le indicazioni di rafforzamento espresse dalle imprese del settore agroalimentare; al netto di questo comparto i giudizi degli operatori indicherebbero un sostanziale ristagno dell'attività industriale. È proseguita la dinamica espansiva del settore agroalimentare, in atto da oltre tre anni. Secondo l'indagine della Banca d'Italia le imprese del comparto hanno accresciuto i propri fatturati beneficiando della sostenuta domanda internazionale, alla quale si è aggiunto un rafforzamento di quella proveniente dall'interno, e dell'evoluzione positiva dei prezzi di vendita.

Per quanto riguarda il comparto metallurgico, la debolezza dei ritmi produttivi è continuata anche nel 2014: il fatturato delle imprese del settore si è ridotto, mentre le condizioni di redditività sono rimaste compresse dalla riduzione dei prezzi di mercato e dai costi elevati sostenuti per l'approvvigionamento energetico. In quest'ambito pesa l'elevata incertezza generata dalla possibilità che il contratto di interrompibilità energetica di cui beneficiano le imprese con un utilizzo più intensivo di energia, in scadenza alla fine dell'anno in corso, non venga più rinnovato. In base alle informazioni raccolte presso le associazioni di categoria, l'attività dell'industria chimica regionale è rimasta stabile nel 2014, dopo la dinamica deludente osservata negli anni precedenti. Sulle prospettive di sviluppo del settore nella regione potrebbe incidere l'avvio del recente piano di investimenti nell'area industriale di Porto Torres finalizzato alla lavorazione di biomasse.

Secondo i dati della rilevazione il fatturato delle imprese a prezzi correnti è leggermente aumentato; la dinamica delle vendite è stata più favorevole tra le imprese più grandi (con più di 50 addetti), maggiormente in grado di intercettare la domanda proveniente dall'estero. In base alle aspettative degli imprenditori, nel 2015 è previsto un rafforzamento della domanda e una crescita dei ricavi più sostenuta. La dotazione tecnica installata rimane ancora sottoutilizzata, sebbene nel 2014 il grado di utilizzo degli impianti sia aumentato di circa 4 punti percentuali (al 70 %, dal 66 % circa nell'anno precedente). La spesa per investimenti è complessivamente cresciuta, dopo la caduta registrata negli ultimi anni. L'incremento della spesa, tuttavia, è rimasto circoscritto a una quota minoritaria di aziende. Le imprese prevedono un rafforzamento dell'attività di accumulazione per il 2015.

4.3.5 LE COSTRUZIONI E IL MERCATO IMMOBILIARE

La lunga fase di recessione nel settore delle costruzioni si è interrotta nel corso del 2014. Il valore della produzione è rimasto pressoché costante, riflettendo una contrazione dell'attività nel comparto non residenziale privato, compensata dai maggiori investimenti nell'edilizia pubblica. L'andamento riguardante la costruzione e il rinnovo di edifici residenziali ha ristagnato.

In base ai dati della rilevazione della Banca d'Italia su un campione di imprese delle costruzioni, la produzione regionale nel 2014 è risultata in calo per poco più della metà degli operatori. Il lungo periodo di crisi ha continuato a incidere sulla dinamica demografica del settore, comportando un'ulteriore fuoriuscita di operatori dal mercato: secondo i dati Infocamere-Movimprese si è registrata nell'ultimo anno una flessione del numero delle aziende attive di circa il 2 per cento (-3,8 % nel 2013). Sulla base dei dati della Confederazione nazionale dell'artigianato della Sardegna (CNA costruzioni) nel 2014 gli investimenti nel settore residenziale, valutati a prezzi costanti, sono rimasti stabili sui livelli di spesa dell'anno precedente (-4,7 % nel 2013). Al calo della spesa per la realizzazione di nuovi edifici si è contrapposto un incremento degli investimenti per il rinnovo delle abitazioni.

Il mercato immobiliare si è ulteriormente assottigliato, risentendo ancora della debole propensione delle famiglie all'investimento in edifici residenziali: i dati dell'Osservatorio sul mercato immobiliare (OMI) dell'Agenzia delle Entrate indicano una riduzione del 3,5 % su base annua del numero delle compravendite di immobili residenziali in regione (in attenuazione dal -13,7 % del 2013). La diminuzione, che ha riguardato principalmente le abitazioni di medie e grandi dimensioni, è stata meno intensa nelle città capoluogo di provincia. Negli ultimi dieci anni il numero complessivo delle transazioni nel mercato immobiliare sardo si è contratto del 52%.

I dati della CNA hanno evidenziato una flessione degli investimenti nell'edilizia non residenziale: la produzione del comparto, che rappresenta più di un quinto di quella regionale, è diminuita del 5,5%, un calo meno accentuato rispetto a quello osservato nel 2013. La flessione ha riguardato in misura più marcata le nuove costruzioni ed è principalmente ascrivibile a minori investimenti per la realizzazione di fabbricati di natura commerciale e turistica.

L'attività di realizzazione di opere pubbliche si è leggermente rafforzata nel 2014. Il valore a prezzi costanti degli investimenti è cresciuto del 2,4 % circa, invertendo la tendenza degli ultimi anni. Il dato riflette una crescita della spesa per la costruzione di nuove infrastrutture (4,9%), in parte compensata da un lieve calo dei lavori di rinnovo e ristrutturazione.

La programmazione di nuove infrastrutture da parte delle amministrazioni pubbliche regionali è tornata a crescere. Sulla base dei dati CNA, il valore dei bandi promossi nel 2014 è cresciuto del 6,2% in termini reali, dopo la forte contrazione osservata l'anno precedente. L'andamento è guidato da un deciso incremento dell'importo medio delle gare d'appalto bandite (10,9%), cui si è contrapposto un lieve calo nel numero dei bandi, in particolare provenienti dalle amministrazioni comunali. Nel 2014 è cresciuto il numero delle aggiudicazioni, mentre il relativo importo è diminuito di oltre un quarto in termini nominali.

4.3.6 I SERVIZI

Nel 2014 la congiuntura nei servizi è rimasta ancora debole, anche se in lieve miglioramento dopo le forti difficoltà registrate nell'anno precedente. Un contributo positivo è stato fornito dalla dinamica favorevole del turismo, mentre l'attività delle imprese commerciali ha continuato a risentire della debolezza della domanda interna; è tornata a crescere

leggermente la spesa delle famiglie per beni durevoli. Secondo le stime di Prometeia il valore aggiunto dei servizi in regione ha continuato a diminuire nell'ultimo anno, anche se in misura contenuta (-1 % in termini reali, a fronte del -6,4 % nel 2013). In base ai dati dell'indagine condotta dalla Banca d'Italia su un campione di imprese con almeno 20 addetti il saldo percentuale tra la quota delle imprese che indicano un aumento del fatturato e quelle che ne segnalano una diminuzione è migliorato rispetto al 2013, pur rimanendo lievemente negativo. Gli operatori prefigurano una crescita del fatturato nel 2015.

Il commercio.

Nel 2014 l'attività delle imprese del commercio in Sardegna ha continuato complessivamente a ristagnare; la crisi degli ultimi anni ha comportato una riduzione complessiva dei fatturati e della redditività del comparto. Negli ultimi trimestri, tuttavia, si sono osservati alcuni deboli e parziali segnali di miglioramento. I dati della Banca d'Italia indicano una stagnazione del fatturato in termini nominali, dopo il calo registrato nel 2013; secondo i dati di Infocamere-Movimprese, il saldo tra iscrizioni e cancellazioni, in rapporto alle imprese attive alla fine dell'anno precedente, è stato pari al -1,3% (-1,6% nel 2013). Secondo i dati di Prometeia nel 2014 la spesa per consumi delle famiglie sarde, espressa in termini reali, è rimasta stabile rispetto al 2013, dopo la contrazione osservata negli ultimi tre anni; i livelli complessivi di spesa rimangono tuttavia al di sotto di quelli registrati prima della crisi economica. Sono tornati a crescere i consumi di beni durevoli: i dati dell'Osservatorio Findomestic indicano per il 2014 una crescita degli acquisti dell'1,9 %, un valore leggermente inferiore a quello medio nazionale (2,4 %). La variazione positiva è dipesa unicamente dal buon andamento del mercato delle automobili, in recupero dal forte ridimensionamento degli ultimi anni.

In base ai dati dell'ANFIA, disponibili fino al mese di agosto, le immatricolazioni di automobili sono cresciute del 6 % (1 % e 3,5 % la variazione per il Mezzogiorno e per la media italiana). La spesa per elettrodomestici, beni per la casa e prodotti informatici ha continuato a ridursi.

Il turismo.

Nel 2014 l'attività turistica si è rafforzata, confermando l'andamento dell'anno precedente. Secondo l'indagine sulle imprese dei servizi della Banca d'Italia la maggioranza delle imprese regionali ha evidenziato una crescita del fatturato e risultati di esercizio complessivamente positivi. In base ai dati provvisori forniti dall'Amministrazione regionale, le presenze e gli arrivi nelle strutture ricettive sarde sono aumentati rispettivamente del 5,6 % e dell'8,9 % rispetto al 2013; la durata media dei soggiorni è lievemente diminuita. La dinamica positiva ha riguardato sia i pernottamenti presso le strutture alberghiere (in aumento del 3,3%), sia, in misura più marcata, quelli negli esercizi complementari (12,7%). Alla crescita delle presenze hanno contribuito sia i turisti italiani (circa il 4%) sia quelli provenienti dall'estero (7%). Secondo la rilevazione della Banca d'Italia sul turismo internazionale, la spesa dei visitatori stranieri è cresciuta del 3,2% in termini nominali. L'aumento delle presenze ha riguardato in particolare il nord dell'isola: nelle province di Sassari e Olbia-Tempio Pausania si sono osservati incrementi superiori al 10%, mentre nella provincia di Cagliari le giornate di permanenza complessive sono rimaste pressoché costanti (0,7 %).

Nel 2014 i flussi turistici legati all'arrivo delle navi da crociera nei principali porti dell'isola sono risultati in calo: sulla base dei dati delle Autorità portuali della Sardegna, la flessione è stata pari a poco meno di un terzo. La variazione ha riflesso sia un minor numero di navi in transito, sia la riduzione degli scali per ogni crociera. Per il 2015 è attesa una significativa espansione del numero dei crocieristi nelle infrastrutture portuali dell'isola, anche in relazione alle tensioni geo-politiche nei paesi del nord Africa, che hanno comportato una riprogrammazione delle tratte in favore degli altri porti del

Mediterraneo. Secondo i dati del Ministero dei beni e delle attività culturali, nel 2014 è stato registrato un incremento del 28,7% del numero di visite ai siti museali dell'isola; il fatturato degli operatori è cresciuto di quasi un terzo rispetto al 2013.

I trasporti.

Nel 2014 è tornato ad aumentare (+3,5%) il flusso dei passeggeri complessivamente transitati presso le strutture portuali e aeroportuali della Sardegna, dopo il calo osservato nell'anno precedente (-0,8 %). La crescita ha riguardato sia il traffico negli scali marittimi (2,7%) sia, con maggiore intensità, quello negli aeroporti (4,0 %), che assorbe circa i tre quinti del totale dei flussi. Tra gli scali aeroportuali, si registra un deciso incremento in quello di Olbia (8,0 %), sia per i voli nazionali sia per quelli da e per l'estero, e in quello di Cagliari (1,5 %), unicamente per la crescita dei passeggeri nei voli domestici. Il traffico delle merci transitate nelle strutture portuali della regione è diminuito leggermente anche nel 2014; la flessione, pari all'1,0 %, è essenzialmente dipesa dall'andamento dei flussi legati all'attività di raffinazione dei prodotti petroliferi. Al netto di questa dinamica il traffico nello scalo di Cagliari è aumentato dell'8,2 % ed è tornato a crescere anche negli scali del Nord dell'isola e in quelli di Portoscuso e Oristano (rispettivamente dell'8,1%, del 9,4% e dell'11,5% nel confronto con il 2013); in quest'ultimo hanno inciso i maggiori approvvigionamenti di materie prime per il settore alimentare.

L'attività di transhipment nel porto industriale di Cagliari ha continuato a crescere (2,1%), dopo il forte incremento dell'anno precedente (13,0%). Dall'inizio degli anni duemila i flussi gestiti dallo scalo si sono fortemente sviluppati: il numero dei TEU è passato da circa 25 mila nel 2001 a più di 700 mila nel 2014. Il 7% del totale del traffico containerizzato in Italia è movimentato dal porto di Cagliari, il quarto scalo per container dopo Gioia Tauro, Genova e La Spezia. L'attività dello scalo si concentra a servizio delle rotte estero su estero, in particolare dall'Asia verso l'Europa e gli Stati Uniti, dei principali operatori internazionali di trasporto merci; meno del 10% dei container movimentati è relativo a produzioni regionali. Sulla dinamica positiva degli ultimi anni ha inciso anche la crescente instabilità politica nel Nord dell'Africa, che ha indotto le compagnie di trasporto a scegliere gli scali del sud Europa.

4.3.7 MERCATO DEL LAVORO

Di seguito la situazione complessiva degli inattivi, disoccupati ed occupati in Sardegna dal 2004 al 30.06.2015

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 1T | 2015 2T |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| inattivi | 939.303 | 951.699 | 961.879 | 965.225 | 957.299 | 973.676 | 968.012 | 967.505 | 956.146 | 992.345 | 982.943 | 975.31 | 963.367 |
| forza lavoro | 687.479 | 678.214 | 671.312 | 671.833 | 685.229 | 672.833 | 679.729 | 681.804 | 694.007 | 661.995 | 673.570 | 680.126 | 692.874 |
| disoccupati | 94.002 | 86.803 | 72.144 | 65.919 | 83.454 | 88.727 | 95.333 | 92.304 | 107.004 | 115.665 | 125.475 | 123.508 | 124.813 |
| occupati | 593.478 | 591.411 | 599.169 | 605.913 | 601.776 | 584.106 | 584.396 | 589.500 | 587.003 | 546.330 | 548.095 | 556.618 | 568.061 |
| Tasso Disocc. | 13,7% | 12,8% | 10,7% | 9,8% | 12,2% | 13,2% | 14,0% | 13,5% | 15,4% | 17,5% | 18,6% | 18,2% | 18,0% |

Tab. 4.11. Inattivi, Forza lavoro, occupati e disoccupati in Sardegna nel periodo 2004-2015. Fonte: Istat.

Nella tabella seguente si riporta il quadro relativo alla situazione occupazionale per settore:

| Anno | agricoltura. silvicoltura e pesca | totale industria | industria in senso stretto | costruzioni | totale servizi | commercio. alberghi e ristoranti | altre attività dei servizi | totale |
|------|-----------------------------------|------------------|----------------------------|-------------|----------------|----------------------------------|----------------------------|---------|
| 2007 | .. | .. | .. | .. | .. | .. | .. | 605.913 |
| 2008 | 36.658 | 129.304 | 68.047 | 61.257 | 435.814 | 131.574 | 304.240 | 601.776 |

| | | | | | | | | |
|-------------|--------|---------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|
| 2009 | 32.760 | 125.142 | 64.849 | 60.292 | 426.204 | 126.967 | 299.237 | 584.106 |
| 2010 | 28.463 | 119.743 | 64.287 | 55.456 | 436.191 | 135.499 | 300.691 | 584.396 |
| 2011 | 30.703 | 112.319 | 59.730 | 52.589 | 446.478 | 128.269 | 318.209 | 589.500 |
| 2012 | 32.897 | 100.468 | 53.293 | 47.175 | 453.638 | 127.933 | 325.706 | 587.003 |
| 2013 | 31.678 | 102.951 | 60.439 | 42.512 | 411.701 | 118.517 | 293.184 | 546.330 |
| 2014 | 34.242 | 100.974 | 55.496 | 45.479 | 412.879 | 129.311 | 283.568 | 548.095 |

Tab. 4.12. Occupati per settore. Serie storica 2007-2014. Fonte: 22° Rapporto CRENoS sull'Economia della Sardegna.

Nel 2014 si è arrestato il forte calo dell'occupazione che ha caratterizzato il mercato del lavoro regionale nei due anni precedenti. Sulla base dei dati della Rilevazione sulle forze di lavoro dell'Istat il numero degli occupati è aumentato su base annua dello 0,3%, una variazione in linea con quella registrata nella media nazionale (0,4 %) e superiore a quella delle regioni meridionali, dove l'occupazione è diminuita dello 0,8%. Alla sostanziale invarianza del numero degli addetti nei primi mesi del 2014 si è contrapposto un deciso aumento nell'ultima metà dell'anno. Il tasso di occupazione delle persone in età da lavoro è aumentato di 0,3 %, attestandosi al 48,6% nella media dell'anno.

I dati tratti dal sistema informativo sul lavoro della Regione Sardegna, riguardanti le comunicazioni obbligatorie al Ministero del lavoro (SeCo) sui contratti di impiego, indicano che il saldo tra le assunzioni e le cessazioni di dipendenti e parasubordinati, pur rimanendo negativo, è migliorato rispetto al 2013. Questa dinamica è ascrivibile alla crescita delle assunzioni, in aumento dell'1,2%, mentre le cessazioni sono rimaste pressoché costanti.

Secondo i dati dell'Istat, dopo la decisa flessione registrata nel 2013, l'occupazione nei servizi è tornata a crescere (0,3%), grazie al contributo positivo del comparto ricettivo e della ristorazione. Anche nelle costruzioni e nell'agricoltura si è registrato un recupero dei livelli occupazionali; al contrario, nel settore industriale il numero degli addetti è risultato in calo e si sono ridotte le ore lavorate. L'occupazione maschile è lievemente diminuita (-0,2%), mentre quella femminile è aumentata dell'1,0%, beneficiando della dinamica favorevole nel settore dei servizi, nel quale si concentra la quasi totalità delle donne occupate (92%).

L'aumento del numero degli addetti ha riguardato sia le posizioni di lavoro dipendente (0,2%), principalmente per i contratti a tempo indeterminato, sia quelle a carattere autonomo (0,8%). Tra i lavoratori dipendenti, al calo dell'occupazione a tempo pieno si è associato l'aumento dei contratti di lavoro a regime orario ridotto (pari all'8,3 %). Dall'inizio della crisi è aumentato il ricorso a questa forma contrattuale, che è passata dal 17,7% sul totale dei contratti di lavoro dipendente nel 2009 al 22,6%, nella media del 2014. Circa i quattro quinti dei rapporti di impiego a tempo parziale sono di natura involontaria, ovvero riguardano gli individui che lavorano *part-time* per non essere riusciti a trovare un impiego a tempo pieno.

La dinamica occupazionale ha registrato forti differenze tra le classi di età: il tasso di occupazione è aumentato di 2,9 punti percentuali per gli individui di età compresa tra i 55 e i 64 anni, per via dell'allungamento della vita lavorativa, mentre è diminuito lievemente per i giovani tra i 15 e i 34 anni. Dall'inizio della crisi gli individui in questa classe di età hanno mostrato inoltre una maggiore propensione a trasferire la propria residenza in un'altra regione o all'estero.

Per il secondo anno consecutivo sono diminuite le ore autorizzate di cassa integrazione guadagni (-15,1% rispetto al 2013). Il calo è ascrivibile prevalentemente alla componente in deroga, pressoché dimezzata rispetto all'anno precedente. Su questa dinamica hanno inciso le crescenti limitazioni per accedere allo strumento: in base ai dati della Regione Sardegna, le domande si sono ridotte di circa il 60% rispetto al 2013.

Nel 2014 le forze di lavoro sono tornate a crescere (1,7 % al 2013); il tasso di attività è aumentato di 1,2 punti percentuali, al 59,9 % nella media dell'anno. L'incremento è ascrivibile prevalentemente alla maggiore offerta di lavoro della donne (+2,0 %, al 49,9%), mentre il tasso di attività degli uomini è rimasto pressoché costante.

Il maggior numero di persone attive, a fronte di un'occupazione che è aumentata solo lievemente, si è riflesso in un aumento del numero dei disoccupati dell'8,5 per cento, soprattutto tra coloro con precedenti esperienze di lavoro e per quelli che nel 2013 non cercavano attivamente un impiego. La disoccupazione di lunga durata, ovvero quella che si protrae per almeno dodici mesi, è aumentata del 12,6%, arrivando a rappresentare circa i tre quinti del totale dei disoccupati nel 2014. Il tasso di disoccupazione, pari al 18,6% nella media dell'anno, è cresciuto di circa un punto percentuale rispetto al 2013; per gli individui di età compresa tra i 15 e i 34 anni il dato è pari al 37 %, in aumento di 1,7%. Per far fronte alle crescenti difficoltà delle fasce di età più giovani è stato attivato su impulso del Consiglio europeo, a partire dal 2014, un pacchetto di iniziative (la cosiddetta Garanzia Giovani) volte a migliorare l'accesso al mercato del lavoro di questa categoria di individui. Nel 2015 il tasso di disoccupazione ha cominciato a scendere.

Sulla base della Rilevazione delle forze di lavoro dell'Istat, nel 2014 la quota delle famiglie dove nessun componente aveva un lavoro, il cosiddetto *jobless households rate*, era pari in Sardegna al 23,6%, un dato inferiore alla media del Mezzogiorno, ma più accentuato di quella italiana (rispettivamente 27,5% e 16,7 %). In Sardegna circa il 21 % della popolazione e il 13,9% dei minori viveva all'interno di queste famiglie. Dal 2009, anno in cui gli effetti della crisi economica si sono dispiegati sul mercato del lavoro, la quota delle famiglie senza lavoro in Sardegna è cresciuta di 6,3 %, pari a circa 36 mila famiglie transitate in questa condizione; per il Mezzogiorno e per la media italiana la variazione è stata pari rispettivamente a 5,3% e 2,9 %. L'incidenza delle *jobless households* è aumentata nella regione per tutte le tipologie familiari, ma in misura maggiore tra le famiglie con due componenti in età da lavoro. La crisi ha deteriorato le condizioni occupazionali delle famiglie sarde dove almeno un componente ha conservato un impiego. Dal 2009 per queste famiglie è diminuito il numero medio dei componenti che lavorano ed è contestualmente aumentata la quota di quelle con un solo occupato (di 5,1 % nel periodo considerato, al 68,6% nel 2014).

In base ai dati dell'Indagine sulla condizione di vita delle famiglie dell'Istat (Silc), nel 2012, ultimo anno per il quale sono disponibili i dati, il reddito disponibile equivalente delle famiglie sarde era pari a 16.486 euro, un dato superiore alla media del Mezzogiorno, ma inferiore di oltre il 9% rispetto a quello nazionale.

Tra il 2007 e il 2012 i redditi familiari si sono ridotti in Sardegna del 10,4% a prezzi costanti; nella media delle regioni meridionali e nel resto del paese la riduzione è stata inferiore (rispettivamente del 9,9% e del 7,1 %). Al calo dei redditi familiari ha contribuito la decisa flessione di quelli da lavoro (-19 %) in connessione con il calo dell'occupazione e con quello del reddito medio degli occupati, diminuito del 17,3%. Al contrario, i trasferimenti, composti principalmente da pensioni, hanno registrato una crescita in termini reali del 4,9%.

4.4. AMBIENTE

4.4.1 AREE PROTETTE E COSTE.

Nelle tabelle che seguono sulla base dei dati ISTAT viene fornito un quadro di sintesi sul contesto territoriale e ambientale regionale.

Di seguito sono riportati i dati relativi alle aree comprese nelle zone di protezione speciale (ZPS), i siti di importanza comunitaria (SIC) e la Rete Natura 2000 ed il loro sviluppo in termini di incidenza percentuale sulla superficie regionale:

| Categoria | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| SIC | 18,0 | | | 19,2 | 17,7 | 16,0 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 19,8 | 19,8 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| ZPS | 0,7 | - | - | 0,7 | 0,7 | 2,1 | 2,1 | 12,3 | 12,3 | 12,3 | 12,3 | 12,3 | 12,3 | 12,3 | 12,3 |
| Rete Natura 2000 | | | | | | 17,7 | 22,0 | | 22,0 | | 22,0 | 23,6 | 23,8 | 23,9 | 23,9 |

Tab. 4.13. Quota aree SIC, ZPS e Rete Natura2000 su totale superficie regionale. Anni 2000-2014. Fonte: Istat.

Nella tabella seguente si riportano i dati di dettaglio in confronto con il Mezzogiorno e l'intera Italia.

| area geografica | Zps (b) | | | | | Sic-Zsc (b) | | | | | Natura 2000 (c) | | | | |
|-----------------|---------|--------------------|-------|-------------------|-------|-------------|--------------------|-------|-------------------|-------|-----------------|--------------------|-------|-------------------|-------|
| | N. | Superficie a terra | | Superficie a mare | | N. | Superficie a terra | | Superficie a mare | | N. | Superficie a terra | | Superficie a mare | |
| | | km ² | % (d) | km ² | % (e) | | km ² | % (d) | km ² | % (e) | | km ² | % (d) | km ² | % (e) |
| SARDEGNA | 37 | 2.447 | 10,2 | 512 | 2,3 | 93 | 3.664 | 15,2 | 1.166 | 5,2 | 124 | 4.524 | 18,8 | 1.225 | 5,5 |
| MEZZOGIORNO | 149 | 17.764 | 14,4 | 2.096 | 1,9 | 875 | 19.645 | 15,9 | 3.543 | 3,2 | 958 | 26.641 | 21,5 | 3.581 | 3,2 |
| ITALIA | 610 | 41.049 | 13,6 | 3.065 | 2,0 | 2.314 | 43.773 | 14,5 | 4.701 | 3,0 | 2.589 | 58.176 | 19,3 | 5.738 | 3,7 |

Tab. 4.14. aree comprese nelle zone di protezione speciale (ZPS), siti di importanza comunitaria (SIC) e nella Rete Natura 2000. Anno 2014.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare

(a) Il dato è aggiornato al mese di ottobre.

(b) Il calcolo delle superfici è stato effettuato attribuendo a ciascuna regione la parte di sito effettivamente ricadente nel proprio territorio.

(c) Il numero e l'estensione dei siti Natura 2000 per regione è stato calcolato escludendo le sovrapposizioni fra i Sic-Zsc e le Zps.

(d) Superficie territoriale, Censimento generale della popolazione e delle abitazioni 2011.

(e) Superficie delle acque territoriali.

Nella tabella che segue il dato relativo alle "coste non balneabili per inquinamento" espresso in percentuale di Km di coste non balneabili per inquinamento su km di coste totali.

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 4,3 | 4,2 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 3,7 | 3,7 | 3,6 | 3,6 | 3,7 | 3,6 | 3,7 |

Tab. 4.15. Percentuale coste non balneabili. Anni 1995-2009. Fonte: Istat. Indicatori territoriali per le politiche di sviluppo.

Di seguito il tasso di turisticità in termini di Giornate di presenza (italiani e stranieri) nel complesso degli esercizi ricettivi per abitante.

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 4,5 | 4,6 | 4,9 | 5,1 | 5,6 | 5,8 | 6,2 | 6,3 | 6,4 | 6,3 | 6,2 | 6,4 | 7,2 | 7,5 | 7,5 | 7,4 | 7,0 | 6,6 | 6,5 |

Tab. 4.16. Tasso di turisticità. Anni 1995-2013. Fonte: ISTAT. Indicatori territoriali per le politiche di sviluppo.

4.4.2 RIFIUTI.

Di seguito sono presentati alcuni indicatori inerenti il tema rifiuti in Sardegna tratti dalla pubblicazione Sardegna in cifre 2015 del Servizio della Statistica Regionale della Presidenza della Regione.

Produzione totale di Rifiuti Urbani per Provincia. Anni 2009-2013. (Valori Assoluti In Tonnellate).

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 09-13 (%) |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------|
| Sassari | 162.573 | 158.718 | 151.713 | 142.521 | 142.294 | -12% |
| Nuoro | 65.078 | 60.610 | 58.781 | 56.010 | 53.434 | -18% |
| Cagliari | 276.950 | 271.178 | 264.791 | 244.872 | 250.126 | -10% |
| Oristano | 65.074 | 65.516 | 64.030 | 63.781 | 62.019 | -5% |
| Olbia-Tempio | 140.911 | 145.246 | 135.255 | 127.372 | 122.839 | -13% |
| Ogliastra | 20.453 | 20.200 | 20.176 | 19.372 | 18.950 | -7% |
| Medio Campidano | 43.055 | 42.899 | 41.450 | 38.141 | 37.736 | -12% |
| Carbonia-Iglesias | 63.262 | 60.758 | 58.757 | 54.105 | 54.574 | -14% |
| Sardegna | 837.356 | 825.125 | 794.953 | 746.174 | 741.972 | -11% |

Tab. 4.17. Produzione di RSU in tonnellate in Sardegna. Anni 2009-2013. Fonte: elaborazioni del Servizio della Statistica regionale su dati ISPRA.

Produzione pro-capite Di Rifiuti Urbani Per Provincia. Anni 2009-2013. (Valori Assoluti In Tonnellate).

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 09-13 (%) |
|-------------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| Sassari | 483 | 470 | 450 | 441 | 426 | -12% |
| Nuoro | 404 | 376 | 367 | 348 | 335 | -17% |
| Cagliari | 494 | 482 | 470 | 458 | 444 | -10% |
| Oristano | 390 | 396 | 387 | 382 | 371 | -5% |
| Olbia-Tempio | 903 | 920 | 849 | 819 | 732 | -19% |
| Ogliastra | 353 | 349 | 348 | 343 | 331 | -6% |
| Medio Campidano | 419 | 419 | 407 | 390 | 387 | -8% |
| Carbonia-Iglesias | 486 | 468 | 454 | 435 | 413 | -15% |
| Sardegna | 501 | 492 | 475 | 460 | 440 | -12% |

Tab. 4.18. Produzione di RSU in tonnellate in Sardegna. Anni 2009-2013. Fonte: elaborazioni del Servizio della Statistica regionale su dati ISPRA.

Raccolta differenziata dei rifiuti urbani per provincia. Anni 2009-2013 (%).

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 09-13 (%) |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| Sassari | 34,9 | 37,7 | 43,1 | 44,0 | 48,4 | 39% |
| Nuoro | 44,8 | 49,9 | 50,1 | 56,1 | 58,5 | 31% |
| Cagliari | 46,2 | 46,7 | 49,1 | 49,5 | 50,5 | 9% |
| Oristano | 58,7 | 60,9 | 61,0 | 63,8 | 63,6 | 8% |
| Olbia-Tempio | 30,6 | 33,3 | 34,5 | 34,5 | 35,3 | 15% |
| Ogliastra | 53,6 | 54,8 | 56,0 | 58,0 | 58,3 | 9% |
| Medio Campidano | 60,6 | 60,4 | 60,6 | 62,5 | 65,6 | 8% |
| Carbonia-Iglesias | 37,2 | 46,7 | 46,6 | 49,3 | 61,0 | 64% |
| Sardegna | 42,5 | 44,9 | 47,1 | 48,5 | 51,0 | 20% |

Tab. 4.19. Raccolta differenziata (%) in Sardegna. Anni 2009-2013. Fonte: elaborazioni del Servizio della Statistica regionale su dati ISPRA.

Indicatori ambientali sui rifiuti. Anni 2009-2013.

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 09-13 (%) |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| Produzione di frazione umida e verde (a) | 294,7 | 301,7 | 257,6 | 250,6 | 240,5 | -18% |
| Rifiuti urbani trattati in impianti di compostaggio (a) | 171,8 | 183,0 | 169,0 | 191,0 | 205,1 | 19% |
| Rifiuti urbani oggetto di raccolta differenziata (a) | 355,8 | 370,3 | 374,5 | 364,8 | 378,2 | 6% |
| Rifiuti urbani raccolti per abitante (b) | 510,0 | 502,7 | 484,8 | 460,6 | 449,1 | -12% |
| Rifiuti urbani smaltiti in discarica per abitante (b) | 214,3 | 203,9 | 216,4 | 175,7 | 154,5 | -28% |
| Percentuale di rifiuti urbani smaltiti in discarica (c) | 42,0 | 40,6 | 44,6 | 38,2 | 34,4 | -18% |

Tab. 4.20. Produzione di RSU in tonnellate in Sardegna. Anni 2009-2013. Fonte: elaborazioni del Servizio della Statistica regionale su dati ISPRA.

(a) In migliaia di tonnellate.

(b) Chilogrammi per abitante.

(c) Valori percentuali.

4.5 INFRASTRUTTURE, TRASPORTI E MOBILITÀ

4.5.1 STRADE

Di seguito la tabella relativa alla lunghezza della rete stradale (Strade provinciali, regionali e di interesse nazionale) rispetto alla superficie regionale espressa in termini di chilometro per cento chilometri quadrati.

| Strade regionali o provinciali [km] | Altre strade di interesse nazionale [km] | Km strade reg. e prov. Per 10.000 ab. | Km altre Strade di interesse nazionale per 10.000 abitanti | Km Strade Regionali e Provinciali per 100 kmq | Km altre Strade di interesse nazionale per 100 kmq | Km Strade Regionali e Provinciali per 10.000 autovetture circolanti | Km altre strade di interesse nazionale per 10.000 autovetture circolanti |
|-------------------------------------|--|---------------------------------------|--|---|--|---|--|
| 6.101 | 2.925 | 36,7 | 17,6 | 25,3 | 12,1 | 60,7 | 29,1 |

Tab. 4.21. Indicatori lunghezza e densità rete stradale. Fonte: MIT, su dati Aiscat, Anas, Istat ed indagine diretta presso le Regioni e le Province.

Di seguito la serie storica relativa all'indicatore km strade su 100 kmq di superficie:

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 34,3 | | 35,8 | 35,2 | 35,4 | | 35,9 | 35,1 | 35,1 | 34,2 | 34,2 | 35,1 | 35,1 | 33,9 | 36,8 | 36,0 | 37,4 |

Tab. 4.22. Lunghezza rete stradale in km/100 kmq. Anni 1995-2012. Fonte Istat.

4.5.2. FERROVIE

La rete ferroviaria della Sardegna si estende per circa 1.035 km di lunghezza, di cui 432 km a scartamento ordinario (di cui 50 km a doppio binario – Cagliari/San Gavino) e 609 km a scartamento ridotto. L'esercizio dell'attività ferroviaria nell'isola è attualmente di competenza di due società, rispettivamente il gruppo Ferrovie dello Stato, che gestisce, tramite le aziende controllate RFI e Trenitalia S.p.A., le 4 linee ferroviarie a scartamento ordinario che compongono la rete principale dell'isola, e l'ARST S.p.A. che gestisce le restanti 5 tratte attive nel trasporto pubblico, tutte a scartamento ridotto, costituenti la rete secondaria, estesa per 205 km. Quest'ultima società controlla inoltre 404 km di linee turistiche, sempre a scartamento ridotto, attive soprattutto in estate e su richiesta.

La rete ferroviaria gestita da RFI è così articolata:

- la dorsale sarda Cagliari-G.Aranci di 306 km;
- la diramazione Chilivani-Sassari/Porto Torres di 66 km;
- le diramazioni Decimo-Villamassargia/Iglesias di 38 km e Villamassargia/Carbonia di 22 km.

La rete non è elettrificata ed il sistema di trazione è quello diesel.

Tutta la rete è attrezzata con SSC (Sistemi di Supporto alla Condotta) e dotata di un sistema di Controllo del Traffico Centralizzato (CTC). Le stazioni sono 41, classificate come gold, silver e bronze sulla base dei parametri di valutazione prestazionali e funzionali scelti da RFI.

La rete ferroviaria gestita da ARST S.p.A. si sviluppa per complessivi 205 km circa, così suddivisi:

Monserrato - Isili: 71,11 km

Macomer - Nuoro: 59,31 km

Sassari - Alghero: 30,11 km

Sassari - Sorso: 9,97 km

Sassari - Nulvi: 34,70 km



Fig. 4.1 Rete ferroviaria della Sardegna. Fonte: Portale Sardegna Mobilità.

Di seguito la tabella relativa alla lunghezza della rete di Ferrovie dello Stato, Concessioni e Gestioni commissariali sulla superficie regionale (chilometro per cento chilometri quadrati).

| 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|------|------|------|------|------|------|------|
| 4,4 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |

Tab. 4.23. Lunghezza della rete ferroviaria in km/100 km. Anni 2004-2010. Fonte: Istat..

Di seguito la tabella relativa alla quota di Rete ferroviaria a doppio binario di Ferrovie dello Stato, Concessioni e Gestioni commissariali espressa in percentuale sulla lunghezza della rete totale (percentuale).

| 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|------|------|------|------|------|
| 3,1 | 1,6 | 1,5 | 4,8 | 4,8 |

Tab. 4.24. Lunghezza della rete ferroviaria a doppio binario, percentuale sul totale. Anni 2004-2008. Fonte: Istat..

Nella tabella successiva il dato relativo alla lunghezza della rete ferroviaria delle FS in esercizio totale (a binario semplice e doppio, elettrificato e non) espressa in km:

| 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1.057,9 | 1.041,7 | 1.041,0 | 1.043,0 | 1.043,0 | 1.043,0 | 1.043,0 |

Tab. 4.25. Lunghezza della rete ferroviaria in km. Anni 2004-2010. Fonte: Istat..

Per quanto riguarda la densità della rete ferroviaria, i dati Istat registrano che le province maggiormente infrastrutturate sono quella di Cagliari, quella di Ogliastra, quella del Medio Campidano e quella di Carbonia Iglesias.

Di seguito si riporta la densità della rete ferroviaria nei Comuni Capoluogo di Provincia per il periodo 2000-2009 espressa in Km di ferrovia per 100 kmq di superficie comunale.

| Comuni | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Sassari | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,0 |
| Nuoro | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Cagliari | 10,9 | 10,9 | 10,9 | 10,9 | 10,9 | 10,9 | 10,9 | 10,9 | 5,3 | 5,0 |
| Oristano | 9,5 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 10,6 |
| Olbia | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,0 |
| Tempio Pausania | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 7,0 |
| Lanusei | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,0 |
| Tortolì | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 |
| Sanluri | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 |
| Villacidro | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Carbonia | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Iglesias | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,0 |
| ITALIA | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,2 | 16,3 | 16,3 | 16,5 | 16,5 |

Tab. 4.26. Densità della rete ferroviaria nei Comuni Capoluogo di Provincia - Anni 2000-2009. Fonte Istat.

4.5.3 TRASPORTO PUBBLICO

La tabella seguente riporta il dato della lunghezza delle reti urbane di trasporto pubblico espressa in km:

| 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1162,0 | 1170,5 | 1200,4 | 1202,8 | 1200,4 | 1232,0 | 1219,9 | 1205,2 | 1251,8 | 1274,4 | 1298,7 | 1124,8 | 1124,8 | 1128,5 |

Tab. 4.27. Lunghezza delle reti urbane di trasporto pubblico in km . Anni 2000-2013 . Fonte Istat.

La tabella seguente presenta la densità della rete di distribuzione degli autobus espressa in km/100 kmq di superficie comunale per i centri maggiori e per la serie storica dal 2008 al 2013.

| COMUNI | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Sassari | 38,8 | 41,4 | 44,1 | 44,1 | 44,1 | 43,7 |
| Nuoro | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 53,1 |
| Oristano | 121,8 | 121,8 | 121,8 | 121,8 | 121,8 | 121,8 |
| Cagliari | 364,6 | 364,6 | 364,6 | 364,6 | 364,6 | 364,6 |
| Olbia | 45,8 | 45,6 | 46,2 | 50,6 | 50,6 | 49,7 |
| Tempio Pausania | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 |
| Lanusei | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 | 22,0 |
| Tortoli | 106,2 | 106,2 | 106,2 | 112,0 | 112,0 | 112,0 |
| Sanluri | - | - | - | - | - | - |
| Villacidro | - | - | - | - | - | - |
| Carbonia | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,7 |
| Iglesias | 21,1 | 21,1 | 21,1 | 21,1 | 21,1 | 21,1 |
| Italia (a) | 101,8 | 103,1 | 105,1 | 101,9 | 101,8 | 102,7 |

Tab. 4.28. Densità di reti di autobus nei comuni capoluogo di provincia - Anni 2008-2013 (km per 100 km² di superficie comunale) Fonte: Istat.

a. La dicitura Italia si riferisce al complesso dei comuni capoluogo di provincia

Esclusi i servizi a chiamata.

La densità delle tranvie, secondo gli studi ISTAT riportati nella tabella successiva, è individuabile soltanto a Cagliari e solo dal 2008 e a Sassari. Completamente assente o trascurabile negli altri grandi centri sardi.

| comuni | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Sassari | - | - | - | - | - | - | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Nuoro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Oristano | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cagliari | - | - | - | - | - | - | - | - | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 | 5,6 |
| Olbia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| T. Pausania | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Lanusei | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tortoli | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sanluri | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Villacidro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Carbonia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Iglesias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tab. 4.29. Densità di tranvie nei comuni capoluogo di provincia - Anni 2000-2013 (km per 100 km² di superficie comunale). Fonte: ISTAT.

La tabella seguente mostra come le filovie siano presenti solo a Cagliari. Assenti o trascurabili nel resto della Sardegna.

| comuni | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Sassari | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nuoro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Oristano | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cagliari | 39,8 | 39,7 | 43,2 | 43,2 | 43,2 | 43,2 | 43,2 | 43,2 | 43,5 | 43,5 | 43,5 | 43,5 | 43,5 | 43,5 |
| Olbia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| T. Pausania | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Lanusei | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tortoli | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sanluri | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Villacidro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Carbonia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Iglesias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tab. 4.30. Densità di filovie nei comuni capoluogo di provincia - Anni 2000-2013 (km per 100 km² di superficie comunale) Fonte: ISTAT.

Di seguito la tabella dell'indicatori Posti-km (milioni) offerti dal TPL nei comuni capoluogo di provincia

| 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1.658,3 | 1.705,3 | 1.774,3 | 1.809,8 | 1.736,6 | 1.760,9 | 1.780,2 | 1.769,5 | 1.833,8 | 1.847,0 | 1.904,9 | 1.929,5 | 1.925,6 | 1.932,0 |

Tab. 4.31. Posti-km nel TPL nei comuni capoluogo in Sardegna. Anni 2000-2013. Fonte: ISTAT. Indicatori territoriali Sviluppo Locale.

La tabella sotto mostra l'andamento dei passeggeri annui trasportati dal TPL in Sardegna in migliaia:

| 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 46.306 | 46.867 | 46.691 | 47.441 | 46.784 | 47.889 | 52.956 | 53.572 | 54.963 | 53.311 | 54.221 | 50.483 | 52.175 | 55.291 |

Tab. 4.32. Passeggeri trasportati dal TPL in Sardegna in migliaia. Anni 2000-2013. Fonte: ISTAT. Indicatori territoriali Sviluppo Locale.

La seguente tabella mostra l'indice di utilizzazione del trasporto ferroviario in termini di 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:

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2,5 | 4,0 | 3,5 | 3,4 | 2,8 | 2,4 | 2,9 | 2,1 | 3,4 | | 2,3 | 1,8 | 3,4 | 3,7 | 1,3 | 3,7 | 2,0 | 2,2 | 2,2 |

Tab. 4.33. Passeggeri trasportati in percentuale dal TPL in Sardegna in migliaia. Anni 2000-2013. Fonte: ISTAT. Indicatori territoriali Sviluppo Locale.

4.5.4 SERVIZIO IDRICO INTEGRATO.

La lunghezza totale della rete di adduzione idrica in Sardegna è di circa 4.941 Km. La lunghezza totale delle reti di distribuzione interna è di 8.513 km per una copertura del servizio pari al 91% della popolazione.

Le infrastrutture utilizzate per la produzione e adduzione dell'acqua da risorse superficiali per usi plurimi (multisetoriale) nel sistema complessivo regionale comprendono: 47 dighe, 21 traverse, 87 vasche e partitori, 37 impianti di sollevamento e opere di adduzione per uno sviluppo complessivo di 957,78 Km., di cui 697,87 Km. di condotte, 145,68 Km. di canali e 114,23 Km. di gallerie. Per il sistema infrastrutturale civile, Servizio Idrico Integrato, il grado di copertura territoriale del servizio acquedotto, in termini di popolazione potenzialmente servita, è soddisfacente, con un valore pari al 98% a fronte di un valore medio nazionale del 96%.

La lunghezza complessiva delle reti fognarie è di 7.225 km. Il parco impianti di depurazione è composto da 570 depuratori ad uso civile, misto civile e industriale.

4.5.5 AEROPORTI E PORTI

La struttura del sistema aeroportuale sardo costituita dagli scali di Cagliari Elmas, Olbia Costa Smeralda, Alghero, Tortoli Arbatax e Oristano-Fenosu è ormai in grado di affrontare lo sviluppo del traffico previsto per il prossimo decennio. L'attuale capacità disponibile consente di soddisfare un traffico di circa 10 milioni di passeggeri.

Le due tabelle di seguito sintetizzano le caratteristiche dei porti in Sardegna per Capitaneria di Porto al 31.12.2014:

| Capitaneria di porto | Numero di porti | Distanze medie dei porti (km) | | | Aree di transito passeggeri | | Aree di raccordo mezzi di trasporto | | Aree di stoccaggio | | Capacità complessiva serbatoi per prodotti petroliferi e altri prodotti liquidi (metri cubi) | 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 | 8 | 33,5 | 61,6 | nd | 14 | 31.064 | 5 | 1.760 | 12 | 600.121 | 4.717.294 | 22.995 | - | - | - |
| Olbia | 14 | 22,6 | 31,4 | nd | 15 | 112.510 | 5 | 1.713 | - | - | - | - | - | - | - |
| La Maddalena | 3 | 49,1 | 51,7 | nd | 16 | 5.090 | 6 | 870 | 2 | 3.982 | - | - | - | - | - |
| Porto Torres | 5 | 12,2 | 34,5 | nd | 11 | 53.600 | 4 | 50 | 11 | 120.190 | - | - | - | - | - |
| Oristano | 1 | 8,0 | 90,0 | nd | - | - | - | - | 1 | 154.000 | - | - | - | - | - |
| Sardegna | 31 | 160,1 | 270,1 | nd | 56 | 202.264 | 20 | 4.393 | 26 | 878.293 | 4.717.294 | 22.995 | - | - | - |

Tab. 4.34. Opere ed infrastrutture portuali per Capitaneria di Porto. Parte 1. Fonte: CNIT – MIT.

Segue:

| Impianti di gestione e smaltimento 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: | | |
|--|--|---|------------|---------------------------|------------|-------------------------------|---|------------|----------------------|---------------------|----------------------------|-----------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------|-------------------|-------------------------------------|----------|------------------------|
| | | | containers | merce non containerizzata | numero | Lunghezza complessiva (metri) | Superficie totale delle banchine (metri quadrati) | Passeggeri | Prodotti petroliferi | Altre merci liquide | Merchi secche alla rinfusa | Merchi in colli | Container | RO/RO | Altre merci | Pescato | Dipporto | Mezzi di servizio | | | Ormeggio navi militari |
| | Numero totale | Superficie complessiva (metri quadrati) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 3 | 2.922 | 101 | 82 | 58 | 14.648 | 746.157 | 16 | 15 | 1 | 10 | 10 | 3 | 13 | 8 | 10 | 16 | 6 | 6 | - | 11 |
| | 1 | 10 | - | 28 | 74 | 14.309 | 312.451 | 22 | - | - | 1 | 1 | - | 15 | 3 | 3 | 50 | 1 | - | 1 | 19 |
| | 6 | nd | - | - | 15 | 1.119 | 14.005 | 13 | 5 | 5 | 6 | 1 | - | 12 | 8 | - | - | 1 | 1 | - | 15 |
| | - | - | - | 19 | 47 | 16.567 | 258.878 | 11 | 3 | - | 4 | 6 | 3 | 9 | 1 | 11 | 29 | 8 | 8 | - | - |
| | - | - | 2 | 42 | 11 | 2.417 | 109.537 | - | 1 | 2 | 7 | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | - | - | 1 | 3 | - |
| | 10 | 2.932 | 103 | 171 | 205 | 49.060 | 1.441.028 | 62 | 24 | 8 | 28 | 21 | 9 | 51 | 23 | 27 | 95 | 16 | 16 | 4 | 45 |

Tab. 4.35. Opere ed infrastrutture portuali per Capitaneria di Porto. Parte 2. Fonte: CNIT – MIT.

4.6 RICERCA E INNOVAZIONE

Nel presente paragrafo vengono presentati una serie di indicatori tratti dal pacchetto di indicatori territoriali per le politiche di sviluppo di fonte Istat.

Addetti alla Ricerca e Sviluppo (numero per mille abitanti):

| 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1,6 | 1,7 | 1,6 | 1,7 | 2,0 | 1,8 | 2,0 | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 2,3 |

Tab. 4.36. Addetti alla Ricerca e Sviluppo ogni mille abitanti 2002-2012. Fonte: Istat.

Personale addetto alla ricerca e sviluppo dell'Università (equivalenti a tempo pieno):

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.799 | 1.702 | 1.742 | 1.641 | 1.684 | 1.693 | 1.785 | 1.857 | 1.840 | 1.821 | 1.968 | 2.102 | 2.086 | 2.479 | 2.267 | 2.284 | 2.221 | 2.389 |

Tab. 4.37. Numeri addetti alla Ricerca e Sviluppo nell'Università 1995-2012. Fonte: Istat.

Spesa totale per Ricerca e Sviluppo in percentuale sul PIL (a prezzi correnti):

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |

Tab. 4.38. Spesa totale per Ricerca e Sviluppo in percentuale sul PIL 1995-2012. Fonte: Istat.

Tasso di innovazione del sistema produttivo (imprese con ≥ 10 addetti che hanno introdotto innovazioni tecnologiche di prodotto e processo nel triennio di riferimento in percentuale sul totale delle imprese con ≥ 10 addetti).

| 2004 | 2008 | 2010 |
|------|------|------|
| 20,8 | 27,2 | 17,8 |

Tab. 4.39. Tasso di innovazione del sistema produttivo. Fonte: Istat.

Spesa media regionale per innovazione delle imprese per addetto nella popolazione totale delle imprese (migliaia di euro correnti)

| 2004 | 2010 | 2012 |
|------|------|------|
| 1,2 | 1,4 | 1,3 |

Tab. 4.40. Spesa media per l'innovazione delle imprese in migliaia di euro correnti. Fonte: Istat.

Intensità brevettuale: brevetti registrati allo European Patent Office (EPO) (numero per milione di abitanti):

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 6,1 | 4,2 | 4,7 | 9,0 | 8,8 | 7,9 | 8,9 | 8,2 | 5,4 | 12,3 | 10,7 | 8,3 | 11,7 | 14,9 | 12,4 | 11,7 | 6,2 |

Tab. 4.41. Numero di brevetti registrati all'EPO per milione di abitanti 1995-2011. Fonte: Istat.

Specializzazione produttiva nei settori ad alta intensità di conoscenza: occupati nei settori manifatturieri ad alta tecnologia e nei settori dei servizi ad elevata intensità di conoscenza e ad alta tecnologia in percentuale sul totale degli occupati (totale):

| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------|------|------|------|------|------|
| 2,3 | 2,2 | 1,5 | 1,7 | 1,9 | 1,8 |

Tab. 4.42. Specializzazione produttiva nei settori ad alta intensità di conoscenza . Fonte: Istat.

CAPITOLO 5. IL BURDEN SHARING ED IL BER.

5.1 BURDEN SHARING.

Il D.Lgs. 28/2011 all'art. 37, comma 6 prevede che, con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, siano definiti e quantificati i singoli contributi regionali al raggiungimento dell'obiettivo nazionale al 2020 di copertura di una quota di consumo di energia mediante fonti rinnovabile, pari al 17%, assegnato all'Italia dalla Direttiva 28/2009/CE.

Il Decreto, emanato il 15.03.2012, è stato denominato per brevità "*Decreto Burden Sharing*", letteralmente "*Suddivisione degli oneri*," proprio perché prevede un meccanismo di redistribuzione e condivisione responsabile dell'obiettivo nazionale tra le regioni italiane. Esso infatti assegna ad ogni Regione e Provincia autonoma degli obiettivi in termini di sviluppo delle rinnovabili utilizzando un'evoluzione dei consumi energetici al 2020. Sono previsti inoltre i valori intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018. Gli obiettivi regionali sono stati sviluppati sulla base di quello stabilito a livello nazionale senza tener conto delle importazioni di energia elettrica rinnovabile e del consumo di biocarburanti nei trasporti per espressa scelta a livello governativo.

Ai fini del Decreto, l'obiettivo regionale è pari quindi al rapporto tra Consumi Finali Lordi da fonti rinnovabili e i Consumi finali lordi totali calcolati come segue.

I Consumi Finali Lordi da Fonti Rinnovabili comprendono:

- a) l'energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella Regione;
- b) biometano e biogas prodotto tramite impianti ubicati nella Regione o Provincia autonoma, immesso in reti di distribuzione private e impiegato per usi termici o di trasporto;
- c) l'energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, anche mediante teleriscaldamento, da impianti di conversione ubicati nella Regione o Provincia autonoma, ad esclusione di quelli alimentati con biometano o biogas prelevato da reti di cui al punto b);
- d) biometano prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella Regione o Provincia autonoma e immesso nella rete di distribuzione del gas naturale.

I Consumi Finali Lordi Totali comprendono:

- a) consumi elettrici, compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
- b) consumi di energia per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici;
- c) consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale.

L'obiettivo regionale è espresso pertanto come il rapporto tra la somma delle quote di energia consumata da fonti energetiche rinnovabili nel settore elettrico (FER-E) e nel settore termico (FER-C) ed i consumi finali lordi (CFL) complessivi di energia nei settori Elettricità Calore e Trasporti.

In sintesi:

$$O_{2020} = (FER-E + FER-C) / (CFL_E + CFL_C + CFL_T)$$

Il Decreto ha codificato per la Regione Sardegna un obiettivo pari al **17,8%**. In caso di mancato raggiungimento di tale obiettivo la Sardegna può essere sottoposta a procedura di commissariamento e conseguente sanzione con oneri a carico del bilancio regionale.

Il DM 15.03.2012 ha definito per i Consumi Finali Lordi Totali della Sardegna i valori iniziali di riferimento, una traiettoria di sviluppo ed un valore finale al 2020. In particolare il valore di riferimento iniziale dei Consumi Finali Lordi (CFL) per il Macrosettore Elettricità pari a 1.145 kTep è pari alla media dei consumi di energia elettrica del quinquennio 2006-2010 al lordo delle perdite di trasformazione e di rete nonché dei consumi dovuti agli ausiliari delle centrali di produzione. Per quanto attiene ai Macrosettori Calore e Trasporti il valore di riferimento iniziale di 2.658 kTep è ottenuto come media dei valori del triennio 2005-2007 desunti dai bilanci energetici regionali elaborati da ENEA. Sommando i contributi derivanti dai diversi Macrosettori si ottiene il valore iniziale di riferimento dei CFL normalizzato pari a ca. 3.803 kTep. Il valore di riferimento finale al 2020 dei Consumi Finali Lordi Totali fissato dal Decreto Burden Sharing è pari a ca. 3.746 kTep ed è il risultato della regionalizzazione dell'obiettivo nazionale (32.227 kTep) dettato dal PAN 2010. Il percorso che porta dal valore di riferimento iniziale (3.803 kTep) a quello finale (3.746 kTep) costituisce la traiettoria dei consumi riferimento per la verifica del raggiungimento dell'obiettivo regionale.

Si riportano, di seguito, gli obiettivi, intermedi e finali, per la Regione Sardegna (Tabella A dell'articolo 3, comma 2 del D.M. 15/03/2012):

| anno iniziale di riferimento (2005) | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
|-------------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| 3,8% | 8,4% | 10,4% | 12,5% | 14,9% | 17,8% |

TAB. 5.1 Obiettivi intermedio e finali per la Sardegna nell'ambito del Burden Sharing.

Tali obiettivi sono aggiornati in base agli aggiornamenti effettuati sul Piano di Azione Nazionale (PAN), ma diventeranno vincolanti dal 01/01/2017.

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 123 del 29.05.2015 è stato pubblicato il D.M. 11.05.2015, con il quale è stata approvata la metodologia per il monitoraggio degli obiettivi regionali in materia di energia da fonti rinnovabili.

La metodologia di monitoraggio regionale approvata verrà applicata, nell'ambito del Sistema statistico nazionale (SISTAN) in materia di energia, «per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili».

Ai fini del monitoraggio e della verifica del raggiungimento, da parte di ciascuna Regione e Provincia autonoma, degli obiettivi di consumo finale lordo di energia coperta da fonti rinnovabili, di cui all'art. 5 del decreto 15 marzo 2012 e, tenendo conto dell'art. 2 del medesimo decreto:

- il GSE calcolerà, su base annuale, il valore dei consumi regionali di energia da fonti rinnovabili, nonché dalla frazione rinnovabile e non rinnovabile dei rifiuti, articolati nei singoli componenti che concorreranno alla determinazione degli obiettivi regionali;
- l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (di seguito, ENEA) calcolerà, su base annuale, il valore dei consumi regionali da fonti non rinnovabili articolati nei singoli componenti che concorrono alla determinazione degli obiettivi regionali.

Il D.M. 11.05.2015 definisce i compiti in capo alle regioni e alle province autonome, al GSE, all'ENEA e al Ministero dello Sviluppo economico, in modo da garantire che il rilevamento dei dati ottenuti con la nuova metodologia regionale sia corretto e, soprattutto, coerente con i risultati complessivi ottenuti dall'applicazione della c.d. «metodologia nazionale» (approvata con il D.M. 14/01/2012).

5.2 IL DOCUMENTO DI INDIRIZZO DELLE FONTI RINNOVABILI

Al fine di definire di scenari energetici riguardanti le fonti rinnovabili finalizzati al raggiungimento dell'obiettivo regionale, la Giunta Regionale con delibera n.12/21 del 20.03.2012 ha approvato il Documento di Indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili (di seguito Documento) . Il Documento, in piena coerenza con i riferimenti normativi attuali, ha definito gli scenari di sviluppo e gli interventi a supporto delle politiche energetiche che l'amministrazione regionale intende attuare per contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali indicati dal Piano d'Azione Nazionale delle Fonti Energetiche Rinnovabili (di seguito PAN-FER).

Il Documento ha altresì fornito gli Indirizzi Strategici per l'implementazione delle azioni considerate prioritarie per il raggiungimento dell'*Obiettivo Burden Sharing*. Gli indirizzi sono definiti sulla base dell'esperienza pregressa, dell'analisi della normativa e degli strumenti di supporto, delle tempistiche di realizzazione e messa in esercizio delle azioni, del contesto socio economico ambientale e sulla base degli iter autorizzativi avviati e conclusi o in via di conclusione.

STRATEGIA 1 – COORDINAMENTO.

Coordinamento di tutte le iniziative in corso e avvio delle analisi che consentano di quantificare in termini energetici il loro contributo al raggiungimento degli obiettivi Burden Sharing.

STRATEGIA 2 – GENERAZIONE DIFFUSA.

Promozione della generazione diffusa e distribuita sul territorio dell'energia da fonte rinnovabile, orientando gli operatori di mercato verso impianti di piccola taglia finalizzati al soddisfacimento del fabbisogno energetico locale e quindi verso l'autosostenibilità delle imprese e delle comunità.

STRATEGIA 3 – DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI.

Promozione della diversificazione delle fonti energetiche al fine di ottenere un mix energetico equilibrato tra le diverse fonti rinnovabili anche al fine di limitare gli effetti negativi della loro non programmabilità.

STRATEGIA 4 – SOLARE.

Iniziative volte alla progressiva integrazione della tecnologia solare fotovoltaica con le nuove tecnologie a maggiore efficienza, produttività e gestibilità in termini energetici quali fotovoltaico a concentrazione e solare termodinamico.

Le iniziative devono essere di 3 tipologie:

- Individuazione di aree idonee che abbiano le caratteristiche adatte ad accogliere gli impianti;
- Cofinanziamento dei progetti ritenuti idonei;
- Promozione di accordi di programma con il coinvolgimento attivo degli enti locali territoriali.

Coerentemente con la politica di incentivazione nazionale le attuali tecnologie fotovoltaiche presenti sul mercato dovrebbero essere indirizzate prevalentemente verso impianti di piccola taglia (<20 kWp) distribuiti nel territorio e caratterizzati da elevati livelli di integrazione architettonica, ed inoltre mirati all'autoconsumo degli utenti.

STRATEGIA 5 – EOLICO.

Le analisi svolte per la predisposizione del Piano d'Azione, nell'ambito del tavolo tecnico di elaborazione del Decreto Ministeriale *Burden Sharing*, hanno mostrato che il valore di 1.500 MW di potenza eolica installata costituisce un limite oltre il quale la producibilità di energia, da fonti rinnovabili non programmabili, può essere soggetta a significative riduzioni, allo scopo di preservare la continuità e la stabilità di esercizio della rete.

Lo Scenario Limite dimostra altresì come una potenza superiore non sia necessaria ai fini del raggiungimento dell'obiettivo con un mix equilibrato tra le diverse fonti rinnovabili.

A riguardo potrebbe essere necessario compiere una ulteriore ricognizione delle aree idonee all'installazione degli impianti eolici On Shore all'interno di quanto previsto dalla legge regionale n. 3/2009 al fine di indirizzare gli operatori del mercato verso scelte funzionali agli obiettivi regionali di produzione di energia da fonte rinnovabile.

Una volta compiuta la suddetta ricognizione sarebbe auspicabile codificare, anche per via legislativa, un termine di riferimento quantitativo oltre il quale l'affollamento degli impianti è da ritenersi insostenibile dal punto di vista paesaggistico, del consumo del territorio e del grado di saturazione dell'infrastruttura di rete oltre che non funzionale al raggiungimento degli obiettivi regionali.

STRATEGIA 6 – BIOMASSA.

Predisporre il Piano Regionale delle biomasse a scopo agroenergetico con la finalità di:

- individuare i macrobacini di alimentazione delle biomasse di origine agricola e zootecnica;
- Valutare la massima potenza installabile nel territorio regionale nelle diverse aree secondo criteri di sostenibilità tecnico-economica tenendo conto degli impianti già installati;
- Privilegiare l'alimentazione da colture dedicate in filiera corta rispetto a quelle di provenienza extra-regionale;
- Privilegiare gli impianti di piccola e media taglia distribuiti nel territorio e finalizzati all'autoconsumo energetico degli utenti ed al rilancio del settore agricolo regionale;
- Fissare i criteri tecnico-economici da seguire nell'elaborazione dei progetti di impianti a biomasse necessari per ottenere il provvedimento di autorizzazione unica ponendo quale elemento inderogabile l'implementazione di un sistema di approvvigionamento delle biomasse che sia sostenibile da un punto di vista sia economico-finanziario ed ambientale.

STRATEGIA 7 – COMPARTO TERMICO (FER-C).

Porre in essere le iniziative volte ad incentivare la produzione di energia termica da fonte rinnovabile. Le analisi svolte negli scenari del Piano hanno messo in evidenza che la produzione complessiva di energia rinnovabile è squilibrata sul settore elettrico (90%) rispetto a quello termico (10%).

Le analisi hanno messo altresì in evidenza che, mentre il comparto elettrico ha margini di miglioramento relativamente ristretti, il comparto termico offre maggiori margini di sviluppo potendo contribuire in maniera decisiva al raggiungimento degli obiettivi di scenario.

I settori, su cui è necessario focalizzare gli interventi, stante il quadro regionale, sono principalmente i seguenti:

1. Diffusione delle pompe di calore ad alta efficienza;
2. Massima diffusione del solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria;
3. Uso diretto della biomassa per la produzione di energia termica.

Al fine di predisporre azioni future mirate e calibrate è indispensabile attivare una ricognizione completa degli impianti attualmente in uso che producono energia termica da fonte rinnovabile e creare un Catasto Unico Regionale. Il Catasto dovrebbe inoltre poter raccogliere in tempo reale i dati, le informazioni ed i parametri energetici relativi ai nuovi edifici, attraverso una piattaforma online, sulla quale, tecnici e professionisti, tramite specifiche credenziali di accesso, possano far affluire agli organi amministrativi competenti, il materiale richiesto già uniformato ed omogeneizzato.

STRATEGIA 8 – EFFICIENZA ENERGETICA E RISPARMIO.

Gli scenari analizzati nel piano prevedono un obiettivo pari al 17,8% di produzione da fonte rinnovabile sui consumi finali lordi. Al fine di raggiungere gli obiettivi di scenario è ineludibile puntare non solo alla massimizzazione del numeratore della frazione obiettivo (O), ma anche alla riduzione sensibile del denominatore ossia i Consumi Finali Lordi (CFL). Al fine di implementare le azioni di dettaglio di efficienza energetica e risparmio è necessario che la regione si doti celermente di un Piano Regionale di Efficienza Energetica.

Risulta improcrastinabile l'introduzione nel sistema giuridico regionale di norme sull'efficienza energetica e sul risparmio energetico in armonia con le norme nazionali in materia. Ancorché nel calcolo della frazione obiettivo (O) al numeratore non compaia il contributo dei trasporti, sono da considerarsi idonee tutte le iniziative tese ad un risparmio di energia primaria nel settore ad esempio intervenendo sui mezzi pubblici gestiti direttamente o indirettamente dall'amministrazione regionale. Analogamente a quanto detto nella Strategia 7, al fine di predisporre delle azioni future centrate sul risparmio e la razionalizzazione dei consumi energetici, è indispensabile avere un quadro dei dati registrati e certificati (Catasto Energetico Regionale), che consenta di comparare qualitativamente e quantitativamente le molteplici informazioni con gli obiettivi prefissati per il 2020.

STRATEGIA 9 – INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ELETTRICHE.

Il raggiungimento degli obiettivi del piano è subordinato alla possibilità di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili, nelle condizioni di massima efficienza, quando queste sono disponibili e di utilizzare l'energia prodotta minimizzando le perdite associate al dispacciamento. Requisito indispensabile per la realizzazione di tali condizioni è l'esistenza di una rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica idonea. La rete di trasmissione e distribuzione sarda presenta delle criticità strettamente connesse alle caratteristiche infrastrutturali, territoriali sociali e industriali dell'isola. Gli studi sviluppati da TERNA evidenziano che la rete di trasmissione sarda sarà l'elemento che vincolerà maggiormente la sfruttabilità delle risorse energetiche rinnovabili che la Sardegna possiede. Pertanto uno sviluppo della potenza installata da fonte rinnovabile non può prescindere da uno sviluppo della rete di trasmissione e soprattutto della rete di distribuzione. La rete di trasmissione sarda risulta caratterizzata da una struttura debolmente magliata. In particolare, l'assenza di un anello nella rete a 380kV rappresenta, allo stato attuale, l'elemento di maggiore criticità nello sfruttamento di tutte le opportunità presenti e future offerte dalla connessione con il Sa.Pe.I.. Inoltre si ritiene che il rinforzo della connessione Sa.Co.I rappresenti un elemento per incrementare l'interconnessione tra l'isola e il continente europeo e ridurre le problematiche associate al distacco della rete sarda dal Sa.Pe.I. Il rafforzamento dell'interconnessione della rete di trasmissione sarda potrebbe usufruire dello sviluppo del metanodotto GALSI che potrebbe costituire il presupposto per lo sviluppo di una iniziativa internazionale volta alla realizzazione di un'interconnessione in corrente continua con il nord Africa, e garantire l'apertura di uno di quei corridori energetici tanto auspicati dalla Comunità Europea per la trasmissione dell'energia elettrica da fonte solare dalle regioni Sahariane verso l'Europa. Il tutto concorrerebbe, a seguito di accordi bilaterali ed in accordo con quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE alla produzione di energia da fonti rinnovabili in quelle zone ed al raggiungimento degli obiettivi nazionali di produzione di energia da fonte rinnovabile, così come già prevista per la Sicilia nel Piano d'Azione Nazionale delle fonti energetiche rinnovabili. Altro elemento di particolare attenzione è il potenziamento delle reti 220kV con un aumento del loro grado di interconnessione e di magliatura. Altro aspetto di particolare rilevanza è la rete di distribuzione di media tensione. Allo stato attuale questa è sottoposta ad una particolare pressione da parte dei sistemi di produzione di energia

da fonte rinnovabile, in particolare il fotovoltaico. Considerate le caratteristiche del territorio sardo, la distribuzione della popolazione e le competenze tecnico scientifiche presenti sul territorio, la Sardegna presenta le caratteristiche migliori per lo sviluppo di reti intelligenti che, integrando la produzione di energia da fonti rinnovabili e non, con l'accumulo energetico e la gestione accurata dei flussi di energia in produzione e consumo, a livello locale, permettano di produrre ed utilizzare le risorse energetiche nel miglior modo possibile, concorrendo quindi al raggiungimento degli obiettivi. Sulla base di tali considerazioni si ritiene opportuno avviare, con i gestori delle reti elettriche, un'attività di pianificazione che, sulla base delle criticità riscontrate, consenta di sviluppare azioni di potenziamento infrastrutturale di breve e lungo periodo idonee a rilassare i vincoli ed a massimizzare l'utilizzabilità delle fonti energetiche rinnovabili prodotte in Sardegna. Inoltre si ritiene necessario avviare con il gestore delle reti di distribuzione una serie di azioni a carattere sperimentale per valutare i benefici nello sviluppo dell'accumulo energetico distribuito, di gestione e controllo di micro reti e reti intelligenti.

STRATEGIA 10 – TRASPORTI.

Il settore dei trasporti rappresenta il comparto di consumo energetico per il quale appare più complicato il raggiungimento sia di obiettivi di riduzione dei consumi che di introduzione delle fonti energetiche rinnovabili. Il Documento prevede un progressivo incremento dell'uso dei biocarburanti soprattutto per il comparto automobilistico alimentato a gasolio. Ulteriore linea di attività prevista è il progressivo incremento della quota di mobilità a trazione ibrida o elettrica. I vantaggi associati a tale tipo di mobilità sono differenti. Il primo è un'integrazione del comparto energetico elettrico con il comparto dei trasporti che consentirebbe di aumentare il consumo di energia elettrica interno limitando i livelli di esportazione verso il continente che appaiono sempre più elevati con conseguente aumento delle perdite. Inoltre, l'utilizzo di modelli di mobilità elettrica, privata e pubblica, soprattutto a livello cittadino o legate al pendolarismo, consentirebbe di realizzare sistemi di accumulo distribuito che agevolerebbero l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili. L'integrazione tra la produzione da FER e la mobilità elettrica, peraltro contemplata nella direttiva 2009/28/CE, è fortemente incentivata dalla UE già nella fase di contabilizzazione. Pertanto, un'azione in tale settore è quella di sviluppare, di concerto con l'Assessorato dei Trasporti, un'integrazione tra il Piano della Mobilità ed il Piano energetico regionale allo scopo di individuare e pianificare le azioni più idonee e praticabili per uno sviluppo, anche in una fase sperimentale, di modelli o sistemi di mobilità elettrica urbana e interurbana.

5.3 NUOVO MODELLO DI B.E.R.

Uno dei compiti principali del Piano Energetico Ambientale Regionale è la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER). Questa attività finora è stata espletata in maniera meritoria dall'ENEA, che elabora annualmente anche il Bilancio Energetico Nazionale (BEN), per gli anni fino al 2008. I bilanci energetici regionali, però nella forma elaborata da ENEA, non si prestano ai fini della verifica del raggiungimento dell'Obiettivo Burden Sharing. Al fine di ricostruire i consumi finali lordi, necessari per la valutazione del raggiungimento degli obiettivi Burden Sharing risulta fondamentale disporre di un bilancio energetico in una forma aggiornata in cui siano chiaramente identificabili i consumi finali lordi nei Macrosettori Elettricità, Calore e Trasporti. L'esigenza di contabilizzare e rendicontare le quote di energia prodotte e consumate da fonte rinnovabile come pure la necessità di costruire politiche e strategie energetiche finalizzate a determinare un costo sempre più conveniente per la fornitura energetica hanno determinato l'esigenza di ricostruire il Bilancio Energetico nella forma oggi richiesta nella quale siano identificati tutti i flussi di energia in ingresso in uscita dal sistema energetico

regionale o di trasferimento/trasformazione al suo interno. Pertanto, il Piano Energetico Regionale Ambientale propone lo sviluppo del Bilancio Energetico Regionale in una forma che consenta, a partire dalle fonti primarie, di seguire i processi di trasformazione dell'energia fino ai consumi finali nei macrosettori Elettrico, Calore e Trasporti. Nel Capitolo 11 verrà riportato il Bilancio nella nuova forma esplicita. Al fine di ricostruire il BER in questa nuova forma il capitolo 7 è dedicato alle Fonti Primarie mentre i Capitoli 8, 9 e 10 sono dedicati ai Macrosettori Elettricità, Calore ed Energia nei Trasporti conformemente allo schema di analisi adottato nel meccanismo Burden Sharing e nella Direttiva Europea 28/2009/CE. Di ciascun macrosettore si intende offrire un quadro dell'offerta e della domanda di energia aggiornato allo stato delle conoscenze attuali.

CAPITOLO 6. I DOCUMENTI STRALCIO DEL PEARS

6.1 PREMESSA

Il Piano Energetico Ambientale Regionale rappresenta un Documento Quadro, al quale contribuiscono i documenti stralcio già approvati costituiti dal *“Documento di indirizzo per migliorare l’efficienza energetica in Sardegna 2013-2020”* e dallo *“Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna”*.

6.2 DOCUMENTO DI INDIRIZZO PER MIGLIORARE L’EFFICIENZA ENERGETICA IN SARDEGNA

6.2.1 PREMESSA E OBIETTIVI

Con Delibera n. 49/31 del 26/11/2013, la Giunta Regionale ha approvato il *“Documento di indirizzo per migliorare l’efficienza energetica in Sardegna 2013-2020”* (di seguito Documento).

Gli obiettivi del Documento si conformano alla strategia di risparmio d’energia primaria al 2020, stabiliti dal *“pacchetto Energia”* dell’Unione Europea, come richiesto dalla Commissione, e si indirizzano pertanto verso il raggiungimento del target della riduzione del 20% della domanda di energia primaria al 2020. Il Documento scaturisce dalla Strategia 8 – Efficienza Energetica e Risparmio – prevista nel Documento di Indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili, nella convinzione che la sola produzione da fonti rinnovabili non può consentire alla regione di raggiungere tali obiettivi definitivi. Il Documento fissa gli indirizzi per raggiungere l’obiettivo specifico di efficienza energetica, a cui il territorio può tendere entro il 2020 e indica le misure necessarie per raggiungere l’obiettivo europeo colmando il ritardo accumulato. Il Documento è in sintonia con quanto stabilito dalla recente Direttiva 2012/27/UE del 25.10.2012 sull’efficienza energetica, di cui fa propri i principi, le indicazioni e gli obblighi, nel pieno rispetto delle peculiarità del territorio e secondo una logica di utilizzo sostenibile dell’ambiente e delle risorse naturali. Il raggiungimento degli obiettivi assegnati alla Sardegna dal meccanismo del Burden Sharing passa attraverso due linee d’azione congiunte: massimizzazione della producibilità e consumo rinnovabile e minimizzazione dei consumi finali lordi complessivi. A partire dal quadro conoscitivo del Piano Energetico, il documento di indirizzo, coerentemente con il PAEE 2011, individua un insieme di azioni dettagliate che consentano di conseguire dei risparmi misurabili e rendicontabili nell’ottica di una riduzione dei Consumi Finali Lordi nel Settore Elettricità, Calore e Trasporti.

6.2.2 DESCRIZIONE E STRUTTURA.

L’efficienza energetica è di particolare interesse in quanto i suoi effetti sono agevolmente prevedibili, discendendo dall’implementazione di tecnologie e tecniche disponibili. Il 2020 è l’anno di riferimento per i principali obiettivi comunitari e nazionali, per tale ragione anche nel Documento di Indirizzo sono state effettuate le valutazioni degli impatti di azioni e misure di efficienza energetica dal 2009 ad oggi, sulla scorta dei dati disponibili tratti dai Rapporti Annuali sull’Efficienza Energetica (RAEE) redatti da ENEA. A titolo d’esempio si citano le azioni derivanti da strumenti di incentivazione e promozione dell’efficienza energetica come detrazioni fiscali, conto energia termico, campagne di rottamazione elettrodomestici e illuminazione ambienti, titoli di efficienza energetica, sostituzione di apparecchiature caratterizzate da maggior efficienza energetica.

Sono stati valutati gli effetti di tali azioni, estendendole sino al 2020, includendo le misure delle nuove azioni, mantenendo invariate le ipotesi e le assunzioni alla base delle misure vigenti relative ai risparmi di energia primaria, ottenendo una stima di riduzione complessiva di energia finale pari a circa 310 ktep. Il Documento di Indirizzo si articola in settori/ambiti e azioni, tra le quali annoveriamo azioni verticali e azioni trasversali sulla base delle differenti capacità di incidenza rispetto ad un singolo settore/ambito piuttosto che in una pluralità di contesti. Le azioni possono essere definite “calde” nel caso in cui l’impatto ha un effetto diretto sul risparmio di energia finale e può essere stimato agevolmente mediante metodologie analitiche condivise oppure “fredde” se il loro impatto non ha un effetto diretto sul risparmio di energia finale. Le azioni, inoltre, sono state suddivise per settori tematici omogenei sulla base di due criteri: categorie di beneficiari e i settori economico territoriali direttamente interessati. I settori tematici sui quali sono state sviluppate azioni di efficientamento sono:

- Settore civile – Edifici residenziali non pubblici; Edifici pubblici (CIV);
- Settore terziario (TER);
- Settore idrico multisettoriale (IDR);
- Settore agricolo (AGR);
- Settore trasporti (TRA);
- Settore industria (IND);
- Infrastrutture e rete elettrica (INF);
- Risparmio ed Efficienza Energetica nella P.A. (RIS).

Di seguito si riporta il quadro completo delle singole azioni individuate mediante codice alfanumerico.

I. SETTORE CIVILE

EDIFICI RESIDENZIALI NON PUBBLICI

- CIV01 Analisi e classificazione tipologica del patrimonio edilizio isolano
- CIV02 Uso di soluzioni impiantistiche ad alta efficienza per la produzione di energia termica
- CIV03 Uso di elettrodomestici e illuminazione ad alta efficienza
- CIV04 Interventi di riqualificazione prestazionale dell’involucro edilizio
- CIV05 Uso di materiali, tecniche e tecnologie locali della tradizione e innovativo-ecocompatibili
- CIV06 Legge Regionale sulla edilizia sostenibile
- CIV07 Strumenti e Regolamenti Urbanistici per l’edilizia sostenibile
- CIV08 Attuazione del Protocollo Itaca
- CIV09 Definizione dei requisiti minimi degli edifici a energia quasi zero
- CIV10 Sperimentazione e diffusione di sistemi domotici
- CIV11 Formazione per installatori e manutentori di tecnologie energetiche alimentate da FER

EDIFICI PUBBLICI

- CIV12 Best practice per Enti Pubblici: progetto “servizio energia” della RAS
- CIV13 Risparmio energetico dell’illuminazione pubblica
- CIV14 Sostituzione di monosplit con impianti a pompa di calore centralizzati per edifici adibiti ad uso ufficio

II. SETTORE TERZIARIO

- TER01 Riqualificazione energetica degli edifici commerciali (grande distribuzione)
- TER02 Riqualificazione energetica degli edifici del settore terziario
- TER03 Riqualificazione energetica degli edifici del settore alberghiero

III. SETTORE IDRICO MULTISETTORIALE

- IDR01 Realizzazione e gestione impianti FER a servizio del SIMR
- IDR02 Incremento centrali mini idro a servizio del SIMR
- IDR03 Sistemi di accumulo energetico nel SIMR
- IDR04 Ottimizzazione della gestione del SIMR
- IDR05 Efficientamento impianti di sollevamento, servizi ausiliari e impianti idroelettrici del SIMR

IV. SETTORE AGRICOLO

- AGR01 Diffusione di sistemi e accorgimenti tecnici per aumentare l'efficienza energetica
- AGR02 Razionalizzazione, ammodernamento e manutenzione della reti irrigue e reti scolanti

V. SETTORE TRASPORTI

- TRA01 Mobilità elettrica
- TRA02 Progetto pilota di mobilità urbana integrata e sostenibile (MUIS)

VI. SETTORE INDUSTRIA

- IND01 Sostituzione di motori elettrici obsoleti di potenza 1-90 kW con motori ad alta efficienza
- IND02 Sostituzione di centrali di compressione e soffianti obsolete con centrali ad alta efficienza
- IND03 Installazione di sistemi di regolazione della velocità per motori elettrici
- IND04 Installazione regolatori flusso luminoso lampade a vapori di sodio a bassa pressione o a ioduri metallici
- IND05 Sostituzione di lampade tradizionali con lampade ad alta efficienza
- IND06 Interventi di manutenzione programmata sulle rete aria compressa
- IND07 Interventi di rifasamento delle utenze elettriche
- IND08 Interventi di riqualificazione delle centrali di produzione di calore
- IND09 Interventi di manutenzione delle reti vapore
- IND10 Installazione di scambiatori di calore
- IND11 Interventi di riqualificazione delle utilities calore
- IND12 Sostituzione scaricatori di condensa

VII. INFRASTRUTTURE E RETE ELETTRICA

- INF01 Sviluppo di microreti elettriche
- INF02 Sviluppo e diffusione dell'accumulo elettrochimico di piccola taglia
- INF03 Sviluppo sistemi di gestione per microreti elettriche dotate di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

VIII. LA COMUNICAZIONE A SUPPORTO DELLA DIFFUSIONE DEL DOCUMENTO

- COM01 Supporto all'introduzione della riduzione del consumo energetico in tutti gli acquisti di beni, servizi e lavori eseguiti dalla Pubblica Amministrazione in Sardegna
- COM02 20-20-20 Heroes
- COM03 20-20-20 is now!

6.2.3. CONCLUSIONI

Dagli studi e analisi effettuati per la definizione dell'obiettivo di efficienza energetica al 2020 del Documento di Indirizzo, il gruppo di lavoro si è soffermato sui punti di forza e di debolezza del sistema energetico isolano al fine di individuare le priorità degli indirizzi politici strategici in materia di efficienza energetica.

Negli ultimi 3/5 anni lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha registrato un incremento del 28/30%, dando quindi un notevole contributo al raggiungimento dell'obiettivo regionale "Burden Sharing". Al contempo

tale consistente incremento di produzione di energia elettrica ha ingenerato criticità nel sistema di distribuzione regionale, che non è stato adeguato alle nuove esigenze elettriche.

L'analisi di contesto si è inoltre soffermata sui risultati della politica energetica e sui vantaggi economici e di sviluppo che, dagli interventi della precedente programmazione, sono derivati per il territorio. In particolare emerge che l'occasione di sviluppare una filiera dedicata alla produzione degli elementi costruttivi per gli impianti da FER, non è stata sfruttata a pieno anche a causa del fatto che tale tipologia produttiva era pressoché sconosciuta al sistema isolano. Il contesto attuale consente di individuare dei segnali positivi che potrebbero essere determinanti per lo sviluppo di nuova imprenditorialità legata all'efficienza energetica nei diversi settori. Si evidenzia in particolare la presenza di professionalità scientifiche e poli di ricerca e innovazione nell'isola, le peculiarità geografiche della regione, che ne fanno un sistema elettrico semi chiuso, oltre alla presenza di progetti sperimentali di ricerca e innovazione già avviati.

Alla luce di tali riflessioni si è ritenuto non solo di dare rilevanza particolare al miglioramento dell'efficienza energetica e quindi di prevedere il presente documento, ma di individuare al suo interno le seguenti priorità.

1. ricerca, innovazione e sviluppo delle smart grid (reti intelligenti) e di sistemi di accumulo di energia finalizzati allo sviluppo di filiere produttive.
2. efficienza energetica degli edifici pubblici, attraverso anche l'uso di materiali edilizi naturali e sostenibili valorizzando i servizi energetici (ESCO).
3. efficienza energetica del settore industriale anche tramite i servizi esco.

Di seguito si riporta la tabella dei risparmi complessivi attesi al 2020 dall'attivazione del Documento di Indirizzo, suddivisi nei tre macrosettori elettricità, calore e trasporti.

| Macrosettori | Obiettivo [%] (Dir. 2012/27/UE) | Valore atteso [ktep] (ex Dir. 2012/27/UE) | Stima risparmi al 2020 [%] | Stima risparmi al 2020 [ktep] |
|---------------|------------------------------------|--|----------------------------|-------------------------------|
| Elettricità | 9% | 83,77 | 10,50% | 97,74 |
| Calore | 9% | 118,78 | 11,75% | 155,12 |
| Trasporti | 9% | 108,34 | 7,87% | 94,73 |
| Totale | 9% | 310,88 | 10,06% | 347,59 |

Tab. 6.1. Stima risparmi al 2020 dalle azioni del PAEER, secondo il metodo indicato dalla Direttiva 2012/27/UE. Fonte: "Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020"]

6.3 "STUDIO SULLE POTENZIALITA' ENERGETICHE DELLE BIOMASSE IN SARDEGNA".

6.3.1 PREMESSA.

Con Delibera n. 50/13 del 3.12.2013 la Giunta Regionale ha approvato "Lo Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna". Le biomasse, specificamente dedicate alla finalità energetica, possono essere prodotte con percorsi (denominati "filiera") che possono impegnare porzioni molto ampie di territorio, il cui impiego in alternativa ad altri usi, non può essere giustificato solamente in termini di riduzione globale delle emissioni di biossido di carbonio. Devono essere tenuti in significativa considerazione anche gli aspetti legati al conflitto con l'approvvigionamento alimentare, il benessere rurale e lo sfruttamento del suolo, la biodiversità, nonché le implicazioni potenziali sui prezzi delle materie prime. Le scelte di pianificazione energetica regionale, nel perseguimento dell'obiettivo di individuare le ottimali modalità di produzione sostenibile di energia da biomassa, favoriranno l'implementazione di una efficace

programmazione agro-energetica locale (spontanea o mossa da specifiche azioni politiche) che può tradursi in strumento di sviluppo economico ed occupazionale locale.

6.3.2 OBIETTIVI E METODOLOGIA.

Il *Documento di indirizzo sulle fonti di energetiche rinnovabili*, approvato con D.G.R. n. 12/21 del 20 marzo 2012, prevede uno specifico contributo delle biomasse alla produzione sostenibile di energia (STRATEGIA 6 – BIOMASSE). Il Documento si inserisce nel contesto europeo e nazionale con l'intento di coniugare il raggiungimento degli obiettivi, stabiliti a livello nazionale con il meccanismo del Burden-Sharing, con lo sviluppo economico sostenibile dell'isola.

Attraverso una preliminare intensa campagna di reperimento dati, che ha coinvolto tutti i soggetti istituzionali detentori dei dati e delle informazioni di rilievo, è stato stimato il potenziale da biomassa attualmente disponibile e individuata la possibilità di incrementare alcune colture evitando conflitti con l'approvvigionamento alimentare. Per le informazioni non disponibili in modo diretto e/o incomplete si è proceduto con le stime del contributo atteso dalle biomasse per la produzione di energia, nelle varie forme possibili, sulla base di informazioni e dati disponibili contenuti nei più recenti documenti ufficiali e/o pubblicazioni scientifiche. Il parco impianti a biomassa operativi e/o programmati è stato definito integrando i dati acquisiti dal Servizio Energia dell'Assessorato Regionale dell'Industria, nell'ambito dei procedimenti di AU (D.G.R. n. 10/3 del 12 marzo 2010 e ss.mm.ii.) con quelli disponibili in ambito SUAP, con quelli contenuti nelle AIA, e confrontandoli infine con quelli forniti dal GSE nel Bollettino inerente gli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR) a BIOMASSA.

6.3.3. DISPONIBILITÀ DI BIOMASSE E BIOGAS E STIMA DELLE POTENZIALITÀ ENERGETICA.

Lo Studio ha messo in evidenza il potenziale energetico rappresentato dalle biomasse, anche residuali, disponibili in Sardegna e impiegabili a fini energetici, stimato in oltre 5 Mt. Ogni singola risorsa studiata, sulla base delle proprie caratteristiche (%U e rapporto C/N) è stata indirizzata verso uno dei due principali processi di conversione: quello termochimico diretto e quello biochimico. E' stato stimato un volume complessivo di Biogas producibile pari a circa 0.26 Gmc/anno, corrispondente ad un potenziale energetico complessivo di circa 1.600 GWh (136 ktep). Il potenziale energetico delle risorse convertite con processo termochimico è stato stimato nella misura di circa 3.300 GWh/anno (284 ktep). Sulla base del censimento degli impianti attualmente operativi (in esercizio e autorizzati) è possibile stimare, con le approssimazioni del caso, che circa il 10% delle risorse a biogas e il 45% di quelle a processi termochimici sia da ritenere già allocato.

6.3.4. LE SCELTE E LE AZIONI DEL PIANO.

Il quadro conoscitivo ha evidenziato sia una disponibilità residuale di biomassa da valorizzare in termini energetici, sia un potenziale sviluppo del settore agro-energetico mediante azioni di pianificazione e regolamentazione del settore.

Considerato che:

- nel *Documento di indirizzo sulle fonti di energetiche rinnovabili* lo scenario "limite" ha attribuito alle biomasse il compito di coprire una quota energetica complessiva (termico+elettrico) sui consumi finali lordi pari a 229,25 ktep;
- dal censimento degli impianti operativi e programmati, alimentati con diverse tipologie di biomassa, aggiornato al mese di febbraio 2013, risultano operativi circa 25 impianti industriali a biomassa al momento non rilevati dal *Bollettino* GSE;
- l'impiego della risorsa biomassa stimata e non allocata renderebbe disponibili circa 270 kTep di energia primaria convertibili in energia termica (120 kTep) e in quota parte elettrica (80 kTep);

- l'attuale assetto del mercato energetico ha visto negli ultimi anni un forte incremento della potenza installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (per l'EE +50% nel periodo 2011-12) accompagnata da una significativa flessione della domanda complessiva di energia (dal 2008 al 2012, di circa il 15%);

si è resa necessaria una riflessione sull'opportunità di adottare scelte di pianificazione di forte impatto sull'assetto produttivo e organizzativo del settore agro-energetico regionale. Il monitoraggio dell'evoluzione del mercato energetico nel breve-medio periodo, unitamente ad una sistematica, periodica, acquisizione dei dati di interesse necessariamente geo-referenziati, consentiranno di valutare l'eventuale necessità di ricorrere ad azioni tanto più incisive quanto più lo richiederà l'esito della verifica. Il quadro conoscitivo delineerà sia una disponibilità residuale di risorse, sia un potenziale sviluppo del settore agro-energetico, la cui valorizzazione non sarà univoca ma aperta e condizionabile sia dal rispetto degli obiettivi "Burden Sharing", sia dalla verifica di compatibilità con i piani di sviluppo settoriali, sia dalla compatibilità con le norme urbanistiche Regionali e locali. Le scelte da adottare, in funzione della sostenibilità economica delle iniziative imprenditoriali che si prospetteranno, potranno prevedere sia azioni di prevalente carattere procedurale, che troverebbero nelle linee guida adeguato strumento per favorire soluzioni maggiormente allineate con la strategia di piano, sia effetti economici compensativi dei maggiori costi che l'adozione delle scelte di piano potrebbero avere rispetto a opzioni imprenditoriali alternative.

Le scelte si tradurranno nelle seguenti principali tipologie di azione:

A. Promozione e incentivazione delle Ipotesi Studio.

B. Linee Guida per la realizzazione di impianti a Biomasse in Sardegna.

Tali azioni troveranno attuazione mediante i seguenti strumenti:

1. incentivazione di determinate forme di recupero e valorizzazione delle risorse attraverso:
 - premialità per gli operatori che sottoscriveranno accordi di ritiro dedicato alla valorizzazione energetica della biomassa da scarti di lavorazione;
 - contributi per la realizzazione di strutture logistiche asservite al recupero e la valorizzazione della biomassa residuale;
2. Finanziamenti, a valere su risorse pubbliche, di impianti pilota del tipo:
 - Cogenerativo con teleriscaldamento (in aree industriali e in prossimità dei centri urbani);
 - valorizzazione di colture di micro-alghe (o di oleaginose in genere) per produzione di biocarburanti;
 - Impianti di teleriscaldamento asserviti ad edifici di pubblica fruizione anche in presenza di offerta energetica termica di tipo privato;
3. individuazione di ottimali strumenti di promozione e sviluppo della produzione di energia da biomassa quali:
 - studi finalizzati all'individuazione di condizioni infrastrutturali e contrattuali favorevoli ad accordi di filiera per la produzione di energia termica da biomassa legnosa e di biocarburanti da colture dedicate di aree marginali;
 - regolamenti di gestione delle aree industriali e artigianali rivolti a favorire e/o incentivare la produzione di energia da biomassa preferibilmente residuale;
 - regolamenti urbanistici comunali atti a favorire con i necessari limiti e condizioni la localizzazione degli impianti termici a biomassa in prossimità dei centri urbani.

CAPITOLO 7. LE FONTI PRIMARIE

7.1 PREMESSA

Nel presente capitolo vengono illustrate e descritte le fonti energetiche primarie del sistema energetico regionale. Le fonti si dicono **primarie** se sono utilizzabili direttamente, così come si trovano in natura. Sono fonti primarie: il carbone, il petrolio, il gas naturale, la legna, i combustibili nucleari (uranio), il sole, il vento, le maree, i laghi montani e i fiumi e il calore della Terra che fornisce energia geotermica. Sono **secondarie** quelle che derivano dalla trasformazione delle fonti primarie di energia: ad esempio, la benzina, che deriva dal trattamento del petrolio grezzo, e l'energia elettrica ottenuta dalla conversione di energia meccanica (centrali idroelettriche, eoliche) o chimica (centrali termoelettriche) ovvero nucleare (centrali nucleari).

Il Bilancio Energetico Regionale distingue tra fonti endogene, già disponibili nel sistema energetico regionale, ed esogene che vengono importate dall'esterno del sistema energetico regionale. Le fonti fossili endogene disponibili sono costituite essenzialmente dal carbone del bacino del Sulcis. Le fonti rinnovabili endogene sono costituite da sole, vento, biomasse solide e liquide e biogas (compresa la parte biodegradabile dei rifiuti), fonte idraulica e marina, calore contenuto nell'aria (energia aerotermica), nell'acqua (energia idrotermica) e nella terra (energia geotermica).

Le fonti esogene che entrano nel sistema energetico regionale per il tramite delle importazioni nazionali e/o estere sono per le fonti fossili il petrolio in forma di grezzo o di fonti secondarie (prodotti di trasformazione; es: benzina, olio combustibile) e, per le fonti rinnovabili, dalle biomasse solide e liquide per la produzione di energia elettrica e termica e sotto forma di biocombustibili all'interno dei carburanti per autotrazione. Di recente, a seguito dell'implementazione dell'impianto a GNL della 3A di Arborea, si è aggiunta una piccola quota di gas naturale.

Le fonti primarie interne ed esterne e le fonti secondarie prodotte, una volta immesse nel sistema energetico regionale in processi di trasformazione, possono essere impiegate con diversi gradi di efficienza per produrre energia elettrica, termica o per i trasporti. Il Bilancio Energetico Regionale ha lo scopo di ricostruire il processo di trasformazione e utilizzo di energia dalle fonti primarie/secondarie ai consumi finali lordi. E' importante sottolineare come una parte delle fonti energetiche primarie non venga utilizzata per la produzione di energia ma sia soggetta ai cosiddetti "*usi non energetici*" come il petrolio nell'industria chimica e petrolchimica, il carbone nei processi siderurgici o le biomasse nella chimica verde o, più semplicemente, nella produzione di manufatti.

7.2 FONTI FOSSILI

7.2.1 PETROLIO

Il petrolio non essendo tra le risorse interne disponibili entra nel sistema energetico regionale tramite importazione o sotto forma di grezzi o sotto forma di fonti secondarie.

GLI SCAMBI IMPORT-EXPORT NEL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE

Il petrolio grezzo ed i suoi prodotti derivati rappresentano uno dei principali vettori energetici del sistema energetico regionale e vengono utilizzati per alimentare alcune centrali termoelettriche, i consumi finali nei macrosettori Calore e Trasporti e gli usi non energetici essenzialmente a carico dell'industria chimica e petrolchimica.

Lo scambio di petrolio, dei prodotti petroliferi e di altri prodotti tra il sistema energetico regionale e l'esterno (Italia, Estero) avviene attraverso gli approdi di Sarroch, Portovesme, Oristano e Porto Torres. Nella tabella che segue vengono riportati i dati relativi al 2012, pubblicati da Assocostieri, relativi alla movimentazione di prodotti, espressa in t/anno:

| Prodotti movimentati | ORISTANO | | PORTO FOXI | | P. TORRES | | PORTOVESME | | SARDEGNA | | |
|----------------------------|----------|---------|------------|------------|-----------|---------|------------|---------|------------|------------|------------|
| | IN | OUT | IN | OUT | IN | OUT | IN | OUT | IN | OUT | TOTALE |
| <i>Petrolio grezzo</i> | | | 13.005.600 | | | | | | 13.005.600 | 0 | 13.005.600 |
| Prodotti raffinati | 123.949 | | | 10.345.548 | 535.617 | 6.400 | 4.006 | | 663.572 | 10.351.948 | 11.015.520 |
| <i>Biodiesel</i> | | | 112.838 | | | | | | 112.838 | 0 | 112.838 |
| <i>Bioetanolo</i> | | | 220.951 | | | | | | 220.951 | 0 | 220.951 |
| <i>Chimici</i> | 88.909 | | 9.572 | 579.012 | 9.200 | | | 116.329 | 107.681 | 695.341 | 803.022 |
| <i>GPL</i> | | | 4.063 | 133.883 | 49.229 | | | | 53.292 | 133.883 | 187.175 |
| <i>Oli Vegetali</i> | 35.402 | | | | | | | | 35.402 | 0 | 35.402 |
| <i>Altre rinf. liquide</i> | | | 719.062 | | 35.212 | 8.000 | | | 754.274 | 8.000 | 762.274 |
| <i>Altre merci</i> | 565.064 | 449.357 | | | 1.119.128 | 881.887 | 1.605.228 | 73.543 | 3.289.420 | 1.404.787 | 4.694.207 |
| Totale merci | 813.324 | 449.357 | 14.072.086 | 11.058.443 | 1.748.386 | 896.287 | 1.609.234 | 189.872 | 18.243.030 | 12.593.959 | 30.836.989 |

Tab. 7.1. Movimentazione prodotti petroliferi e merci negli scali di P.Torres, Oristano, Sarroch e Portovesme. Anno 2012. Fonte: Assocostieri.

Per il 2013, non essendo disponibile il dato di fonte Assocostieri, si è ricostruito un quadro quanto più esaustivo sulla base dei dati forniti dalle Capitanerie di Porto e dalle Autorità Portuali della Sardegna.

| Prodotti movimentati | ORISTANO | | PORTO FOXI | | P. TORRES | | PORTOVESME | | SARDEGNA | | |
|----------------------------|----------|------|------------|-----------|------------|---------|------------|---------|------------|-----------|------------|
| | IN | OUT | IN | OUT | IN | OUT | IN | OUT | IN | OUT | TOTALE |
| <i>Petrolio grezzo</i> | | | 12.980.000 | | | | | | 12.980.000 | 0 | 12.980.000 |
| Prodotti raffinati | 118.633 | | | 8.464.826 | 504.550,67 | 10.667 | 12.930 | 2.045 | 636.114 | 8.477.538 | 9.113.652 |
| <i>Biodiesel</i> | | | n.d. | | | | | | - | - | - |
| <i>Bioetanolo</i> | | | n.d. | | | | | | - | - | - |
| <i>Chimici</i> | n.d. | | | | n.d. | 14.701 | | n.d. | - | - | - |
| <i>GPL</i> | | | 21.548 | 183.520 | 37.656 | | | | 59.204 | 183.520 | 242.724 |
| <i>Oli Vegetali</i> | 38.195 | | | | | | | | 38.195 | 0 | 38.195 |
| <i>Altre rinf. liquide</i> | | | 164.064 | 445.726 | 2.943 | 8.000 | | | 167.007 | 453.726 | 620.733 |
| <i>Altre merci</i> | n.d. | n.d. | | 1.377.695 | 1.119.128 | 265.424 | n.d. | n.d. | - | - | - |
| Totale merci | - | - | - | - | - | 290.792 | 1.609.234 | 189.872 | - | - | - |

Tab. 7.2. Movimentazione prodotti petroliferi e merci negli scali di P.Torres, Oristano, Sarroch e Portovesme. Anno 2013. Fonte: Varie.

LE INFRASTRUTTURE

Di seguito, si riporta una breve descrizione dell'assetto infrastrutturale di produzione, distribuzione e interscambio dei prodotti petroliferi utilizzando i dati pubblicati da Assocostieri aggiornati al 2012. La tabella sinottica seguente, relativa agli stabilimenti di lavorazione e/o produzione di prodotti petroliferi e chimici in Sardegna, riassume la capacità di stoccaggio e lavorazione dei punti di ingresso precedentemente descritti.

| | Raffinerie | | Stabilimenti petrolchimici | | Terminali GNL | | Biodiesel | |
|-------------------|-------------------|------------------|----------------------------|------------------|---------------|------------|------------|------------|
| | Lavorazione | Stoccaggio | Lavorazione | Stoccaggio | Produzione | Stoccaggio | Produzione | Stoccaggio |
| | (t/a) | (mc/a) | (t/a) | (mc/a) | (t/a) | (Mld mc/a) | (t/a) | (mc/a) |
| Oristano | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| Porto Torres | 0 | 0 | 2.528.000 | 1.766.220 | 0 | 0 | | 0 |
| Portovesme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| Sarroch (P. Foxi) | 18.000.000 | 2.557.700 | 518.000 | 107.809 | 0 | 0 | | 0 |
| Totale | 18.000.000 | 2.557.700 | 3.046.000 | 1.874.029 | 0 | 0 | | 0 |

Tab.7.3. Stabilimenti di produzione e lavorazione di prodotti energetici, chimici e petrolchimici in Sardegna. Fonte: Assocostieri.

Nella tabella seguente, si illustrano nel dettaglio i dati relativi alla capacità di stoccaggio delle diverse società operanti in Sardegna nel settore petrolifero, energetico e chimico, nei singoli approdi per il 2012:

| | | | OLI MINERALI | | | | | | | BIO ETANOLO | BIO DIESEL | OLI VEGETALI | PRODOTTI CHIMICI | | | GPL | GNL | ALTRO |
|----------------------|--|----------------------------------|--------------|---------|----------|----------|--------|---------|------------|-------------|------------|--------------|------------------|---------|---------|--------|-----|---------|
| | | | CAT.A | | CAT.B | | CAT.C | | | | | | CAT.A | CAT.B | CAT.C | | | |
| | | | Greggio | Benzina | Jet Fuel | Petrolio | Bitume | Gasolio | Olio comb. | | | | | | | | | |
| ORISTANO | Ubicati fuori ambito portuale (su proprietà privata) | Biopower Sardegna Srl | | | | | | | | | 16.000 | | | | | | | |
| | | IVI Petrolifera | | | | 4.484 | 23.882 | 7.336 | | | | | | 9.043 | 4.612 | | | |
| PORTO TORRES | Ubicati in ambito portuale (Demanio marittimo) | Versalis - Sasol Italy - Syndial | | 290.000 | | | | 55.320 | 748.000 | | | | 645.500 | | | 27.400 | | |
| | | Butangas | | | | | | | | | | | | | | 5.245 | | |
| | Ubicati fuori ambito portuale (su proprietà privata) | ENI | | 10.430 | | 1.570 | | 22.470 | 500 | | | | | | | | | |
| | | EON | | | | | | 2.886 | 266.024 | | | | | | | | | |
| PORTO VESME | Ubicati in ambito portuale (Demanio marittimo) | Enel Produzione Spa (Sulcis) | | | | | | 1.400 | 92.674 | | | | | | | | | |
| | | Enel Produzione Spa (Portoscuso) | | | | | | 50 | 51.500 | | | | | | | | | |
| | Ubicati fuori ambito portuale (su proprietà privata) | Eurallumina | | | | | | 200 | 40.000 | | | | | | | | | |
| | | Portovesme Srl | | | | | | | | | | | 36.000 | | | | | |
| PORTO FOXI - SARROCH | Ubicati fuori ambito portuale (su proprietà privata) | Saras | 1.400.000 | 455.800 | 29.000 | | | 524.000 | 100.000 | | | 20.000 | 279.400 | 267.000 | 670.000 | 48.900 | | |
| | | Sasol Italy | | 500 | | | | 23.100 | | | | | 1.150 | | 83.059 | | | |
| | | Syndial | | | | | | | | | | | 282.440 | 100 | 67.440 | | | 160.320 |
| | | Versalis | 150.000 | | | | | | 4.000 | | | | 29.800 | 86.040 | | 11.900 | | |

Tab. 7.4. Capacità di stoccaggio dei depositi costieri in Sardegna. Dati di dettaglio. Fonte: Assocostieri.

L'ATTIVITÀ DI RAFFINAZIONE IN SARDEGNA.

Il petrolio grezzo entra nel sistema energetico regionale attraverso il punto di ingresso doganale costituito dall'approdo di Sarroch, Sezione Territoriale operativa del Porto Canale di Cagliari, e viene trasferito alla raffineria SARAS.

La raffineria, attiva dal 1965, copre un'area di circa 275 ettari ed è articolata su più aree funzionali:

- area di produzione comprendente gli impianti di raffinazione, l'impianto IGCC e gli impianti di servizio del terminale marittimo per la ricezione e la spedizione di materie prime e lavorati;
- area stoccaggio e movimentazione prodotti;
- area spedizione prodotti via terra;
- zona uffici, officine e magazzini.

In data 01 Gennaio 2015 è stata perfezionata l'operazione di acquisizione, da parte della società Sarlux del gruppo Saras, del controllo esclusivo del ramo di azienda di Versalis costituito dalle seguenti sezioni poste a nord della raffineria: Reforming, BTX, Splitter propilene, Formex, Acqua Torri, CTE, Distribuzione fluidi e trattamento Acque (DFTA), Parco Generale Serbatoi (PGS), Pontile, Laboratorio.

La raffineria ha una capacità di trattamento di 18 milioni di tonnellate di petrolio e produce combustibili per la quasi totalità delle industrie regionali. Le tabelle che seguono mostrano l'andamento delle materie prime in ingresso e dei prodotti petroliferi in uscita dalla raffineria e del greggio in ingresso nel periodo 2002-2013 in migliaia di t/a:

| flussi [migliaia t/anno] | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----------------------------|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Greggio in ingresso | | 13.929 | 14.123 | 13.981 | 14.423 | 14.286 | 14.593 | 15.517 | 13.305 | 14.340 | 14.006 | 13.309 | 12.980 |
| PRODOTTI IN USCITA | gpl | 383 | 339 | 358 | 334 | 312 | 306 | 337 | 221 | 323 | 238 | 205 | 267 |
| | virgin nafta e benzina | 3.976 | 4.061 | 3.686 | 3.873 | 3.893 | 4.039 | 4.056 | 3.343 | 4.024 | 3.824 | 4.002 | 3.558 |
| | kerosene e gasolio | 6.510 | 6.715 | 6.907 | 7.095 | 7.350 | 7.541 | 8.275 | 6.769 | 7.517 | 7.415 | 6.891 | 6.959 |
| | OC, altri semilav. pesanti | 1.119 | 881 | 937 | 1.108 | 674 | 642 | 779 | 1.063 | 397 | 559 | 201 | 227 |
| | zolfo | 55 | 66 | 60 | 46 | 51 | 65 | 46 | 56 | 65 | 64 | 71 | 78 |

Tab. 7.5. Materie prime lavorate e Prodotti petroliferi in uscita dalla raffineria ed immessi sul mercato. Periodo 2002-2013. Fonte: Saras.

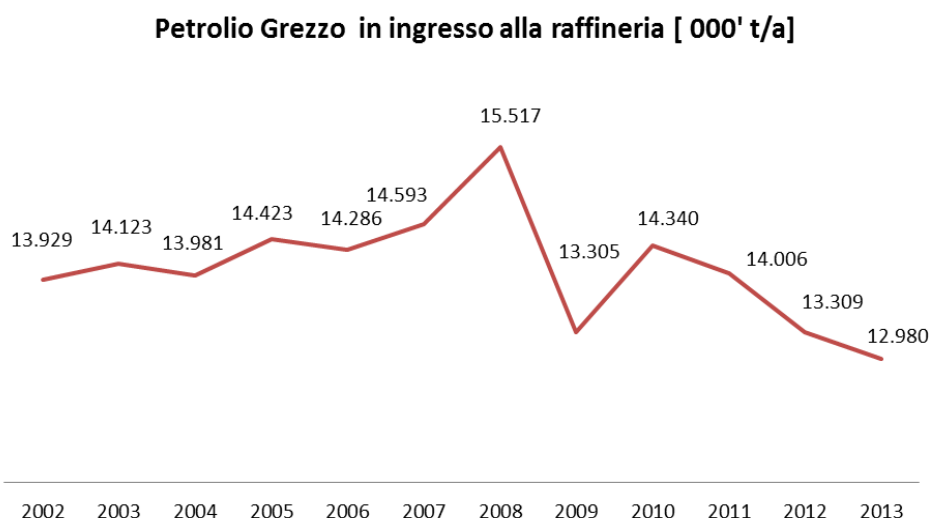


Fig. 7.1. Petrolio Grezzo lavorato nella raffineria SARAS. Periodo 2002-2011.

Prodotti petroliferi in uscita dalla raffineria [000' t/a]

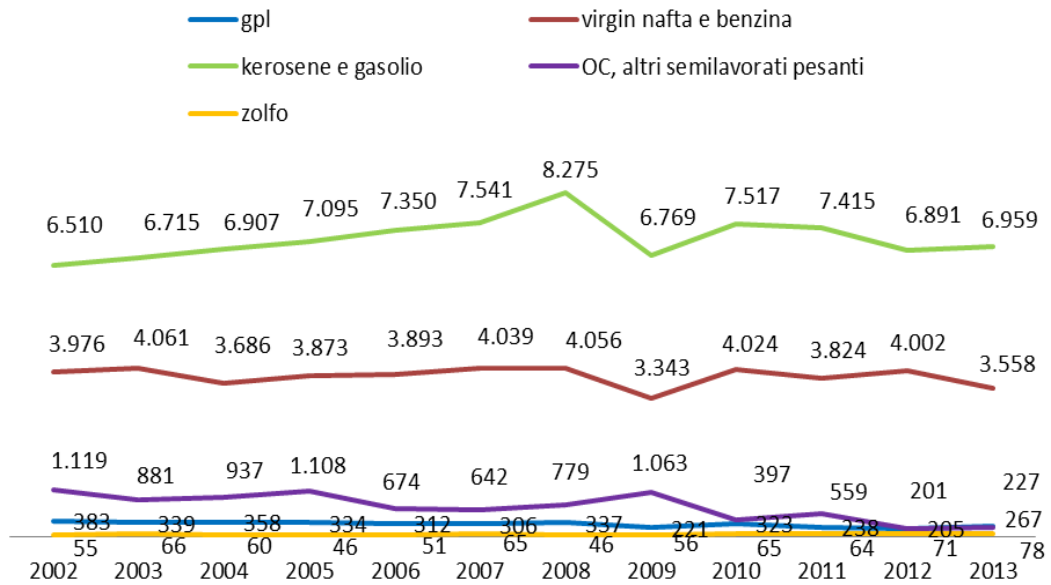


Fig.7.2. Prodotti petroliferi in uscita dalla raffineria SARAS. Periodo 2002-2012.

Si riporta di seguito lo schema del ciclo di produzione del complesso raffineria – IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle):

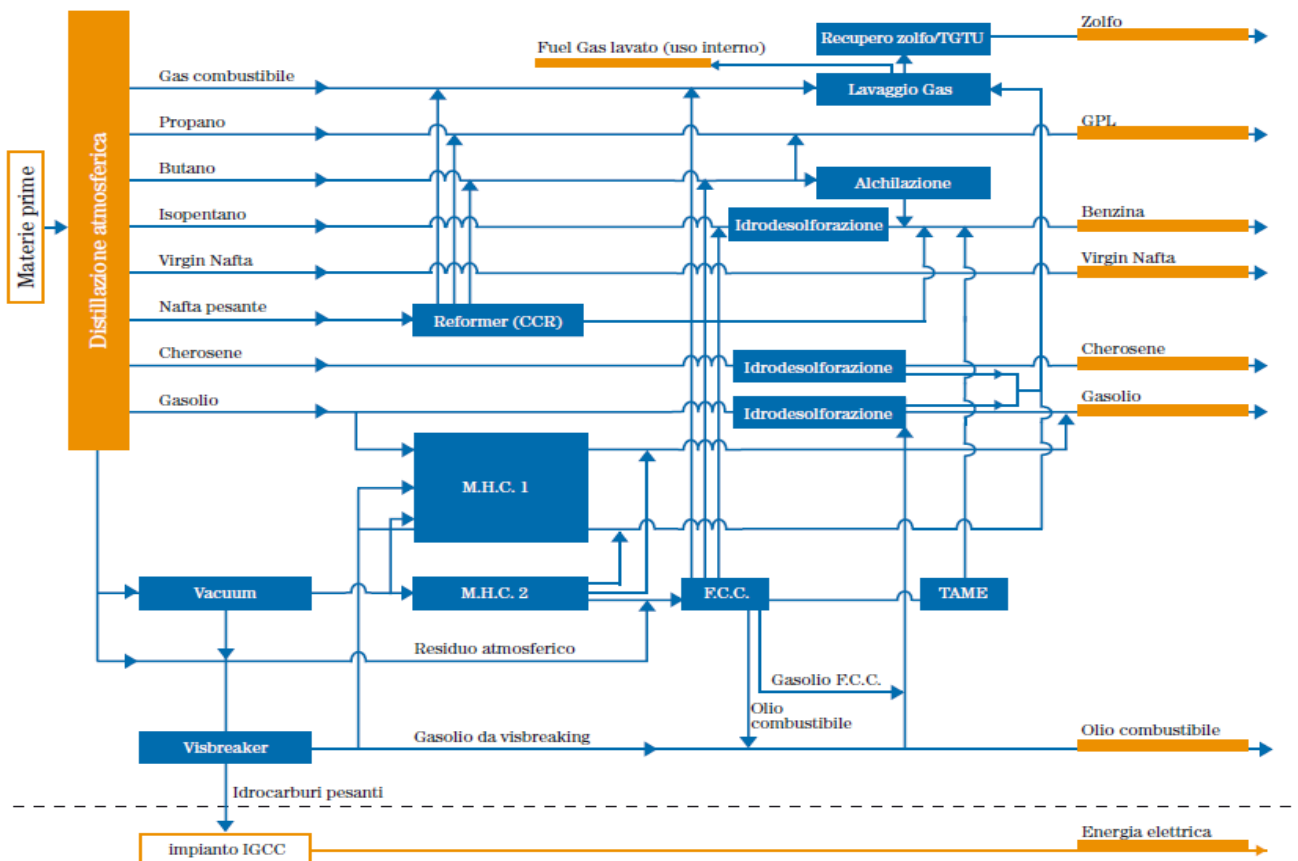


fig. 7.3. Ciclo di produzione dello stabilimento Saras. [Fonte: Saras].

Le strutture di stoccaggio presenti nel sito sono suddivise in:

- stoccaggio delle materie prime e dei prodotti nel Parco serbatoi;
- stoccaggio dei prodotti per i quali sono state corrisposte le “accise” nel deposito nazionale;
- stoccaggio dei gas liquefatti nelle apposite strutture in pressione (“sfere” e “sigari” e “hortonsfere”).

Si tratta, complessivamente, di 161 serbatoi aventi una capacità complessiva di circa 3,5 milioni di metri cubi. La movimentazione interna al sito delle materie prime e dei prodotti avviene mediante linee e sistemi di pompaggio, sistemi di misura ed additivazione dei prodotti prima della spedizione, sistemi di carico via terra e via mare. La spedizione dei prodotti via terra si effettua tramite apposite pensiline di carico delle autobotti con 3 punti di carico per il GPL, 12 corsie di carico per i prodotti liquidi (cherosene, gasolio, olio comb.) all’ingresso di stabilimento e 10 corsie di carico per benzine e gasoli, ubicate nel deposito nazionale. Il sito è collegato mediante i gasdotti Agipgas e Liquigas e tramite due oleodotti con l'adiacente stabilimento petrolchimico, per interscambi commerciali di semilavorati e servizi e con il deposito nazionale. Le figure che seguono mostrano l'interazione con il polo chimico di Sarroch e lo schema di bilancio energetico.

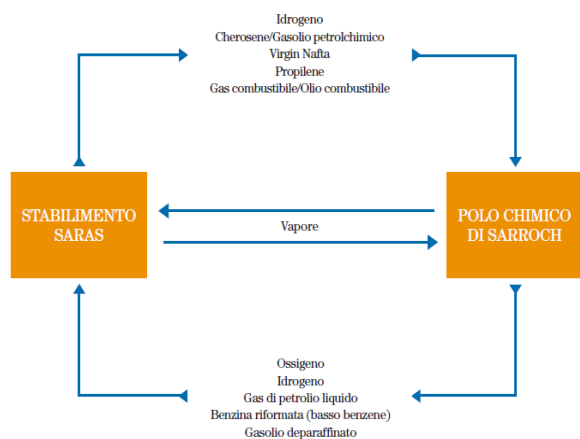


fig. 7.4. Sinergia tra lo stabilimento Saras e polo chimico. Fonte: Saras.

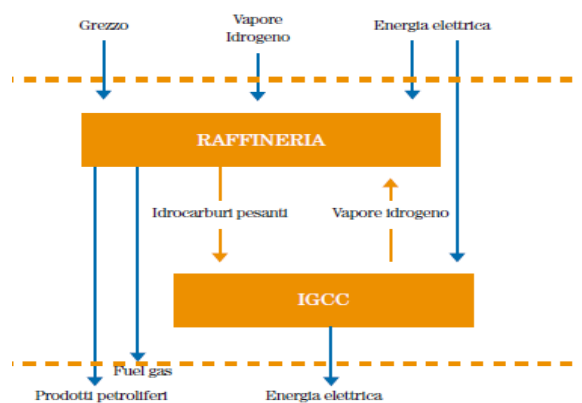


fig. 7.5. Schema del bilancio energetico stabilimento Saras. Fonte: Saras.

Nella tabella seguente sono riportati i consumi complessivi di energia per gli anni 2005-2013 in Tep:

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|----------------|----------------|------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Energia elettrica | 186.071 | 189.063 | 193.917 | 194.118 | 160.969 | 168.159 | 167.159 | 178.710 | 177.071 |
| fuel oil | 237.435 | 198.546 | 192.254 | 205.367 | 185.270 | 183.450 | 174.786 | 152.009 | 132.241 |
| fuel gas | 389.156 | 414.855 | 452.451 | 439.011 | 403.358 | 446.345 | 459.213 | 450.739 | 423.035 |
| flue gas | 156.955 | 161.908 | 166.124 | 174.345 | 125.143 | 183.564 | 187.298 | 177.992 | 179.226 |
| sub totale senza energia elettrica | 783.546 | 775.309 | 810.829 | 818.723 | 713.771 | 813.359 | 821.297 | 780.740 | 734.502 |
| TOTALE | 969.617 | 964.912 | 1.004.746 | 1.012.841 | 874.740 | 981.518 | 989.215 | 959.450 | 911.573 |

Tab. 7.6. Consumi energetici complessivi (Raffineria + IGCC). [TEP]. Fonte: Saras.

Nella tabella che segue sono riportati i dati di fabbisogno e approvvigionamento di energia elettrica del complesso “Raffineria + IGCC” in MWh:

| MWh | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Fabbisogno totale | 1.122.363 | 1.104.148 | 1.166.208 | 1.170.189 | 1.137.842 | 1.218.295 | 1.202.358 | 1.194.495 | 1.173.744 |
| Da produzione interna (CTE raffineria) | 351.995 | 318.438 | 366.242 | 351.800 | 277.044 | 319.049 | 304.402 | 238.829 | 226.842 |
| Da esterno | 770.368 | 785.710 | 799.966 | 818.389 | 860.798 | 899.246 | 897.956 | 955.666 | 946.902 |

Tab. 7.7. Fabbisogno e approvvigionamento di energia elettrica (Raffineria + IGCC) in MWh.

La tabella di seguito sintetizza il bilancio energetico dello stabilimento SARAS per il periodo 2008-2013 in Tep:

| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------------|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Energia in ingresso | Energia Elettrica | 182.501 | 160.969 | 168.182 | 162.338 | 178.710 | 177.071 |
| | Energia termica (vapore, H ₂) | 130.206 | 105.756 | 95.465 | 83.417 | 77.364 | 75.717 |
| | Grezzi | 15.483.357 | 13.277.371 | 14.340.000 | 14.006.00 | 13.284.195 | 12.980.000 |
| | Totale energia in ingresso al sito | 15.796.064 | 13.544.096 | 14.603.647 | 14.251.755 | 13.540.269 | 13.232.788 |
| Energia in uscita | Prodotti petroliferi | 13.901.890 | 11.707.084 | 12.915.151 | 12.342.000 | 11.597.400 | 11.088.000 |
| | Energia elettrica | 780.974 | 750.679 | 797.136 | 741.076 | 773.614 | 779.389 |
| | Fuel gas | - | 43.017 | 70.478 | 53.926 | 33.175 | 40.982 |
| | Totale energia in uscita dal Sito | - | 12.500.779 | 13.782.765 | 13.137.002 | 12.404.189 | 11.908.371 |

Tab. 7.8. Bilancio energetico del sito Saras. Anno 2008-2013. [TEP]. Fonte: Saras.

Le seguenti tabelle riportano il dato di efficienza energetica del ciclo integrato “raffineria + IGCC” e della sola raffinazione:

| Parametro | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-----------------------------|------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| A. Energia in ingresso (GJ) | n.d. | 608.849.126 | 621.538.403 | 661.349.608 | 567.064.196 | 611.424.036 | 596.691.048 | 566.902.619 | 554.029.040 |
| B. Energia in uscita (GJ) | n.d. | 569.981.218 | 589.449.315 | 617.267.780 | 523.382.631 | 577.055.445 | 550.018.697 | 519.337.353 | 507.863.119 |
| (A/B) % | 93,6 | 93,6 | 94,5 | 93,3 | 92,3 | 94,4 | 92,2 | 91,6 | 91,7 |

Tab. 7.9. Efficienza energetica del ciclo integrato (raffineria e IGCC) anni 2005-2013. Fonte: Saras.

| Parametro | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Energia in ingresso/Energia in uscita | 95,3 | 95,3 | 96,5 | 95,2 | 94,6 | 96,7 | 94,3 | 94,0 | 94,1 |

Tab. 7.10. Efficienza energetica del ciclo di raffinazione anni 2005-2013. Fonte: Saras.

Nella figura seguente è rappresentata il Bilancio delle Risorse del complesso raffineria + IGCC.

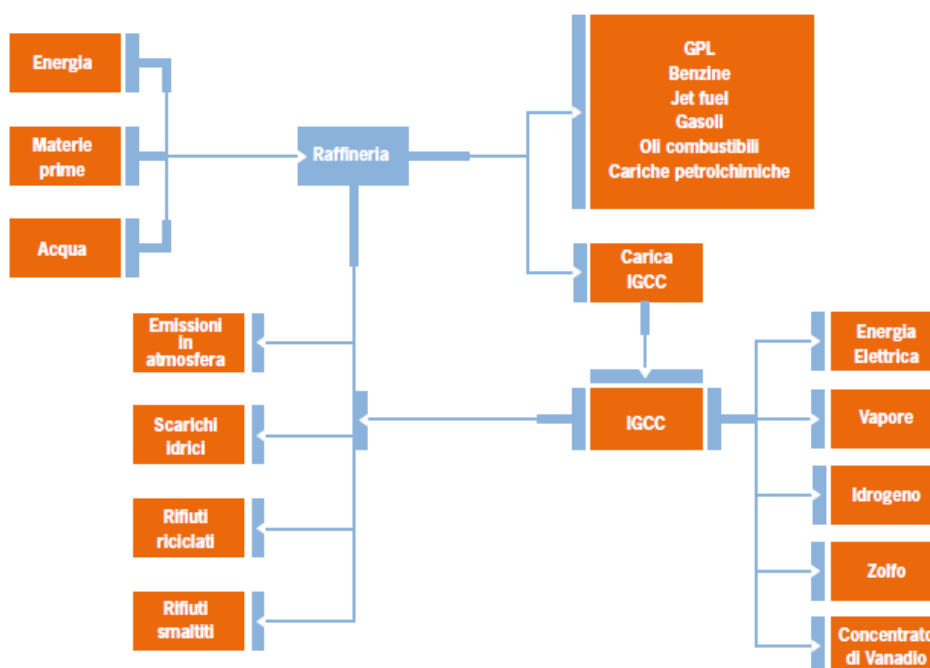


fig. 7.6. Schema utilizzo risorse stabilimento Saras-Sarlux [Fonte: Saras].

I PRODOTTI PETROLIFERI IMMESSI NEL CIRCUITO DI VENDITA.

I prodotti liquidi (gasoli, benzine e oli combustibili) destinati alla produzione di calore e alla trazione terrestre, marina e aerea in Sardegna vengono estratti da tre depositi fiscali dell'isola:

- il deposito Saras di Sarroch (CA), collegato alla omonima raffineria;
- il deposito consortile di Porto Torres, approvvigionato via mare;
- il deposito della IVI Petrolifera di Oristano, approvvigionato via mare.

La distribuzione verso i diretti utilizzatori, che avviene solo in parte direttamente da questi siti di stoccaggio, resta prioritaria per la rete dei distributori stradali, per la grande marina e per l'aviazione. Per il segmento denominato "extra - rete" avviene invece tramite il transito nei depositi commerciali intermedi (circa 30-35 depositi). Il segmento "extra-rete" veicola la quasi totalità dei consumi verso la produzione di calore (civile e industriale), la piccola marina, e in parte verso la rete di pompe bianche e l'autotrasporto conto terzi e conto proprio che utilizza impianti ad uso privato. Una minima parte di prodotti petroliferi raggiunge poi l'isola da depositi fiscali e commerciali della penisola tramite il trasporto su ruota; principalmente, si tratta di oli combustibili a bassissimo tenore di zolfo destinati al riscaldamento civile che hanno recentemente ottenuto una proroga d'uso.

I dati contenuti nel Bollettino Petrolifero pubblicato annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico costituiscono per la Sardegna un caso unico nel panorama italiano. Infatti, data la situazione di isolamento, si può con un buon livello di approssimazione ritenere che le quantità di prodotti petroliferi immessi alla vendita indicati nel Bollettino medesimo coincidano con i consumi finali di tali prodotti. Il Ministero dello Sviluppo Economico pubblica regolarmente nel Bollettino Petrolifero i dati relativi alle vendite di prodotti petroliferi a livello nazionale e nelle diverse regioni italiane. Allo stato attuale, i dati del Bollettino nella versione integrale aggiornati all'anno 2014 indicano in Sardegna una tendenza al decremento nel consumo di prodotti petroliferi proseguendo il trend negativo registrato ormai da diversi anni. Di seguito si riporta il quadro di sintesi per la Sardegna dei dati pubblicati per il periodo 2005-2014 espressi in t/anno.

| COMBUSTIBILI [tonnellate] | | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 05-14 | |
|---------------------------|----------------------|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| BENZINA | RETE ORDINARIA | 408.255 | 383.292 | 359.539 | 332.447 | 315.533 | 294.861 | 271.729 | 248.030 | 234.858 | 221.024 | -45,86% | |
| | RETE AUTOSTR. | 180 | | | | | | | | | | | |
| | EXTRA RETE | 13.234 | 14.820 | 15.602 | 12.102 | 9.392 | 17.494 | 25.326 | 21.033 | 18.976 | 25.353 | 91,57% | |
| | TOTALE | 421.669 | 398.112 | 375.141 | 344.549 | 324.925 | 312.355 | 297.055 | 269.063 | 253.834 | 246.377 | -41,57% | |
| GASOLIO | MOTORE | RETE ORDINARIA | 386.950 | 409.660 | 431.319 | 439.996 | 448.790 | 454.947 | 437.723 | 411.446 | 404.428 | 400.942 | 3,62% |
| | | RETE AUTOST. | 174 | | | | | | | | | | |
| | | EXTRA RETE | 232.675 | 248.781 | 257.197 | 250.594 | 234.519 | 176.770 | 191.698 | 109.157 | 97.356 | 113.188 | -51,35% |
| | | TOTALE | 619.799 | 658.441 | 688.516 | 690.590 | 683.309 | 631.717 | 629.421 | 520.603 | 501.784 | 514.130 | -17,05% |
| | RISCALDAMENTO | 121.035 | 106.112 | 104.644 | 107.098 | 105.729 | 82.766 | 71.254 | 57.427 | 60.381 | 57.355 | -52,61% | |
| | AGRICOLO | 67.073 | 67.446 | 64.371 | 64.284 | 60.360 | 36.485 | 30.433 | 22.124 | 22.689 | 26.079 | -61,12% | |
| | TERMOELETRICO | | | | | | | | | 2.438 | 7.827 | - | |
| G.P.L. | TOTALE | 221.584 | 199.571 | 198.710 | 192.332 | 143.309 | 152.647 | 147.612 | 134.814 | 146.721 | 147.476 | -33,44% | |
| | AUTO | AUTOTRAZIONE | 18.421 | 16.819 | 15.097 | 15.778 | 16.497 | 21.819 | 22.395 | 19.503 | 17.251 | 18.512 | 0,49% |
| | | di cui: AUTOT. RETE | 14.506 | 12.953 | 11.955 | 12.240 | 12.166 | 13.202 | 11.245 | 11.059 | 10.246 | 9.871 | -31,95% |
| | SALDO=TOTALE-AUTOTR. | 203.163 | 182.752 | 183.613 | 176.554 | 126.812 | 130.828 | 125.217 | 115.311 | 129.470 | 128.964 | -36,27% | |
| OLIO COMB. | TOTALE | 787.528 | 824.450 | 645.073 | 616.012 | 409.567 | 165.437 | 138.131 | 120.951 | 62.704 | 38.499 | -95,11% | |
| | DENSO BTZ | 455.656 | 511.205 | 333.113 | 276.777 | 317.521 | 139.135 | 124.467 | 107.028 | 49.251 | 34.432 | -92,44% | |

Tab. 7.11. Vendite di prodotti petroliferi in Sardegna nel periodo 2005-2013. Fonte: Bollettino Petrolifero MISE.

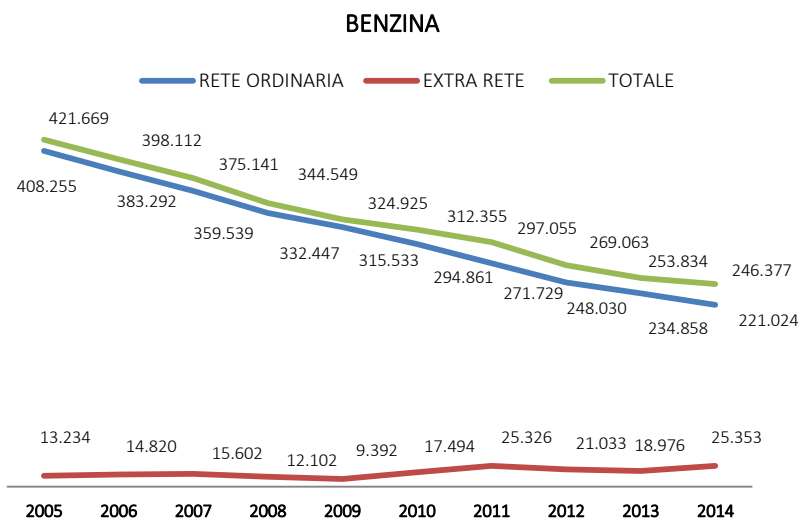


fig. 7.7. Vendite di Benzina in Sardegna nel periodo 2005-2014 in t/a. Fonte: MISE.

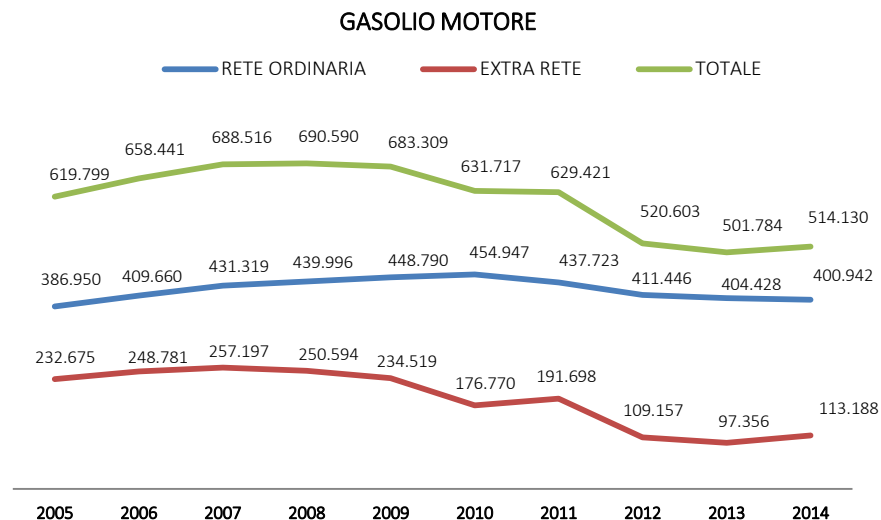


fig. 7.8. Vendite di Gasolio Motore in Sardegna nel periodo 2005-2014 in t/a. Fonte: MISE.

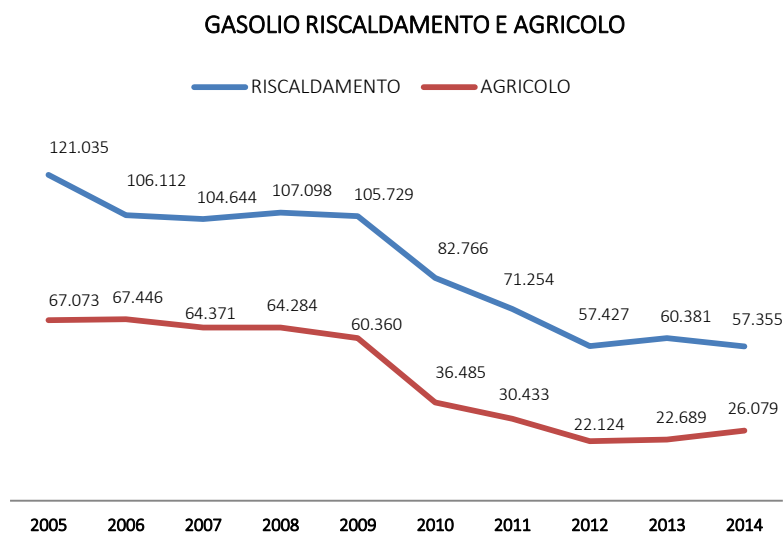


fig. 7.9. Vendite di Gasolio Riscaldamento e Agricolo nel periodo 2005-2013 in t/a. Fonte: MiSE.

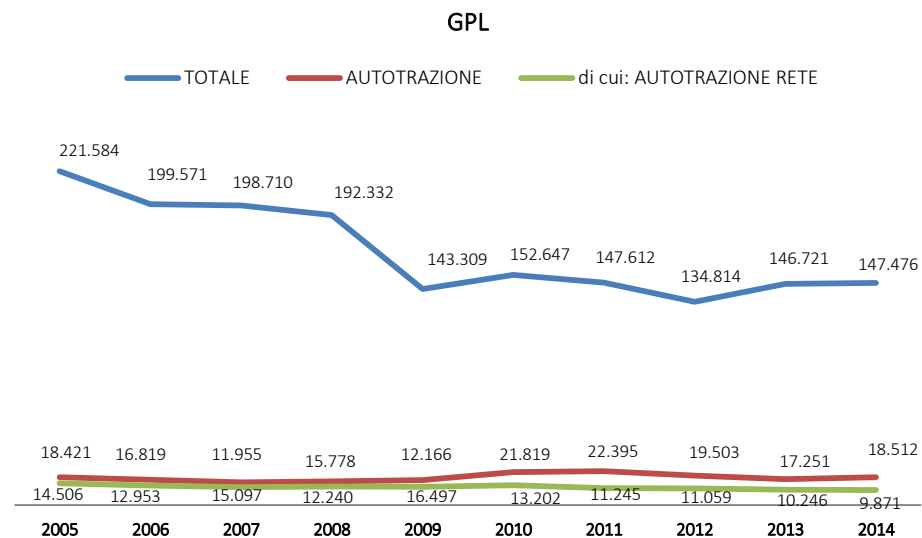


fig. 7.10. Vendite di Gpl in Sardegna nel periodo 2005-2012 in t/a. Fonte: MiSE

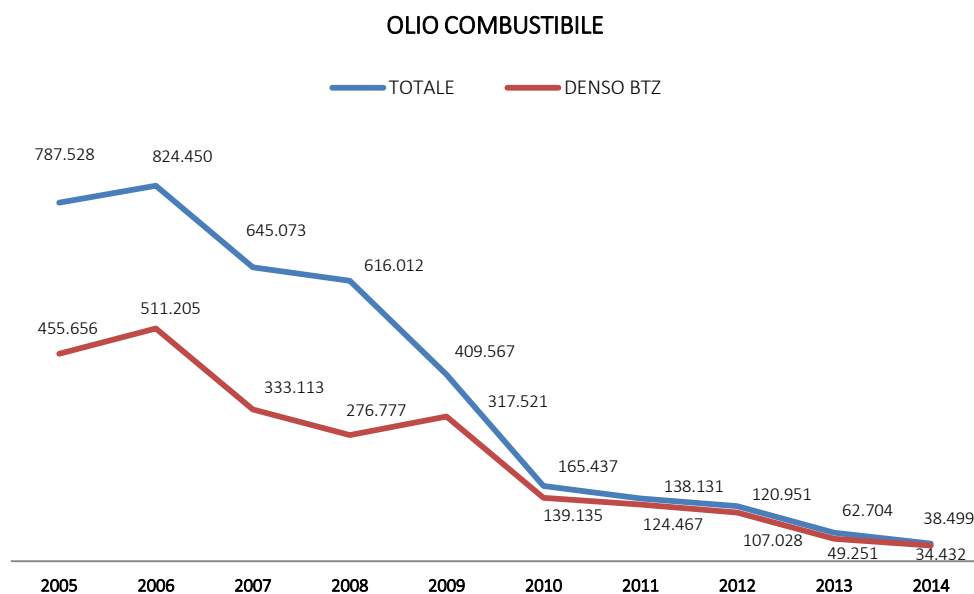


fig. 7.11. Vendite di Olio Combustibile in Sardegna nel periodo 2005-2013. Fonte: MiSE

L'analisi dei dati rivela un calo progressivo sia dell'uso delle benzine per il settore trasporti sia del gpl e del gasolio per il settore non auto. L'olio combustibile, utilizzato prevalentemente nella forma a basso tenore di zolfo "BTZ" nel comparto termoelettrico e per grosse utenze industriali, ha registrato un calo marcato in considerazione dei vincoli ambientali associati al suo uso. I dati relativi ai lubrificanti sono associati agli usi non energetici dei prodotti petroliferi e pertanto non sono considerati nelle successive analisi.

Di seguito si riporta l'evoluzione complessiva delle vendite di prodotti petroliferi per uso energetico in Sardegna, nel periodo 2005-2014, espresso in termini energetici equivalenti [kTep].

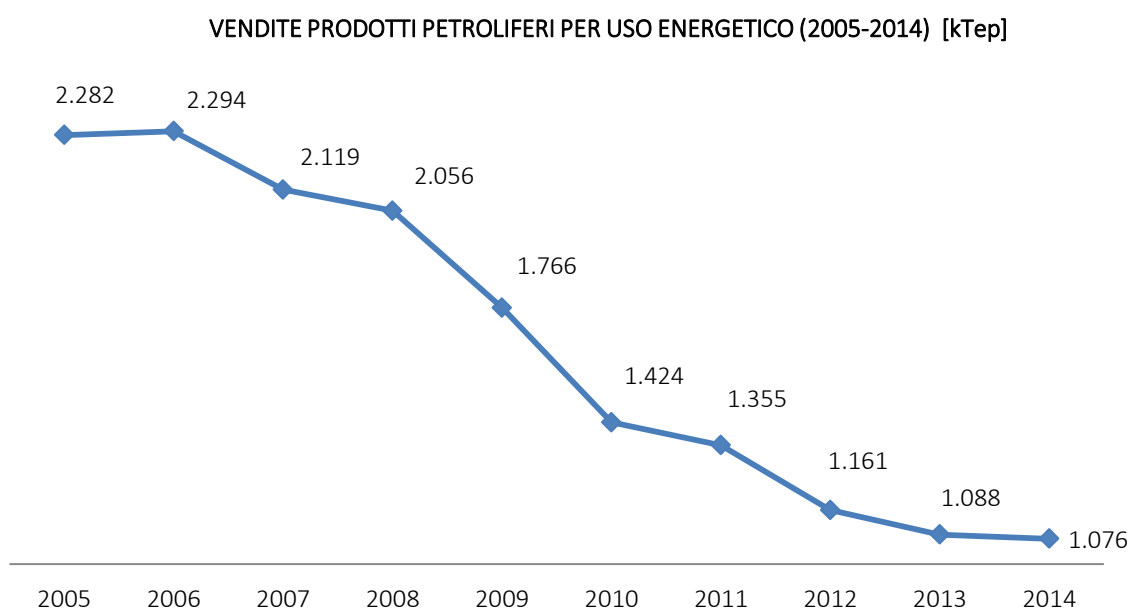


Fig. 7.12. Evoluzione vendite di prodotti petroliferi in Sardegna nel periodo 2005-2014. Fonte: MISE.

Dalla figura sopra si rileva una decisa riduzione delle vendite dei prodotti petroliferi nel periodo 2005-2014.

USI NON ENERGETICI DEI PRODOTTI PETROLIFERI

IL SETTORE CHIMICO E PETROLCHIMICO

Il settore nel quale si fa largo impiego per fini non energetici di prodotti petroliferi è certamente quello della chimica e della petrolchimica che in Sardegna è insediata essenzialmente nei poli di Sarroch, Porto Torres e Ottana. Come detto, ai fini della ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale, è fondamentale quantificare la parte di prodotti petroliferi utilizzati per usi energetici e quella relativa agli usi non energetici. Si evidenzia che nel medesimo stabilimento petrolchimico è possibile impiegare prodotti petroliferi sia per usi energetici, al fine di produrre elettricità e calore di processo, che per usi non energetici come base per la produzione di prodotti finali.

Mensilmente sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico è pubblicata la tabella dei dati relativi al consumo nazionale di prodotti petroliferi in cui compaiono le voci relative agli usi non energetici quali bitumi e carica petrolchimica. I prodotti in ingresso agli impianti petrolchimici sono classificati in prodotti petroliferi (divisi in usi energetici e usi non energetici) e prodotti non petroliferi (usi non energetici). I prodotti in uscita si dividono in prodotti petroliferi e prodotti chimici (non energetici). I prodotti petroliferi ottenuti sono per la maggior parte riutilizzati dal settore della raffinazione; la parte riutilizzata dalle raffinerie costituisce i cosiddetti ritorni della petrolchimica. Si parla quindi di “petrolchimica lorda”, o di “carica lorda della petrolchimica”, nel caso in cui la materia prima lavorata dalla petrolchimica comprenda tra i prodotti petroliferi impiegati in ingresso anche i prodotti petroliferi ottenuti dalla lavorazione; si parla, invece, di “petrolchimica netta” o “carica netta della petrolchimica”, quando la materia prima lavorata non comprende i prodotti petroliferi ottenuti.

Sarlux (Sarroch).

Nel polo di Sarroch esiste un legame ed un interscambio di materia ed energia tra la raffineria Saras ed il polo petrolchimico. La raffineria fornisce al polo chimico di Sarroch alcuni prodotti derivati dal petrolio destinati ad un uso non energetico (Kerosene/Gasolio petrolchimico, Virgin Nafta, Propilene) ed altri destinati ad alimentare impianti di cogenerazione e/o forni per la produzione di vapore e calore di processo (Fuel Gas, Rich Gas – H₂, Olio Combustibile). La raffineria riceve a sua volta dal polo petrolchimico Ossigeno, Idrogeno, GPL, Benzina riformata, Gasolio deparaffinato e Vapore che costituiscono il cosiddetto “ritorno dalla petrolchimica”.

Nell'ambito del polo di Sarroch riveste particolare importanza lo stabilimento ex-Versalis, situato in adiacenza alla raffineria all'interno del quale sono presenti aree di proprietà e gestione delle società Syndial Spa e Sasol che ha attivi 2 impianti di produzione di normal-paraffine e PIO. Versalis fornisce a Sasol servizi e utilities. Lo stabilimento comprende i seguenti impianti.

Impianto di Reforming. Ha lo scopo di trasformare la Virgin nafta di carica in isoparaffine e aromatici con produzione finale di Idrogeno, Gpl e Fuel Gas. La benzina riformata viene destinata all'impianto di frazionamento ed estrazione degli aromatici, mentre l'idrogeno viene destinato ad alimentare gli impianti di idrogenazione e desolforazione dei prodotti petroliferi di Sasol Italy e della Raffineria Saras. Il Gpl ed il fuel gas sono riutilizzati all'interno dello stabilimento.

Impianto BTX. Alimentato con la benzina riformata prodotta dal reforming e di provenienza SARAS. Tale impianto fraziona la benzina riformata in:

- un taglio C5 composto di paraffine leggere;
- un taglio C6 ricco di benzene;

- un taglio C7 ricco di toluene;
- un taglio C8 ricco di xileni;
- un taglio C9 composto da aromatici e superiori.

I tagli C5/C7/C9 sono inviati al pool benzine mentre una parte del taglio C9 ricco di pseudocumene viene mandato all'impianto omonimo.

Impianto Formex. Separa gli idrocarburi paraffinici (raffinato) da quelli aromatici (estratto). L'impianto recupera il benzene presente nel C6 prodotto dall'impianto BTX e purifica il Raffinato 500 (etilbenzene, paraxilene, ortoxilene) prodotto dalla prima estrazione degli Xiloli dalla frazione non aromatica.

Impianto Pseudocumene. Effettua il frazionamento di una corrente di aromatici C9-C12 in modo da ottenere lo pseudocumene, prodotto che trova impiego come intermedio nella produzione di resine termoplastiche.

Sezione Cumene/Splitter. Nella sezione Cumene si ottiene il prodotto omonimo come reazione di alchilazione del benzene con il propilene in presenza di un catalizzatore. La sezione splitter è costituita da due colonne di distillazione.

Impianto Xiloli. Produce etilbenzene, paraxilene, metaxilene, ortoxilene, msitilene e code (benzina semilavorata) partendo da una carica di xileni misti autoprodotti (impianto BTX).

Di seguito si riportano i dati relativi al consumo dei prodotti petroliferi nello stabilimento riferiti al 2013 in t/anno:

| Prodotto | Giacenza | Arrivi | Lavorazioni | Giacenza |
|-------------------|----------|---------|-------------|----------|
| Virgin Nafta | 12.084 | 641.996 | 644.350 | 9.739 |
| Benzina Riformata | 1.490 | 330.967 | 330.732 | 1.671 |
| Aromatici C9+ | 0 | 23.788 | 23.788 | 0 |
| Paraxilene Grezzo | 3.106 | 31.901 | 31.884 | 3.122 |
| Xileni | 0 | 833 | 833 | 0 |
| Propilene | 418 | 77.233 | 77.230 | 421 |
| Idrogeno | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tab. 7.12. Prodotti petroliferi per usi non energetici nello stabilimento Versalis – Sarroch.

In data 01 Gennaio 2015 è stata perfezionata l'operazione di acquisizione, da parte della società Sarlux del gruppo Saras, del controllo esclusivo del ramo di azienda di Versalis, costituito dai seguenti impianti dello stabilimento: Reforming, BTX, Splitter propilene, Formex, Acqua Torri, Centrale Termoelettrica, Distribuzione fluidi e trattamento Acque (DFTA), Parco Generale Serbatoi (PGS), Pontile, Laboratorio.

Sasol Italy (Sarroch).

Lo stabilimento Sasol Italy produce normal paraffine, iso-paraffine, idrocarburi deparaffinati e poliolefine (PIO) ed è costituito dalle seguenti unità.

Isola 8 e Isola 28. Serbatoi di stoccaggio delle materie prime e dei prodotti finiti, torcia e la pensilina di carico autobotti.

Isola 17. Impianti n-paraffine e sezione DH di dearomatizzazione degli idrocarburi per la produzione di solventi a basso impatto ambientale e Poli internal olefins (Pio) che produce basi per oli lubrificanti sintetici ad alte prestazioni.

Impianto n-paraffine. Produce vari tagli di n-paraffine e iso-paraffine desolforate e dearomatizzate aventi atomi di carbonio tra 10 e 20 (C10-C20). La materia prima è il kerosene o una miscela di kerosene-gasolio in rapporto variabile. Gli ausiliari sono n-pentano ed iso-ottano ed il rich gas (88 % in volume di idrogeno e idrocarburi leggeri C1-C2). I prodotti

sono le n-paraffine mentre i sotto prodotti sono iso-paraffine, kerosene o gasolio deparaffinato e taglio leggero di virgin nafta (benzinetta) inviata all'impianto di reforming dello stabilimento ex-Versalis.

Impianto PIO. Produce poliolefine a partire da n-olefine C15-C17 mediante oligomineralizzazione, idrogenazione e distillazione e come sottoprodotto le “teste PIO” usate come solvente e/o lubrificante leggero.

Tutte le operazioni di movimentazione di materie prime e prodotti del complesso sono a cura di Sarlux, proprietaria del terminal marittimo, dei serbatoi, delle tubazioni di collegamento e delle pompe di trasferimento dell'impianto n-paraffine. Il gasolio o il kerosene sono alimentati in continuo all'impianto n-paraffine via tubazione dai serbatoi di stoccaggio approvvigionati in maniera discontinua tramite tubazione dalla raffineria adiacente. Le n-olefine giungono via nave ai serbatoi di stoccaggio costieri e da questi inviate via tubazione all'impianto PIO. L'iso-ottano e n-pentano sono approvvigionati via nave o autobotte e stoccati in serbatoi nell'isola 28, l'idrogeno fresco è approvvigionato dallo stabilimento ex-Versalis. Di seguito si riportano i dati di consumo di materie prime per il 2013 in t/anno:

| Materia prima | Kerosene | Gasolio | Normalpentano | Isoottano | Rich gas |
|---------------|----------|---------|---------------|-----------|----------|
| t/anno | 29.448 | 316.122 | 132.804 | 88.541 | 5.965 |

Tab. 7.13. Consumi materie prime stabilimento Sasol Italy. Anno 2013. [Fonte: Report Gestore AIA].

Le paraffine, iso-paraffine, PIO e teste PIO sono inviati mediante tubazione a stoccaggio nell'isola 28. Il gasolio deparaffinato è inviato a stoccaggio e quindi restituito alla Saras via tubazione, la benzinetta pesante è miscelata col deparaffinato mentre quella leggera è inviata allo stabilimento ex-Versalis via tubazione. Le teste PIO possono essere spedite o inviate a integrare la quota gasolio deparaffinato. Il kerosene deparaffinato viene stoccato in un serbatoio dell'isola 8 e alimentato dalla sezione DH.

Syndial Spa (Assemini).

Lo stabilimento Syndial, in Comune di Assemini, è costituito da un complesso di attività per la gestione cloro e derivati articolato nelle seguenti 8 fasi:

- 1) Impianto elettrolisi;
- 2) Impianto Dicloroetano;
- 3) Impianto di termodistruzione (a servizio fase 2);
- 4) Impianto di sintesi dell'acido cloridrico;
- 5) CTE (caldaie mobili);
- 6) Impianto di trattamento delle acque di falda (TAF);
- 7) Impianto Decomposizione Solfato Ammonico (fermo dal 2007);
- 8) Deposito preliminare.

Le attività tecnicamente connesse sono:

- Impianto trattamento acque di scarico;
- impianto di osmosi inversa;
- deposito costiero (DECO);
- pontile e oleodotti.

Di seguito si riportano i valori del consumo di materie prime e ausiliarie per l'anno 2013, espressi in t/anno:

| Impianto | Elettrolisi | Dicloroetano | | Sintesi Hcl | | Termodistruttore |
|---------------|-------------|--------------|---------|-------------|-------|---------------------------------|
| Materia prima | Sale Marino | Cloro | Etilene | Idrogeno | Cloro | Code clorurate di distillazione |
| t/anno | 46.952 | 15.846 | 6.507 | 79,7 | 2.716 | 567,91 |

Tab. 7.14. Consumo materie prime e ausiliarie. Syndial Assemini. Fonte: Report Gestore AIA.

Ottana Polimeri (Ottana).

L'attività produttiva del complesso industriale Ottana Polimeri consiste in produzione di Acido Tereftalico (PTA - capacità produttiva 170.000 t/a) e produzione di PoliEtilenTereftalato (PET - capacità produttiva 150.000 t/a); i due processi sono svolti in due complessi fisicamente distinti:

- Il complesso PACT è suddiviso in due impianti:
 - 1) CTA (Crude Tereftalic Acid), per la produzione di acido grezzo;
 - 2) PTA (Pure Tereftalic Acid), per la successiva purificazione.
- Il complesso POLI è anch'esso suddiviso in due impianti:
 - 1) APET (PET Amorfo), dove si produce il polimero,
 - 2) RIG (digradazione), dove si migliorano le caratteristiche reologiche del prodotto.

Sono presenti inoltre un laboratorio di controllo qualità (LACQ), un magazzino prodotti finiti (MAGA) e delle officine di manutenzione.

Di seguito si riportano le quantità di prodotti petrolchimici in ingresso allo stabilimento nel 2013, espressi in t/anno:

| Prodotto | A. Acetico | p-xilene | m-xilene | MEG | DEG | TEG | IPA (acido isoftalico purificato) |
|------------|------------|----------|----------|--------|-----|-----|-----------------------------------|
| tonnellate | 7.214 | 70.076 | 1.602 | 38.892 | 823 | 0 | 199 |

Tab. 7.15. Consumo materie prime e ausiliarie. Ottana Polimeri. Fonte: Ottana Polimeri Srl.

Versalis Spa (Porto Torres).

Lo Stabilimento Petrolchimico è situato nell'area industriale di Porto Torres e, originariamente, comprendeva le seguenti fasi produttive:

- 1) Impianto Etilene;
- 2) Impianto Aromatici;
- 3) Impianto Cumene/Idrogenazione Alfametilstirene;
- 4) Impianto Fenolo Acetone;
- 5) Impianto Polietilene;
- 6) Impianto Elastomeri;
- 7) Servizi Generali;
- 8) Centrale Termoelettrica.

In attuazione degli impegni stabiliti dal "Protocollo di intesa per la Chimica Verde a Porto Torres" sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri in data 26.05.2011, sono state apportate alcune modifiche all'assetto impiantistico esistente che hanno riguardato la fermata progressiva di alcune attività produttive fino alla definitiva chiusura, avvenuta nel mese di Luglio 2012, dei seguenti impianti: cumene/Alfametilstirene/Idrogenazione Alfametilstirene; Fenolo; Etilene;

Aromatici; Polietilene; Deposito Etilene Criogenico; Parco Generale Stoccaggi relativo alle unità fermate; Sezioni distribuzione fluidi dedicate alle produzioni fermate.

In conseguenza di ciò l'assetto attuale dello stabilimento è il seguente: Impianto Elastomeri, Centrale Termica, Parco Generale Serbatoi, Deposito tumulato GPL, Pontile liquidi, impianto produzione gas tecnici, impianto produzione acqua demineralizzata.

Di seguito si riportano il consumo di materie prime per l'anno 2013, espressi in t/anno:

| Prodotto | Acilonitrile | Propano | 1,3 - butadiene |
|------------|--------------|---------|-----------------|
| tonnellate | 8.261 | 9.964 | 14.622 |

Tab. 7.16. Consumo materie prime e ausiliarie. Versalis Porto Torres. [Fonte: Versalis].

I LUBRIFICANTI

I lubrificanti sono un esempio di uso non energetico di fonti energetiche secondarie ossia prodotti di trasformazione del petrolio. Si riporta l'evoluzione storica dei dati di consumo di lubrificanti tratti dal Bollettino Petrolifero:

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2005-2014 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| TOTALE | 8.287 | 7.646 | 7.312 | 6.952 | 6.145 | 5.889 | 8.694 | 5.546 | 6.179 | 6.351 | -23,4% |
| RETE | 593 | 501 | 428 | 349 | 265 | 238 | 202 | 149 | 84 | 71 | -88% |
| EXTRA RETE | 7.695 | 7.144 | 6.885 | 6.602 | 5.881 | 5.652 | 8.493 | 5.296 | - | - | - |

Tab. 7.17. Dati di vendita di lubrificanti in Sardegna. Periodo 2005-2013. [Fonte: Bollettino Petrolifero Mise]

GLI USI NON ENERGETICI. TOTALE REGIONALE.

In generale l'energia associata ai prodotti petrolchimici destinati ad un uso non energetico si può complessivamente stimare in ca. **1.840 kTep**.

7.2.2 CARBONE

Il carbone è presente nel sistema energetico regionale sia come fonte esogena per l'alimentazione delle centrali termoelettriche di Portovesme e Fiumesanto ed in misura minore per produrre calore di processo, sia come fonte endogena nel bacino del Sulcis.

Carbone Sulcis

Il Bacino del Sulcis, che ha un'estensione a terra di ca. 400 km², occupa un'area della Sardegna Sud Occidentale e presenta riserve di carbone stimate che ammontano a 2,5 miliardi di tonnellate. Allo stato attuale, presso il sito di Monte Sinni, è attiva l'unica miniera di carbone a livello nazionale, gestita dalla società Carbosulcis S.p.A. La concessione si estende per ca. 55 km² nei comuni di Carbonia, Gonnese e Portoscuso con riserve stimate in ca. 60 milioni di tonnellate.

I prodotti e i sottoprodotti del processo di estrazione e trasformazione del carbone a partire dal "grezzo" sono carbone mercantile e sottoprodotti inerti. Sulla base dei dati di letteratura e delle più recenti analisi effettuate il carbone Sulcis è classificato come "High volatile C bituminous". Di seguito si riportano i parametri principali:

| | Umid. | M.V. | Ash=A% | C fix | C tot | H | N | O | S | Ui | Ro (old datum) | PCS | PCI |
|-------|-------|-------|--------|-------|-------|------|------|-------|------|------|----------------|---------|-------|
| | % | | | | | | | | | | | kcal/kg | |
| Media | 6.91 | 44.09 | 31.26 | 19.40 | 45.96 | 4.04 | 1.21 | 11.93 | 5.60 | 5.25 | 0.48 | 4.415 | 4.177 |

Tab. 7.18. Proximate analysis del carbone Sulcis prelevato a -400. Fonte: Carbosulcis e Sotacarbo.

Il carbone Sulcis ha un elevato contenuto di ceneri e di zolfo (5-8 %) che rappresenta, soprattutto dal punto di vista ambientale, un fattore di criticità che, storicamente, ne ha limitato e tuttora ne limita l'utilizzo.

Il carbone prodotto è venduto principalmente all'Enel per la centrale Sulcis di Portovesme. Di seguito si riportano le quantità di carbone prodotto e di inerti estratti nel periodo 2001-2008, espresse in t/anno:

| t/anno | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | Destinazione |
|-------------------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------------------|
| Carbone | 120.532 | 163.287 | 14.448 | 9.092 | 5.444 | 20.671 | 158.252 | 102.761 | CTE Enel Sulcis |
| Inerti grossolani | 206.183 | 287.693 | 22.630 | 17.238 | 18.347 | 27.328 | 319.724 | 189.893 | riutilizzo interno |

Tab. 7.19. Produzione carbone Miniera di Monte Sinni – Carbosulcis. Periodo 2001- 2008.

Nel 2008 è stata avviata la coltivazione del pannello "W4". Di seguito si riportano i dati relativi agli anni 2009-2014 :

| t/anno | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| produzione | 226.679 | 84.329 | 63.059 | 290.793 | 23.312 | 2.641 |
| p.c.i. | 5.039 | 4.857 | 4.828 | 5.013 | 4.757 | 4.821 |
| Giacenza Inizio anno | 144,50 | 155.140 | 138.626 | 109.399 | 225.319 | 169.937 |
| cessione | 71.654 | 100.843 | 92.286 | 174.873 | 78.694 | 108.444 |
| Giacenza fine anno | 155.140 | 138.626 | 109.399 | 225.319 | 169.937 | 64.111 |

Tab. 7.20. Produzione carbone Miniera di Monte Sinni – Carbosulcis. Periodo 2009- 2014. Fonte: Carbosulcis.

Numerose sono state le azioni e le proposte progettuali messe in campo dallo Stato Italiano e dalla Regione Sarda per cercare di valorizzare questa importante risorsa tra le principali, dell'ultimo ventennio, si citano le seguenti.

Già il "Piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis Iglesiente" (DPCM del 23.04.1993) prevedeva esplicitamente lo sfruttamento minerario del bacino carbonifero del Sulcis. Con DPR 28.01.1994 veniva disposto l'affidamento di una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione. Le procedure di gara per l'affidamento della concessione portano alla stipula di una convenzione tra il Comitato di Coordinamento e l'ATI Sulcis, costituita allo scopo ma che, principalmente per motivi finanziari, rinuncia alla prosecuzione del progetto con risoluzione della convenzione nel 2003.

Con l'art. 28 della L. 23.12.2000, n. 388 si prevede l'esclusione dall'obbligo dei certificati verdi l'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione alimentati con carbone di origine nazionale e l'esenzione per il carbone Sulcis dall'imposta di consumo e dall'accisa. Nel Febbraio 2003 viene siglato un Protocollo di Intesa tra Ministero Attività Produttive e Regione Autonoma della Sardegna con il quale viene commissionato alla Sotacarbo S.p.A. uno studio di fattibilità per verificare le condizioni di validità del progetto della concessione integrata di cui al DPR 28.01.1994. Nel Giugno 2004 Sotacarbo conclude lo studio esprimendo una valutazione positiva sul progetto.

Con la L. 14.05.2005, n. 80 si ripropone l'assegnazione di una concessione integrata per la gestione della miniera e la produzione di energia elettrica, estendendo il quadro delle agevolazioni anche a tecnologie supercritiche ed equivalenti dal punto di vista ambientale. In attuazione di tali norme la Regione avvia nel 2005 le procedure di gara che però va deserta. A riguardo, la Commissione Europea, avvia un'indagine, convertita poi nella procedura d'infrazione C36/2008, per la violazione della normativa comunitaria in materia di aiuti di stato. Il procedimento d'infrazione viene poi archiviato in seguito alla comunicazione del 30.09.2009 di sospensione della procedura di gara da parte del Governo italiano.

Con l'art. 38 della L. n. 99 del 23.07.2009 vengono modificati i contenuti dell'art. 11 della legge n. 80/2005 ed in particolare si prevede l'assegnazione con gara internazionale di una concessione integrata per la realizzazione e gestione

di un progetto integrato comprendente la gestione della miniera di carbone del Sulcis, la realizzazione di una centrale termoelettrica dotata di impianti di cattura e confinamento dell'anidride carbonica. Il termine per l'assegnazione della concessione, fissato inizialmente al 31.12.2010, è prorogato con diversi dispositivi al 31.12.2012.

A riguardo la Commissione Europea in data 21.11.2012 comunica le decisioni C(2012)8257 e C(2012)8237 di avvio di una procedura d'indagine formale per aiuti di Stato. Nelle more della conclusione della procedura di infrazione, con L.R. n. 7 del 29.03.2013 vengono affidati alla Carbosulcis i servizi di pubblico interesse relativi alle attività di messa in sicurezza e custodia della miniera di Nuraxi Figus. Successivamente con la DGR n. 22/45 del 17.6.2013, la Giunta ha autorizzato la ripresa della lavorazione del pannello W3 per finalità legate alla sicurezza nonché per fattori di tipo economico.

Nel Novembre 2013 nel corso di una riunione tenutasi a Bruxelles, tra i vertici dell'UE, quelli del MISE, della Regione Sardegna e della società Carbosulcis, è emerso che la condizione per la prosecuzione dell'attività della miniera è rappresentata dal rispetto della normativa europea di settore (in particolare la decisione del consiglio UE n. 2010/787/UE del 10.12.2010) che autorizza aiuti di stato alle miniere di carbone finalizzati all'accompagnamento verso la chiusura ed a misure di mitigazione sociale ed ambientale. Nel corso della riunione viene discussa la bozza di piano di "accompagnamento" alla riduzione ed interruzione dell'attività estrattiva nel periodo 2013 – 2027, e dei relativi strumenti di tutela dell'occupazione.

Il *Piano di chiusura della miniera di carbone concessione Monte Sinni*, approvato dalla Giunta con Delibera n. 53/75 del 20.12.2013, è stato trasmesso in data 8 aprile 2014 alla Commissione Europea che l'ha approvato. Il 30.09.2014 si è conclusa da parte di Carbosulcis la gestione delle attività di messa in sicurezza e custodia della miniera di Nuraxi Figus, In data 1.10.2014, è diventato pienamente operativo il Piano di Chiusura della Miniera e la Commissione Europea, con la Decisione definitiva n. C (2014) 6836, ha comunicato che gli aiuti di Stato erogati a Carbosulcis S.p.A. in linea con il Piano di chiusura della miniera, così come emendato in data 17.7.2014, rispettano la Decisione del Consiglio 2010/78/EU del 10.12.2010. Con la L.R. 4.12.2014, n. 29 è stato approvato il Piano di chiusura delle attività della Miniera di Nuraxi Figus. La Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea c22/11 del 23.01.2015 riporta come la Commissione ha deciso di chiudere il procedimento di indagine formale avviato il 20.11.2012 sul Progetto integrato CCS Sulcis atteso che l'Italia ha ritirato il 17 luglio 2014 la propria notifica e non intende portare avanti il progetto di aiuto.

Con la deliberazione n. 8/22 del 24.2.2015 la Giunta ha costituito un Comitato Tecnico di Coordinamento e Controllo delle Attività con il compito di sovrintendere alla verifica dell'attuazione del Piano di chiusura delle attività della miniera di Nuraxi Figus in favore della Carbosulcis S.p.A. e delle relative attività.

Il Piano Sulcis ed il Progetto CCS.

In data 13 Novembre 2012 a Carbonia è stato siglato il protocollo di intesa denominato "Piano Sulcis" per la definizione di obiettivi e condizioni generali di sviluppo e l'attuazione dei relativi programmi nel "Sulcis-Iglesiente" tra il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, il Ministro per la Coesione territoriale, la Regione Autonoma della Sardegna, la Provincia di Carbonia Iglesias ed i Comuni del Sulcis Iglesiente.

Nel Piano Sulcis è prevista la realizzazione in un Centro di eccellenza sul "carbone pulito", nel quadro di un polo tecnologico di ricerca e produzione di energia eco-compatibile, con la sperimentazione della tecnologia CCS (cattura e sequestro della CO₂). Si rappresenta che il quadro mondiale vede un incremento di domanda di energia soprattutto in aree in forte sviluppo come Asia, India, Russia ma anche Medio-Oriente. Nella copertura di tale domanda nel decennio

2000-2010, a livello mondiale il carbone ha quasi pareggiato le quote associate al gas naturale, al petrolio, alle rinnovabili ed al nucleare.

L'Agenda Internazionale dell'Energia (IEA) ha costruito 3 scenari al 2050 di aumento della temperatura globale dovuta alle emissioni clima alteranti ipotizzando degli incrementi di 2, 4 e 6 °C rispettivamente corrispondenti ad un scenario di efficienza con taglio drastico delle emissioni, uno scenario intermedio ed un scenario inerziale senza interventi specifici. Da ciò discende l'importanza di realizzare impianti per la produzione di energia sempre più efficienti che a parità di energia prodotta abbiano fattori di emissione sempre più bassi e l'interesse per le tecnologie CCS. In data 01.10.2014 è stata inaugurata in Canada la prima centrale a carbone di dimensioni commerciali con tecnologia per cattura e stoccaggio della CO₂. Secondo i dati forniti dall'IEA le tecnologie CCS si stanno diffondendo specialmente nei paesi che intendono sostenere il proprio sviluppo industriale e stanno già contribuendo alla riduzione delle emissioni. Tale contributo ha però allo stato attuale un tasso di crescita troppo basso.

Un sistema energetico ed il relativo mix delle fonti primarie risulta tanto più affidabile quanto più è caratterizzato da facilità degli approvvigionamenti, economicità, continuità del servizio, sicurezza strategica, efficienza di utilizzo e rispetto ambientale. Il Carbone risponde bene alle prime 4 esigenze mentre richiede un'evoluzione per quanto riguarda l'efficienza ed il rispetto dell'ambiente. Per garantire l'efficienza, è necessaria la realizzazione di impianti con rendimento superiore al 45% mentre per il rispetto ambientale è necessario lo sviluppo e la diffusione delle Clean Coal Technologies ossia moderne tecnologie degli impianti di generazione elettrica e di combustione in genere, quali le tecnologie CCS (Carbon Capture and Storage) relativamente alla emissioni di CO₂.

Il carbone, di cui si stimano nel mondo riserve per più di 100 anni con gli attuali livelli di consumo, continuerà ad essere la fonte energetica principale nella produzione elettrica nel mondo. Ciò è associato alla competitività economica nella produzione di energia elettrica di base. Una moderna centrale Ultra Super Critica è attualmente la struttura che garantisce i minori costi di produzione di energia elettrica, tranne alcune eccezioni quali le grandi risorse idroelettriche (es: Nord Europa) e il gas naturale a bassissimi costi (es: shale gas in USA). Le centrali a carbone hanno visto un'importante evoluzione tecnologica in termini di prestazioni energetiche e di impatto ambientale, tuttavia le migliori tra di esse emettono, a parità di energia elettrica prodotta, una quantità di anidride carbonica più che doppia rispetto ai migliori cicli combinati a gas naturale. In tal senso nel medio-lungo l'utilizzo del carbone può essere compatibile con lo sviluppo sostenibile solo in presenza di tecnologie affidabili di cattura e confinamento definitivo della CO₂.

In tale quadro si inserisce il Centro Tecnologico Italiano per l'Energia Zero Emission ed il Progetto integrato CCS Sulcis che Sotacarbo Spa porta avanti insieme ad altri partners (ENEA, Università di Cagliari) nell'ambito di un *Programma poliennale di ricerca industriale per la realizzazione di impianti pilota e dimostrativi sulle diverse tecnologie per l'utilizzo del carbone a emissioni quasi zero* che prevede:

1. Progetto dimostrativo tecnologie di cattura CO₂ in pre-combustione (presso il Centro Sotacarbo);
2. Progetto pilota tecnologie di cattura CO₂ in post combustione (presso il Centro Sotacarbo);
3. Progetto pilota di ossicombustione (Flameless) - 50 MW (area Industriale di Portovesme).
4. Progetto sperimentale tecnologie di cattura avanzata CO₂ (presso il Centro Sotacarbo);
5. Progetto pilota di utilizzo della CO₂ per la produzione di combustibili liquidi (presso il Centro Sotacarbo);
6. Progetto pilota per il confinamento geologico della CO₂ (presso il centro Sotacarbo).

Il Progetto Integrato CCS Sulcis è un progetto dimostrativo mirato allo sviluppo delle tecnologie CCS e CCTs che rappresenta la parte più significativa del “Centro tecnologico nazionale per l’energia zero emission”. Prevede la dimostrazione, a livello industriale, di una tecnologia di cattura della CO₂ con due diverse tecniche di confinamento geologico della CO₂ e soluzioni innovative relative alle integrazioni impiantistiche tra Centrale e Sistema CCS. La Sotacarbo, su richiesta del MISE e della Regione Sardegna, ha sviluppato uno studio di fattibilità del progetto CCS Sulcis esaminando diverse configurazioni impiantistiche. La centrale dovrebbe essere dotata di un sistema CCS di cattura e stoccaggio di una parte dell’anidride carbonica prodotta. Il sistema di confinamento geologico della CO₂ avverrebbe negli strati profondi e non coltivabili (> 1000 m) del bacino carbonifero del Sulcis nonché negli acquiferi sottostanti al giacimento. Le tecnologie previste per lo stoccaggio della CO₂ sono quelle ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) ossia stoccaggio negli strati profondi del giacimento minerario, con contestuale liberazione e captazione di metano e iniezione negli acquiferi salini sottostanti al giacimento carbonifero del Sulcis. Allo stato attuale, date le mutate condizioni del sistema energetico della Sardegna, è in fase di valutazione la sostenibilità economica del progetto dimostrativo CCS. Il sito del Sulcis, per via delle proprie specificità, può comunque diventare un polo di attrazione a livello mondiale per lo sviluppo, su scala pilota, delle tecnologie di confinamento geologico dell’anidride carbonica.

Circa le potenzialità di stoccaggio, sono stati condotti una serie di studi che hanno necessità di ulteriori approfondimenti. Di seguito si riportano i primi risultati degli studi condotti da Carbosulcis con i partners della rete CO₂GeoNet e da RSE. Gli studi condotti sono stati finalizzati all’analisi delle potenzialità delle tecniche ed alla valutazione della capacità di stoccaggio della CO₂ nel bacino del Sulcis. Per il calcolo della capacità di stoccaggio è necessario conoscere le caratteristiche del serbatoio quali area, spessore, porosità, efficienza di stoccaggio. A tal fine sono stati eseguiti più di 30 km di profili sismici a riflessione multicanale e 2 pozzi perforati e carotati (profondità di 960 m e 890 m). La combinazione dei dati sismici con le informazioni da pozzo ha incrementato notevolmente la conoscenza del sottosuolo nella parte Sud del permesso di ricerca. Sulla base dei rilievi effettuati e ipotizzando una serie di parametri relativi alla stratigrafia, la presenza in esso di livelli impermeabili, una porosità, la densità della CO₂ ed efficienza di stoccaggio si è stimata una capacità di confinamento tra 95.000 e 190.000 t/km². Nei 160 km² del bacino, tali valori corrispondono un intervallo di 15,2-30,4 Mt di CO₂ confinata. Per valori più elevati occorre considerare anche il carbone profondo, potenzialmente quella del Basamento Paleozoico e l’area a mare.

Attraverso finanziamenti regionali e con fondi provenienti dalla Ricerca per il Sistema Elettrico di recente sono state condotte, da Sotacarbo Spa ed Enea, una serie di attività di analisi in campo e simulazioni sintetizzabili con l’obiettivo finale di verificare la fattibilità di uno stoccaggio di CO₂ “supercritica” in un acquifero salino.

Attualmente è in corso da parte di Sotacarbo la caratterizzazione del bacino che si propone da una parte di verificare la idoneità delle caratteristiche del sito al progetto di confinamento della CO₂, dall’altra di raccogliere un alto numero di dati (geochimici, sismici, etc.) sulle condizioni iniziali della zona, da utilizzare come riferimento per il monitoraggio continuo che accompagnerà le fasi sperimentali, quando verrà iniettata nel sottosuolo l’anidride carbonica.

Appare necessario approfondire con ulteriore attività di ricerca multisetore (geofisica, pozzi esplorativi, etc.) la comprensione del modello geologico dell’area in studio e valutare gli effetti ambientali associabili alla presenza di fenomeni di risalita della CO₂ e gli eventuali impatti che questo avrebbe sull’ecosistema.

In data 02.08.2013 è stato siglato il Protocollo tra il MISE e la Regione Autonoma della Sardegna per disciplinare le attività relative al Polo Tecnologico del Sulcis sul carbone Pulito e la realizzazione della Centrale Elettrica con Clean Coal Technology (Progetto CCS Sulcis). A riguardo si prevede che, al termine della sperimentazione ed entro il 30.06.2016, la

Regione Sardegna bandisca una gara per la realizzazione di una Centrale Termoelettrica a Carbone in prossimità del giacimento carbonifero dotata di una sezione di cattura e stoccaggio della CO₂ prodotta. Il protocollo prevede per 20 anni di esercizio dell'impianto un incentivo pari a 30 €/MWh prodotto rivalutato annualmente in base all'inflazione, fino ad un massimo di 2.100 GWh/anno. Il D.L. n. 145/2013 ha normato l'**incentivo** con la **clausola sospensiva** dell'approvazione da parte della Commissione Europea per la compatibilità con le norme europee sugli aiuti di Stato.

Con deliberazione n. 42/22 del 16.10.2013 la Giunta Regionale ha confermato la volontà di realizzare l'intervento "*Centro eccellenza energia pulita*" con l'obiettivo strategico di sviluppare iniziative ad alto contenuto di innovazione tecnologica e di alta valenza per l'industria energetica nazionale e per lo sviluppo socio economico del Sulcis, nonché di utilizzare la Sotacarbo S.p.a. quale strumento operativo.

In data 20 dicembre 2013 è stato firmato un Accordo Quadro fra l'ENEA e la Regione Autonoma della Sardegna avente ad oggetto l'attuazione di programmi di ricerca e sviluppo e specifici progetti di collaborazione a sostegno delle politiche energetiche della Regione. Con tale accordo si crea il "Centro di Eccellenza sull'energia Pulita" attraverso il potenziamento del Centro Ricerche Sotacarbo. In data 08 agosto 2014 è stato siglato l'accordo tra il MISE, la Regione Autonoma della Sardegna, l'Enea e la Sotacarbo SpA, per l'attuazione del Protocollo Sulcis con cui è stato deciso che il documento "*Proposta di linee di attività per il Polo tecnologico del Sulcis – Accordo di programma ricerca di sistema elettrico*", elaborato da ENEA e Sotacarbo, è la base di azione condivisa per il piano decennale (2014-2023) di attività del centro di eccellenza.

7.3 FONTI RINNOVABILI

7.3.1 ENERGIA SOLARE

L'energia solare è la principale fonte di energia del pianeta e presenta caratteristiche di densità energetica, variabilità, dispersione e prevedibilità che rendono complicato il suo sfruttamento; le tecnologie finora sviluppate per lo sfruttamento di questa fonte hanno raggiunto alti livelli di diffusione.

L'energia solare può essere sfruttata per il riscaldamento ed il raffrescamento grazie ai pannelli solari termici, per produrre energia elettrica attraverso la tecnologia fotovoltaica o entrambe mediante la tecnologia solare termodinamica.

SOLARE TERMICO

Gli impianti solari termici sono costituiti da pannelli che producono acqua calda sfruttando l'energia del sole. La radiazione solare riscalda un liquido che circola all'interno dei pannelli. Tale liquido, quindi, trasferisce il calore assorbito a un serbatoio di accumulo d'acqua. L'uso dell'acqua calda accumulata nel serbatoio, al posto dell'acqua prodotta da una caldaia o da uno scaldacqua elettrico, permette un risparmio sui consumi di gas o di energia elettrica.

I pannelli solari termici sono impiegati in genere per la produzione di acqua calda sanitaria, per il riscaldamento degli edifici e anche per la produzione di calore nel settore industriale e agricolo.

Le tipologie di pannelli solari termici più diffusi sul mercato sono principalmente due:

- i pannelli piani vetrati;
- i pannelli sottovuoto.

I pannelli piani vetrati sono costituiti da una piastra metallica posta all'interno di un involucro isolato termicamente, ricoperto anteriormente da una superficie vetrata. La radiazione solare attraversa la superficie vetrata ed è assorbita dalla piastra metallica che si riscalda. Il vetro è utilizzato perché impedisce alla radiazione riflessa dalla piastra di essere

dispersa nell'ambiente, realizzando quello che viene definito "effetto serra". Sul retro della piastra metallica sono saldati i tubi in cui circola il liquido che trasferisce il calore dal pannello al serbatoio di accumulo. Questi pannelli hanno un buon rapporto costi/benefici e un buon rendimento termico in applicazioni in cui le temperature richieste non sono molto elevate, ad esempio per la produzione di acqua calda sanitaria, per il riscaldamento degli ambienti con elementi radianti a pavimento o per il riscaldamento delle piscine. I pannelli sottovuoto sono caratterizzati da condotti di vetro posti sottovuoto, al cui interno sono posizionate le tubazioni che, assorbendo la radiazione solare, riscaldano il liquido in circolazione.

I pannelli sottovuoto sono di più complessa e costosa realizzazione rispetto ai pannelli piani. Allo stesso tempo però hanno un elevato rendimento grazie alle basse dispersioni di energia ottenute con l'impiego dei condotti sottovuoto. Il loro impiego si presta particolarmente per località a bassa insolazione oppure per applicazioni in cui si richiedono elevate temperature (come per esempio il riscaldamento attraverso radiatori o la produzione di vapore).

Le principali, più comuni, tipologie impiantistiche, in cui si possono catalogare gli impianti solari termici, a seconda del modo in cui avviene la circolazione del liquido, sono due:

- impianti a circolazione naturale;
- impianti a circolazione forzata.

Gli impianti a circolazione naturale, di semplice installazione e particolarmente adatti a piccole utenze, sono costituiti da un pannello solare e da un serbatoio di accumulo posto alla sua sommità.

Quando il pannello assorbe la radiazione solare, il liquido al suo interno si riscalda e sale verso l'alto passando dal pannello al serbatoio; contemporaneamente, il liquido dal serbatoio scende nel pannello, dove si riscalda nuovamente. In questo modo il liquido circola portando l'acqua contenuta nel serbatoio di accumulo alla temperatura desiderata. Questo tipo di impianti è utilizzato in particolar modo per la sola produzione di acqua calda sanitaria. Negli impianti a circolazione forzata, il serbatoio di accumulo è posto al di sotto del pannello e la circolazione del liquido avviene grazie ad una pompa.

Questa installazione è ideale, oltre che alla produzione di acqua calda sanitaria, anche alla produzione di acqua per il riscaldamento degli ambienti, potendo in alcuni casi essere utilizzata anche in abbinamento al sistema di riscaldamento tradizionale. Attualmente la tecnologia più diffusa sul mercato italiano è quella relativa ai collettori piani vetrati a circolazione forzata.

I pannelli solari possono anche essere impiegati per il raffrescamento estivo mediante l'utilizzo degli impianti di solar cooling. Oltre ai tradizionali frigoriferi o condizionatori che sfruttano l'energia elettrica per produrre freddo, esistono "macchine ad assorbimento" in grado di produrre freddo utilizzando una fonte di calore. Gli impianti di solar cooling uniscono la tecnologia dei pannelli solari termici con quella delle macchine ad assorbimento: il calore prodotto dai pannelli solari in estate è utilizzato, tramite le macchine ad assorbimento, per il raffrescamento degli edifici.

SOLARE FOTOVOLTAICO.

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente in energia elettrica l'energia radiativa. Vengono sfruttati per questo scopo particolari materiali che, opportunamente trattati, generano elettricità quando sono colpiti dalla radiazione luminosa (effetto fotovoltaico). Il materiale più utilizzato è il silicio, elemento molto diffuso in natura. Il silicio viene utilizzato per la costruzione delle celle fotovoltaiche, collegate fra di loro per costituire il modulo fotovoltaico. I moduli possono essere combinati insieme per costruire l'impianto fotovoltaico. Più alto è il numero di moduli impiegati e

maggiore è la potenza dell'impianto che, in generale, va dai pochi kW degli impianti domestici, alle centinaia di kW per quelli posti sulle coperture di capannoni, fino a diversi MW soprattutto nel caso di impianti installati direttamente a terra. La configurazione dell'impianto prevede l'inserimento a valle dei moduli fotovoltaici di un inverter che trasforma la corrente continua generata dalle celle in corrente alternata direttamente utilizzabile dagli utenti. Infine il sistema è completato da una struttura di sostegno per fissare i moduli alla superficie d'installazione: terreno, tetto, facciata, parete, etc. La struttura può essere fissa o mobile, in grado cioè di seguire il sole lungo il suo percorso. Esiste una particolare tipologia di impianti fotovoltaici, gli "impianti fotovoltaici a concentrazione", composti principalmente da un insieme di moduli in cui la luce del sole è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche.

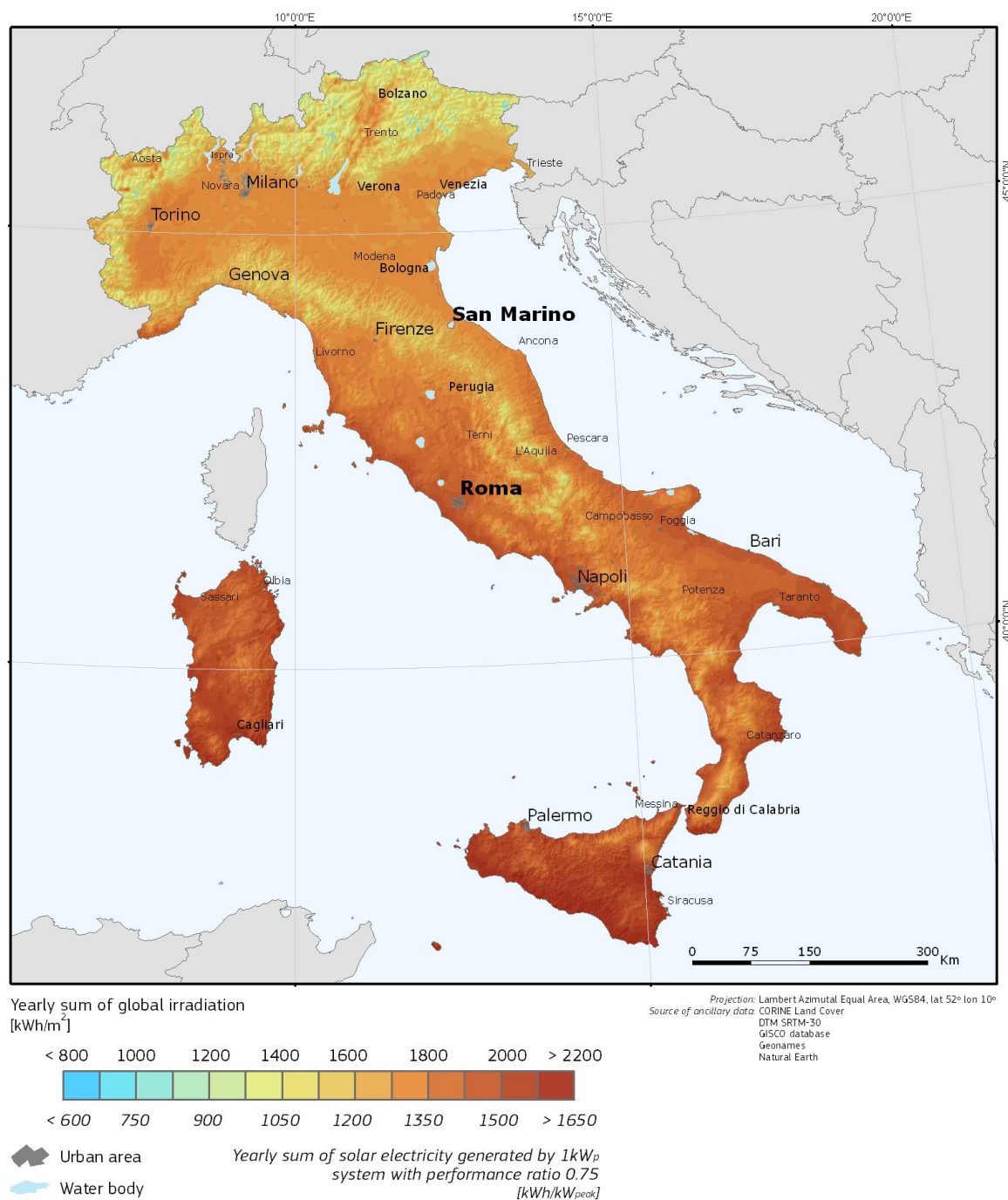


fig. 7.13. Radiazione globale e potenziale di elettricità all'inclinazione ottimale per l'Italia all'anno.

SOLARE TERMODINAMICO

Nella tecnologia solare termodinamica, i raggi solari sono concentrati tramite specchi e convogliati per scaldare un fluido ad alta temperatura. Il fluido riscaldato, trasportato in un serbatoio di accumulo, alimenta una centrale elettrica che, come una centrale tradizionale, sfrutta il calore per produrre elettricità. Sono attualmente in funzione diversi tipi di impianti solari termodinamici: in alcuni casi sono impiegati specchi parabolici o piani, che concentrano il calore verso un tubo attraversato dal fluido, in altri casi vengono utilizzati specchi piani che convogliano i raggi solari verso un unico punto posto in cima a una torre molto alta. Gli impianti solari termodinamici sfruttano essenzialmente la radiazione solare diretta e poco quella diffusa; per questo motivo la loro applicazione risulta efficace solo in zone in cui il clima per una buona parte dell'anno si presenta in prevalenza sereno.

Di seguito si riporta la mappa per l'Italia relativa alla Radiazione globale annua ed al potenziale di produzione di elettricità annuo all'inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici.

7.3.2 ENERGIA EOLICA

Un impianto eolico trasforma l'energia del vento in energia elettrica. Le macchine eoliche di piccola taglia possono essere utilizzate per produrre elettricità per singole utenze o per gruppi di utenze, collegate alla rete elettrica in bassa tensione oppure isolati dalla rete elettrica. Le macchine di media e grande taglia sono utilizzate prevalentemente per realizzare centrali eoliche composte da più turbine, collegate alla rete di media o di alta tensione. Gli impianti eolici si distinguono in impianti on-shore (sulla terraferma) e off-shore (in mare).

Un impianto eolico (o parco eolico) è costituito in generale da uno o più aerogeneratori che trasformano l'energia cinetica del vento in energia elettrica. Le principali componenti di un aerogeneratore sono:

- il rotore (o turbina eolica), costituito da una serie di pale, generalmente in fibre di vetro, calettate ad un mozzo;
- la navicella o gondola o genericamente struttura di alloggiamento, che contiene i sistemi di trasformazione (principalmente il moltiplicatore di giri ed il generatore elettrico) e controllo della macchina;
- la torre, con le fondazioni o strutture di sostegno.

Le dimensioni di un impianto eolico sono molto variabili: da qualche centinaio di Watt di potenza e altezza non superiore a 6 m, agli impianti di grande taglia, che possono superare i 120 metri di altezza e avere una potenza superiore ai 5 MW.

Gli aerogeneratori possono suddividersi in classi di diversa potenza, in relazione ad alcune dimensioni caratteristiche:

- Macchine di piccola taglia (1-200 kW): diametro del rotore, 1-20 metri; altezza torre, 10-30 metri.
- Macchine di media taglia (200-800 kW): diametro rotore, 20-50 metri; altezza torre, 30-50 metri.
- Macchine di grande taglia (oltre 1000 kW): diametro rotore: 55-80 metri; altezza torre: 60-120 metri.

Con DGR n. 40/11 del 07.08.2015 sono state individuate le aree non idonee all'installazione di impianti eolici secondo quanto previsto dal citato articolo 12, comma 10 del decreto del Ministro dello Sviluppo economico 10 recante le Linee guida per l'autorizzazione degli impianti di energia alimentati da fonti rinnovabili.

Di seguito si riporta la mappa del potenziale eolico della Sardegna in termini di velocità media annua del vento in m/s a 25 metri d'altezza.

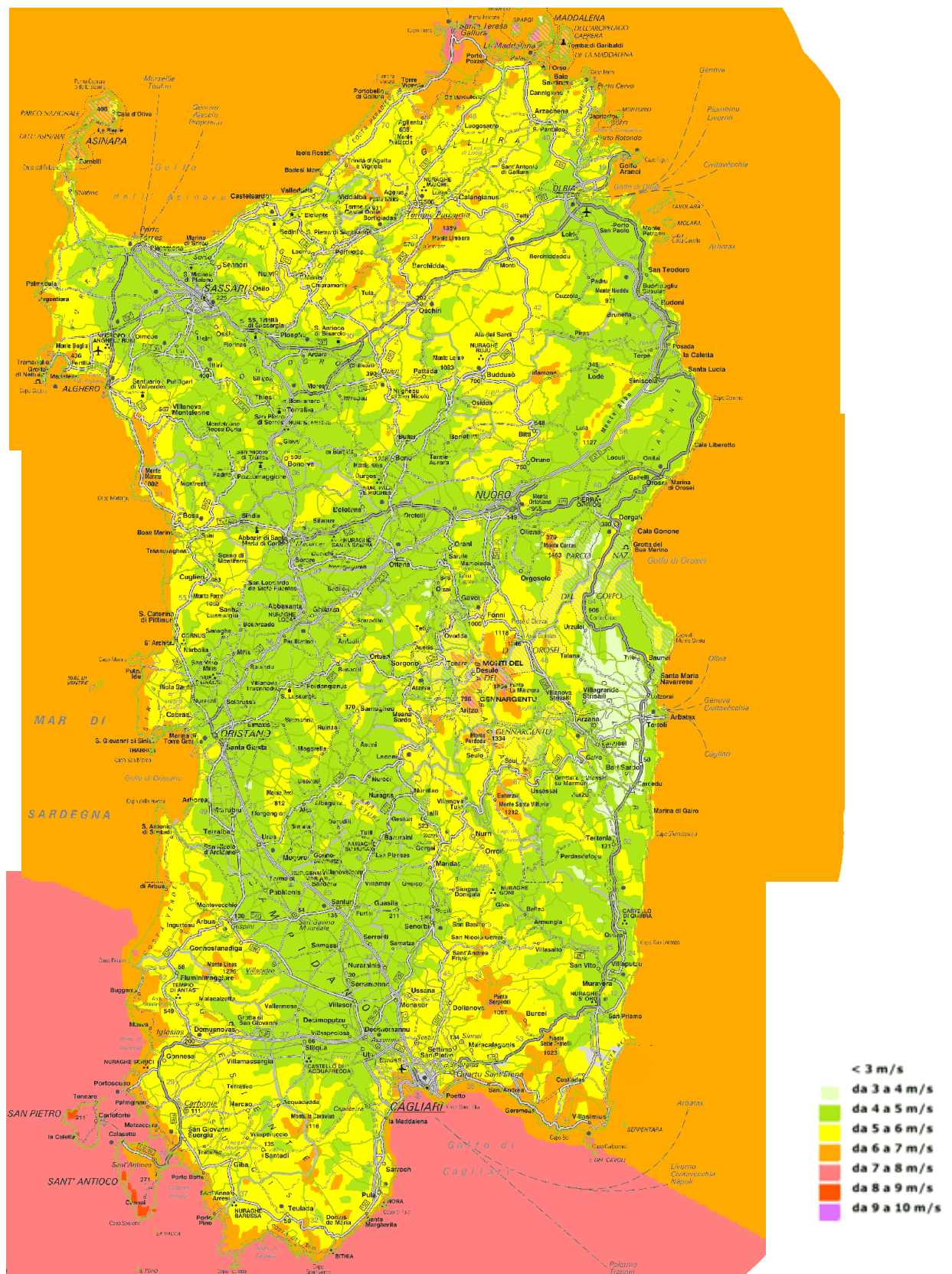


fig. 7.14. Velocità media annua del vento in m/s a 25 metri dall'altezza dal suolo. [Fonte: atlante eolico RSE].

7.3.3 ENERGIA IDROELETTRICA

Gli impianti idroelettrici convertono il movimento di masse d'acqua dolce in energia elettrica. Un impianto idroelettrico è costituito da opere civili e idrauliche e da macchinari elettromeccanici e segue il seguente schema generale:

- una o più paratoie di presa, che possono essere seguite da una vasca di calma per la sedimentazione della sabbia trasportata dalla corrente;
- un canale di derivazione, che può essere in tutto o in parte in galleria;
- una vasca di carico, solitamente dotata di organi di scarico;
- una o più condotte forzate che convogliano l'acqua alle turbine idrauliche;
- un impianto di produzione dell'energia elettrica, in cui sono installate uno o più gruppi turbina-generatore;
- un canale di restrizione dell'acqua turbinata nell'alveo del corso d'acqua a valle dell'impianto.

Non in tutti gli impianti sono presenti tutte le opere sopra indicate. Gli impianti a basso salto, ad esempio, non hanno solitamente la condotta forzata, mentre molti impianti ad alto salto, in particolare i più recenti, non hanno il canale di derivazione, ma solo una condotta forzata.

Gli impianti si classificano in:

Impianti ad accumulo (a bacino o serbatoio). Si tratta di impianti che per produrre energia elettrica sfruttano un bacino idrico naturale (ad esempio un lago ad alta quota) o artificiale. La presenza di un bacino o di un serbatoio permette di regolare gli afflussi di acqua all'impianto, in modo da poter regolare la produzione di energia secondo necessità. La capienza dei bacini naturali è aumentata attraverso la costruzione di sbarramenti, che in molti casi consistono in dighe alte molte decine di metri. L'acqua viene convogliata, attraverso una condotta, dal serbatoio verso una turbina idraulica, che, girando, aziona un generatore che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

Gli impianti idroelettrici ad accumulo sono classificati in base alla durata di invaso dell'impianto, ossia al tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa e pertanto si parla di:

- impianti a serbatoio con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- impianti a bacino: con un serbatoio classificato come “bacino di modulazione” settimanale o giornaliero, con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore;

Impianti ad acqua fluente. In questo tipo di impianti l'energia elettrica è prodotta secondo una modalità del tutto simile a quella precedente. Tuttavia gli impianti ad acqua fluente non dispongono di un bacino (o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore) e quindi non sono in grado di regolare gli afflussi di acqua verso la centrale che produce l'energia elettrica: sfruttano, perciò, la portata disponibile nel corso d'acqua in cui sono installati. La centrale, quindi, produce elettricità con modi e tempi totalmente dipendenti dalla portata del corso d'acqua.

Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua o sui canali di bonifica e la loro produzione dipende dalla portata disponibile nel fiume o nel canale. Sono ricondotti a questa categoria anche gli impianti installati negli acquedotti (in questo caso la turbina idraulica sostituisce la valvola di dissipazione del carico).

Per produrre energia elettrica l'acqua viene opportunamente derivata tramite le opere di presa e convogliata nella vasca di carico dalla quale si dipartono i canali e/o le condotte forzate che vanno ad alimentare le turbine idrauliche. L'albero della turbina è collegato ad un generatore di elettricità, l'alternatore. L'acqua utilizzata nella turbina viene rilasciata a valle dell'impianto senza alcun consumo dell'acqua prelevata a monte. In definitiva un impianto idroelettrico, sfruttando il dislivello topografico esistente tra vasca di carico e l'impianto di produzione, trasforma l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica di rotazione della turbina che viene convertita direttamente in energia elettrica dal generatore.

Nella tabella seguente si riporta l'elenco degli invasi presenti in Sardegna al fine di mostrare il potenziale idroelettrico già sfruttato e quello ancora sfruttabile con le strutture già realizzate.

| Nome diga | PR. | Fiume | Uso | Classifica | Altezza L.584/94 (m) | Volume L.584/94 (mil. mc) |
|-------------------|-----|-----------------------|---------------|---|----------------------|---------------------------|
| ALTO TEMO | SS | TEMO | IRRIGUO | GRAVITÀ A SPERONI PIENI | 54,1 | 91,1 |
| ASSEMINI | CA | GUTTURU MANNU | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 20,5 | 0,2 |
| BAU MANDARA | NU | BAU E MANDARA | IDROELETTRICO | CUPOLA | 19,25 | 0,31 |
| BAU MELA | NU | RIO BAU MELA/CORREBOI | IDROELETTRICO | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 25,5 | 0,24 |
| BAU MUGGERIS | NU | FLUMENDOSA | IDROELETTRICO | GRAVITÀ A SPERONI A VANI INTERNI | 58,7 | 61,44 |
| BAU PRESSIU | CA | MANNU DI NARCAO | POTABILE | GRAVITÀ A SPERONI PIENI | 52,9 | 8,5 |
| BENZONE | NU | TALORO | IDROELETTRICO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 18,8 | 1,39 |
| BIDIGHINZU | SS | RIO BIDIGHINZU | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 40,2 | 12,55 |
| BOSA | NU | TEMO | LAMINAZIONE | ARCO GRAVITÀ | 57 | 28,85 |
| BUNNARI ALTA | SS | RIO SCALA GIOCCA | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 27,6 | 1,2 |
| BUNNARI BASSA | SS | RIO BUNNARI | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 27,5 | 0,45 |
| CANTONIERA | OR | TIRSO | IRRIGUO | GRAVITÀ A SPERONI PIENI | 93,25 | 748,2 |
| CAPRERA | SS | FOSSO SANTO STEFANO | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 16,7 | 0,04 |
| CARRU SEGAU | CA | DE SU CASTEDDU | IRRIGUO | PIETrame CON MANTO | 20 | |
| CASTELDORIA | SS | COGHINAS | IDROELETTRICO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 26,6 | 8,03 |
| CORONGIU 2 | CA | BAU FILIXI | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 19,5 | 0,44 |
| CORONGIU 3 | CA | BAU FILIXI | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 41 | 4,3 |
| CUCCHINADORZA | NU | TALORO | IDROELETTRICO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 45,5 | 18,8 |
| CUGA | SS | RIO CUGA | IRRIGUO | PIETrame CON MANTO | 45,4 | 34,92 |
| CUMBIDANOVU | NU | CEDRINO | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 59,73 | 11,2 |
| DONEGANI | CA | TUVU MANNU | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 28 | 0,31 |
| FLUMINEDDU | NU | RIU DI COSTARA | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 40,3 | 1,94 |
| GENNA IS ABIS | CA | CIXERRI | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 24 | 25,41 |
| GOVOSSAI | NU | RIO GOVOSSAI | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 33,12 | 3,06 |
| GUSANA | NU | TALORO | IDROELETTRICO | CUPOLA | 81,5 | 60,25 |
| IS BARROCUS | NU | FLUMINI MANNU | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 35 | 12,24 |
| LA MADDALENA | SS | VENA LUNGA | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 20,5 | 0,55 |
| LISCIA | SS | LISCIA | POTABILE | GRAVITÀ A SPERONI A VANI INTERNI | 65 | 105,13 |
| MACCHERONIS | NU | POSADA | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA CLS | 31 | 27,8 |
| MEDAU AINGIU | CA | RIO IS CANARGIUS | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 24,06 | 0,24 |
| MEDAU ZIRIMILIS | CA | DE SU CASTEDDU | IRRIGUO | PIETrame CON MANTO | 52 | 17,2 |
| MINGHETTI | NU | RIO ISTITTI | INDUSTRIALE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 25 | 0,08 |
| MOGORO | OR | RIO MOGORO | LAMINAZIONE | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 21,5 | 10,5 |
| MONTE PRANU | CA | PALMAS | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 33,05 | 50 |
| MONTE SU REI | CA | MULARGIA | IRRIGUO | ARCO GRAVITÀ | 94 | 332 |
| MONTEPONI | CA | RIO BELLICAI | IRRIGUO | ARCO GRAVITÀ | 30 | 0,98 |
| MONTI DI DEU | SS | RIO PAGGHIOLU | INDUSTRIALE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 41,5 | 3,12 |
| MONTI NIEDDU | CA | RIO MONTI NIEDDU | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 78,19 | 36 |
| MUZZONE | SS | COGHINAS | IDROELETTRICO | GRAVITÀ ORDINARIA IN MURATURA DI PIETrame CON MALTA | 54 | 258,74 |
| NUR. ARRUBIU | NU | FLUMENDOSA | IRRIGUO | ARCO GRAVITÀ | 112 | 299,27 |
| NUR. PRANU ANTONI | OR | TIRSO | IRRIGUO | TRAVERSA IN CLS | 20,8 | 9 |
| PEDRA E OTHONI | NU | CEDRINO | LAMINAZIONE | PIETrame CON MANTO | 73,7 | 48,66 |
| PUNTA GENNARTA | CA | RIU CANONICA | IRRIGUO | CUPOLA | 57 | 12,6 |
| RIO COXINAS | CA | RIO COXINAS | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 22,3 | 0,19 |

| | | | | | | |
|----------------------|----|-------------------|---------------|-----------------------------------|-------|------|
| RIO LENI | CA | LENI | IRRIGUO | TERRA CON MANTO | 54,03 | 20 |
| RIO MANNU PATTADA | SS | MANNU DE PATTADA | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 61,5 | 76 |
| RIO OLAI | NU | RIO OLAI | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 51,6 | 16,2 |
| RIO PERDOSU | CA | RIO PERDOSU | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 20 | 0,35 |
| RIO TORREI | NU | RIO TORREI | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CALCESTRUZZO | 43 | 0,96 |
| SA FORADA DE S'ACQUA | CA | RIO S'ALLUMINU | IRRIGUO | PIETRAMME CON MANTO | 25 | 1,41 |
| SA TEULA | NU | RIO SA TEULA | IDROELETTRICO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 21,7 | 0,11 |
| SANTA LUCIA | NU | SA TEULA | VARIE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 28,5 | 3,7 |
| SANTA VITTORIA | OR | TIRSO | IRRIGUO | TRAVERSA IN CLS | 12,55 | 1,48 |
| SARROCH | CA | RIU BACCH'E LINNA | IRRIGUO | TERRA OMOGENEA | 22,8 | 0,48 |
| SIMBIRIZZI | CA | | IRRIGUO | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 12,56 | 30,3 |
| SINNAI | CA | RIO S.BARZOLU | POTABILE | GRAVITÀ ORDINARIA IN CLS | 25,2 | 0,21 |
| SOS CANALES | SS | TIRSO | POTABILE | GRAVITÀ A SPERONI PIENI | 47 | 4,34 |
| SURIGHEDDU | SS | QUIDONGIAS | IRRIGUO | TERRA OMOGENEA | 15,75 | 1,93 |

tab 7.21. Elenco delle dighe in Sardegna. Fonte. Ministero infrastrutture e Trasporti . Registro Italiano Dighe.

7.3.4 BIOENERGIE.

La normativa nazionale, recependo quella europea, definisce la **biomassa** come *“la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde urbano nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”*.

Le biomasse possono essere utilizzate per alimentare impianti che generano calore, energia elettrica o entrambe le forme di energia contemporaneamente. Quest'ultimo uso, noto anche come *“cogenerazione”* è quello più efficiente. A seconda della tecnologia e degli usi finali dell'energia prodotta (termici e/o elettrici), è possibile scegliere tra una pluralità di soluzioni impiantistiche. Esse comprendono impianti alimentati da biomasse solide, liquide o gassose.

Possiamo avere biomasse solide legnose (ciocchi, pellet o cippato alberi, tronchi, residui di potatura, ma anche sottoprodotti o residui dell'industria di lavorazione del legno, vergine o trattato) o quelle erbacee (prodotti o residui agricoli). I rifiuti urbani stessi contengono una frazione di biomassa (frazione biogenica o biodegradabile).

I più comuni biocombustibili liquidi (detti anche bioliquidi) sono gli oli vegetali, il biodiesel, il bioetanolo.

Con il termine biogas si indica il gas, composto principalmente da metano e anidride carbonica, prodotto dalla fermentazione anaerobica di sostanze organiche, come ad esempio i prodotti e residui agricoli, le deiezioni animali, i fanghi di depurazione delle acque reflue, la frazione organica dei rifiuti urbani. Il biogas che si origina dalle discariche dei rifiuti urbani viene anche chiamato gas di discarica. Al di là di una fase preliminare di trattamento della biomassa, gli impianti a biomasse sono abbastanza simili a quelli alimentati da combustibili tradizionali. Le centrali termoelettriche alimentate da biomasse solide o liquide effettuano la conversione dell'energia termica, contenuta nella biomassa, in energia meccanica e successivamente in energia elettrica. Le taglie degli impianti possono variare dalle decine di MW delle grandi centrali termoelettriche alimentate da legna, sino alle centinaia di kW dei piccoli gruppi elettrogeni alimentati da bioliquidi o biogas. Le biomasse, se utilizzate all'interno di un ciclo locale di produzione-utilizzazione sostenibile nel rispetto del patrimonio forestale e della biodiversità, rappresentano una preziosa risorsa energetica rinnovabile. Possono presentarsi in una vastissima gamma di tipologie, vergini o residuali di lavorazioni agricole e industriali, in diversi stati fisici, con un ampio spettro di poteri calorifici.

USI NON ENERGETICI BIOMASSE. LA CHIMICA VERDE.

Nell'ambito del progetto Polo Verde è stata presentata l'iniziativa "Polo Verde – Fase 1: Impianti per la produzione di monomeri ed oli lubrificanti, biodegradabili da oli vegetali naturali" presentato dalla società Matrica Spa, nata dalla Joint Venture delle società Polimeri Europa (ora Versalis) e Novamont Spa, e che si propone di realizzare una produzione italiana di monomeri ed oli lubrificanti biodegradabili con caratteristiche innovative. Il progetto si inserisce in un'iniziativa più ampia di investimento che ha la finalità di riconvertire gli stabilimenti dell'esistente sito petrolchimico, basati sulla produzione di etilene e derivati da materie prime fossili e trasformarli progressivamente in un polo produttivo e di ricerca nell'ambito della Chimica Verde. Il Polo Verde è stato oggetto del protocollo di intesa per la Chimica Verde a Porto Torres siglato in data 26.05.2011 tra le società interessate, la Presidenza del Consiglio dei Ministri e Ministeri, enti locali e parti sociali. Le finalità del protocollo sono quelle di favorire la riconversione industriale del sito petrolchimico di Porto Torres in un polo di produzione di materiali biodegradabili che costituisca volano per la ripresa dell'economia locale del comparto chimico e di quelli collegati dell'agricoltura, della ricerca e dell'innovazione e per accelerare gli interventi di bonifica ambientale. Complessivamente l'iniziativa industriale prevede tre fasi (di cui il progetto in questione costituisce la prima) per un totale di 7 nuovi impianti da realizzare:

| FASE I | | | FASE II | | FASE III | | |
|-------------------------|-----------------------------|-----------------|---------------------------------|----------------------|--------------------------|------------------------------|---|
| Impianto Monomeri BIO I | Impianto Lubrificanti BIO I | Centro Ricerche | Impianto additivi BIO per Gomme | Impianto BIO-Fillers | Impianto Monomeri BIO II | Impianto Lubrificanti BIO II | Impianto per la produzione di BIO plastiche |

Tab. 7.22. Fasi progetto Chimica Verde. Fonte: Studio Impatto Ambientale.

IMPIANTI FASE I

Impianto di produzione di monomeri biodegradabili.

Opererà in ciclo continuo 24 ore al giorno per 7 giorni alla settimana per 334 gg/anno per un totale di 8.000 ore anno. La capacità produttiva prevista dell'impianto è pari a ca. 40.000 t/anno e comprende la produzione di monomero per polimerizzazione (acido azelaico), acidi carbossilici per esterificazione e per il mercato glicerina ed altri prodotti secondari tra cui la cosiddetta Frazione Altobollente Vegetale (FAV). Il processo produttivo si servirà delle seguenti materie prime:

- oli vegetali di tipo oleico, con alto contenuto di acido oleico almeno pari all'82%;
- acqua ossigenata diluita al 49,5-50% e aria atmosferica compressa;
- catalizzatori in polvere a base di metalli di transizione (acido tungstico e acetato di cobalto);
- altri additivi per facilitare le operazioni di separazione e purificazione.

A partire da 30.000 t/a di olio di girasole alto oleico si prevede di produrre 14.000 t/a di acido azelaico, 10.300 t/anno di acido pelargonico, 2.900 t/anno di glicerina, 1.824 t/anno di mix palmitico, stearico, 1.968 t/anno di acidi leggeri e 6.700 t/anno di FAV.

Impianto di produzione oli biodegradabili.

Opererà in ciclo discontinuo (batch), 24 ore al giorno, 5 giorni alla settimana estendibile a 7 nel caso di esigenze produttive. L'impianto comprenderà tre linee industriali da 12 t e un impianto pilota da 1 t.

Verranno utilizzate le seguenti materie prime:

- acidi mono e bicarbossilici in parte prodotti nell'impianto monomeri e in parte in stabilimenti esterni;

- alcoli e poli alcoli provenienti da stabilimenti esterni;
- catalizzatori in polvere.

E' prevista una capacità produttiva di 30.000 t/anno di oli lubrificanti biodegradabili a partire da 32.000 t/anno di materie prime.

In data 16 Giugno 2014 è stato inaugurato il primo impianto previsto dal progetto.

7.3.5 ENERGIA DAL MARE.

In varie parti del pianeta sono in corso sperimentazione su diversi impianti che sfruttano il movimento del mare per generare energia elettrica. Questa fonte di energia sta suscitando molto interesse: oltre i tre quarti del nostro globo sono coperti dalle distese marine e l'utilizzo completo dei naturali movimenti marini per l'approvvigionamento di energia elettrica non comprometterebbe gli equilibri marini. La Sardegna è un'isola e come tale ha a disposizione in maniera abbondante tale risorsa anche se sfruttare questa fonte non è immediato e le tecnologie sono ancora embrionali.

Di seguito si riporta la mappa del potenziale medio annuo del moto ondoso al largo delle coste italiane presentata in occasione del workshop "Prospettive di sviluppo dell'energia dal mare per la produzione elettrica in Italia" organizzato dall'ENEA a Roma il 16/17 giugno 2011.

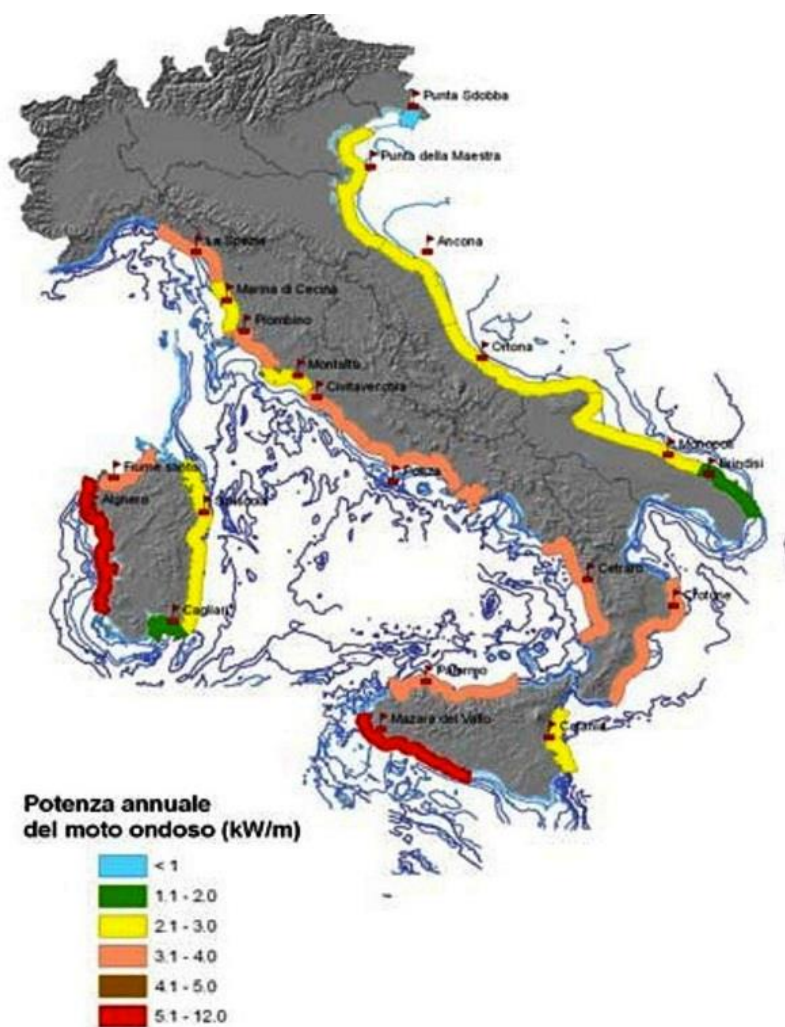


fig. 7.15. Potenza annuale del moto ondoso in Italia. Fonte: Enea-RSE.

In Italia è presente un impianto sperimentale vicino allo Stretto di Messina e sfrutta l'energia delle correnti dello Stretto. I movimenti del mare che possono essere sfruttati, con adeguate tecnologie, per produrre energia elettrica, sono in particolare le maree, il moto ondoso, le correnti marine. Le correnti marine si sviluppano al di sotto del livello del mare a causa di un gradiente di temperatura dell'acqua marina. Tali correnti possono essere sfruttate in maniera simile al vento: la corrente fa muovere un rotore, formato da più pale e collegato ad un asse verticale montato a una piattaforma galleggiante ancorata al fondale marino tramite cavi; la rotazione è trasferita, tramite un moltiplicatore di giri, a un generatore elettrico posto all'interno della piattaforma (impianto Kobold – Stretto di Messina).

A differenza di quanto accade per altre fonti di energia la gamma dei dispositivi impiegati per la conversione dell'energia dal moto ondoso è molto ampia e diversificata.

Sistemi a galleggianti ancorati sul fondale - Archimedes Wave Swing (AWS)

Si tratta di una tecnologia off-shore costituita da una struttura semisommersa, attivata dalle variazioni di pressione statica derivanti dalle variazioni di quota della superficie libera delle onde. La parte superiore della struttura, infatti, è costituita da un cilindro cavo in acciaio, riempito di aria, che si muove in verticale sotto l'azione della variazione di pressione esercitata dal passaggio dell'onda, mentre la parte inferiore della struttura è fissata sul fondale marino. L'aria all'interno della camera cilindrica si comporta come una molla che si comprime o si estende a seconda che la cresta o la valle dell'onda si presenti al di sopra della parte galleggiante della struttura. Esiste una realizzazione funzionante di questo tipo di impianto lungo le coste del Portogallo (Porto) con una potenza massima di circa 2 MW.

Sistemi a colonna d'acqua oscillante – Oscillating Wave Column (OWC)

Si presentano come strutture semisommerse generalmente shoreline, realizzate in acciaio o preferibilmente in calcestruzzo, costituite da una camera di captazione all'interno della quale il livello dell'acqua si innalza e si abbassa ciclicamente per effetto dell'onda incidente. L'onda ascendente in entrata provoca una compressione dell'aria presente all'interno della camera di captazione, nella cui parte superiore è installata la turbina, che viene così messa in rotazione. Analogamente, l'onda discendente provoca una decompressione, anch'essa sfruttata per mettere in moto la turbina. Il funzionamento di tipo pneumatico presenta il vantaggio di non sottoporre la turbina e le altre parti meccaniche all'azione corrosiva diretta dell'acqua marina. Le potenze massime raggiungibili si aggirano fra i 500 ed i 1000 kW, con diametri della turbina compresi fra i 2 e i 3,5 metri, in grado di produrre un apprezzabile effetto volano che riduce le fluttuazioni di potenza. Nel mondo esistono diversi esempi di impianti OWC. In Europa sono operativi l'impianto di Pico delle Azzorre (Portogallo) e quello sull'isola di Islay (Regno Unito).

Oltre ai movimenti marini, dal mare si può produrre energia, tramite tecnologie raffinate e sperimentali, anche sfruttando le differenze di salinità o di temperature naturalmente presenti nelle masse d'acqua. Come accade per l'impianto di La Rance, in Francia, durante l'alta marea è possibile racchiudere l'acqua che si accumula nei pressi delle coste, tramite paratie, all'interno di un bacino artificiale. In questo modo, durante la bassa marea, il bacino si trova a racchiudere l'acqua ad un livello superiore a quello del mare. Analogamente a quanto avviene per un impianto idroelettrico tradizionale, una volta aperte le paratie che delimitano il bacino, il movimento dell'acqua uscente dal bacino stesso potrà essere trasformato in energia elettrica tramite turbine.

7.3.6 ENERGIA AEROTERMICA, GEOTERMICA E IDROTERMICA.

Per energia aerotermica, geotermica e idrotermica si intende l'energia accumulata sotto forma di calore nell'aria ambiente, nella crosta terrestre e nelle acque superficiali, è considerata energia rinnovabile e può essere sfruttata mediante pompe di calore.

Le pompe di calore sono apparecchiature che prelevano calore da un ambiente e, innalzandone la temperatura, lo rendono disponibile ad un ambiente più caldo. Nel riscaldamento invernale di un edificio, una pompa di calore opera sottraendo calore all'ambiente esterno, per fornirlo agli spazi interni, mantenendoli al caldo. Per far avvenire questo processo, opposto a quello spontaneo in cui il calore si trasferisce da un corpo più caldo a uno più freddo, le pompe di calore consumano una certa quantità di energia che può essere fornita, a seconda della tecnologia impiegata, sotto forma di energia elettrica oppure di gas. Facendo uso di sistemi particolarmente efficienti l'energia consumata è però inferiore a quella impiegata da sistemi di riscaldamento tradizionali. Secondo la normativa europea in tema di energia, se il calore catturato da una pompa di calore eccede la quantità di energia necessaria al suo funzionamento, la differenza è considerata energia rinnovabile. Alcune pompe di calore, dette reversibili, possono anche funzionare per il raffrescamento estivo degli ambienti.

I tre flussi di energia che intervengono nel processo operato da una pompa di calore sono: il calore prelevato dall'ambiente a minor temperatura (Q_f), il calore ceduto all'ambiente a maggior temperatura (Q_c) e, infine, l'energia necessaria al funzionamento della macchina (E_n). L'efficienza del processo si misura come rapporto tra l'effetto utile ottenuto e l'energia spesa. Nel caso delle pompe di calore, in cui lo scopo del processo è il riscaldamento, l'effetto utile è il calore ceduto all'ambiente a maggior temperatura (Q_c). Per esprimere l'efficienza del processo si utilizza un Coefficient Of Performance così definito: $COP = Q_c/E_n$. Per pompe di calore elettriche E_n è l'energia elettrica assorbita dalla macchina, mentre per le pompe di calore a gas E_n è invece l'energia contenuta nel gas consumato. In questo secondo caso il COP prende anche il nome di GUE (Gas Utilisation Efficiency).

Quando la pompa di calore reversibile opera ai fini del raffrescamento, l'effetto utile è il calore sottratto all'ambiente freddo (Q_f). Per esprimere l'efficienza del processo si utilizza allora un Energy Efficiency Ratio così definito: $EER = Q_f/L$.

Esistono pompe di calore di vario tipo, a seconda che prelevino calore dall'aria, dall'acqua o dal terreno.

Le pompe di calore ad aria prelevano il calore dall'aria esterna (energia aerotermica) e lo trasferiscono all'interno degli ambienti che si desidera riscaldare. Il meccanismo della pompa di calore si può paragonare a quello di un frigorifero: mentre quest'ultimo sottrae energia termica al proprio interno e la riversa all'esterno, la pompa di calore invece preleva calore dall'aria fredda esterna e lo trasferisce all'interno dell'edificio da riscaldare. Esempi molto diffusi di queste apparecchiature sono gli impianti domestici di climatizzazione che, invertendo il funzionamento estivo in raffrescamento, nella stagione invernale possono essere utilizzati per il riscaldamento.

Le pompe di calore idrotermiche prelevano il calore da una risorsa idrica (energia idrotermica) che può essere di superficie (fiumi, laghi, mare, acque reflue) oppure di falda. Mentre le acque superficiali risentono maggiormente del clima esterno, le acque sotterranee, laddove presenti e prelevabili, hanno una temperatura costante.

Le pompe di calore geotermiche prelevano il calore contenuto nel sottosuolo, l'energia geotermica, per utilizzarla in diversi settori. A riguardo di seguito viene meglio descritta questa forma di energia.

ENERGIA GEOTERMICA

In certi luoghi del pianeta sono presenti fenomeni ben visibili, come geysir e terme, che dimostrano la presenza di acqua riscaldata dagli strati di rocce calde sotterranee: l'interno della Terra, infatti, si raggiungono temperature estremamente elevate ed è presente un'enorme quantità di calore.

Nelle zone in cui gli strati caldi sono particolarmente vicini alla superficie (anomalia geotermica) è possibile sfruttare questo calore per la produzione di energia elettrica. Si dicono geotermoelettrici quegli impianti che trasformano in energia elettrica l'energia termica presente nel fluido caldo estratto dalla Terra. L'Italia è stato il primo Paese al mondo a sfruttare l'energia geotermica per produrre energia elettrica, nel 1904 a Larderello (PI). Un impianto geotermoelettrico trasforma in energia elettrica l'energia termica presente nel fluido geotermico (vapore d'acqua o una miscela di acqua e vapore) che si forma grazie al contatto dell'acqua con strati di roccia calda. Il fluido ad alta pressione e alta temperatura, condotto alla centrale attraverso pozzi di estrazione e tubazioni di trasporto, viene utilizzato in una turbina collegata a un generatore elettrico che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. I bacini sfruttati per la generazione elettrica hanno temperature superiori a 150°C e profondità da poche decine a qualche migliaio di metri. Il fluido geotermico può essere liberato in atmosfera o reiniettato nel sottosuolo.

Geotermia in Sardegna

I numerosi studi sul tema portati avanti dalle Università di Cagliari e di Sassari, sviluppati principalmente tra il 1970 e il 1990 e finalizzati alla definizione delle caratteristiche idrogeochimiche delle principali aree idrotermali della Sardegna, indicano fondamentalmente la presenza di 4 aree geotermiche localizzate lungo le strutture estensionali regionali: Campidano, Valle del Tirso, Anglona e Logudoro. All'interno di queste aree ricadono le diverse manifestazioni idrotermali, che presentano composizione chimica e temperatura costanti nel tempo:

- Anglona: acque Na-Ca-Cl ricche in N_2 , temp. max. 75 °C a Casteldoria;
- Logudoro: acque Na-HCO₃ ricche in CO₂, temp. max. 24 °C a Abbarghente presso Romana.
- Valle del Tirso: acque Na-Cl ricche in N_2 , temp. max. 55 °C a Fordongianus;
- Campidano: acque Na-HCO₃-Cl ricche in CO₂- N_2 , temp. max. 55 °C a Sardara;

In Italia la ricerca geotermica è stata principalmente sviluppata negli anni '80 dal CNR e dal Programma Ricerca e sviluppo sull'Energia Geotermica della Comunità Europea. Nel 1988 è stato realizzato da ENEL, ENI-AGIP, CNR e ENEA con il coordinamento dell'allora Ministero dell'Industria, l'*Inventario delle risorse geotermiche nazionali*. Il progetto è costituito da un insieme di rapporti regionali con relativi elaborati grafici, dal database delle sorgenti geotermiche e dal database dei pozzi. L'*Inventario delle risorse geotermiche della Sardegna*, curato dall'Istituto Internazionale per le Ricerche Geotermiche del CNR di Pisa in collaborazione con l'Università degli Studi di Cagliari, aveva come scopo fondamentale quello di *"fornire una raccolta di elementi utili per la conoscenza delle risorse geotermiche della regione"*. Lo studio fornisce un quadro generale degli aspetti geologici ed idrogeologici della Sardegna ed una descrizione delle principali aree termali ed una valutazione delle temperature in profondità. Le valutazioni sono basate quasi esclusivamente su misure di flusso di calore eseguite in pozzi di piccola profondità. I dati termici disponibili sono concentrati principalmente all'interno della grande depressione tettonica sarda e le informazioni riguardano essenzialmente questo settore. Secondo lo studio la distribuzione delle temperature alla profondità di 1000 e 2000 metri mostra l'esistenza di una diffusa anomalia termica che interessa per tutta la sua lunghezza la cosiddetta "fossa sarda". All'interno di questa anomalia sono rilevabili due aree di massimo termico centrate rispettivamente a Nord, nella zona dell'Anglona e l'altra a Sud nel

Campidano tra Oristano e Cagliari. Le temperature massime prevedibili sono dell'ordine di 100° C a 1000 m e 130°C a 2000 m di profondità. In particolare per quanto riguarda tali aree l'inventario arriva alle seguenti conclusioni.

- **Campidano di Cagliari.** E' presumibile che il basamento di questa area, sprofondato a circa 3000 m, sia interessato da una circolazione di acqua calda originata da infiltrazioni meteoriche che avvengono in corrispondenza delle grandi linee di frattura che bordano ad oriente ed occidente la "depressione sarda". La temperatura nel serbatoio profondo viene stimata pari a circa 130°C.
- **Valle del Tirso.** La circolazione termale avviene attraverso le strutture tettoniche delle rocce del basamento Paleozoico.
- **Logudoro.** Le informazioni idro-geochimiche non forniscono informazioni che supportino l'esistenza di un acquifero caldo a relativa bassa profondità.
- **Anglona.** La circolazione idrica è localizzata nel basamento con approfondimento notevole, oltre i 2000 m.

Di interesse risulta la classificazione delle risorse geotermiche in Italia proposto da un gruppo di lavoro Enel-CNR Pisa ed Università di Bari. Il territorio italiano è stato suddiviso in 4 categorie principali ed ogni categoria è stata suddivisa in classi, secondo la temperatura massima stimata dell'acquifero regionale e della formazione impermeabile all'interno della profondità di riferimento, ed in accordo con la differente potenzialità d'uso della risorsa. Classificazione geotermica del territorio italiano:

- Categoria A: ragionevole certezza della presenza, ad una profondità inferiore a 3 km, di un acquifero contenente fluidi ad una temperatura superiori a 150° C. Queste aree sono di rilevante interesse geotermico.
- Categoria B: ragionevole certezza della presenza, ad una profondità inferiore a 3 km, di un acquifero contenente fluidi ad una temperatura tra 90°C e 150°C. Queste aree sono di moderato interesse geotermico.
- Categoria C: ragionevole certezza della presenza, ad una profondità inferiore a 3 km, di un acquifero contenente fluidi ad una temperatura tra 30°c e 90°C. Queste aree sono di scarso interesse geotermico.
- Categoria D: aree in cui la temperatura possono assumere valori variabili (comunque inferiori ai 150°C), comunque in acquiferi di minore interesse. Queste aree vengono considerate di scarsissimo interesse geotermico.

La classificazione delle superfici emerse del territorio italiano a 3 km di profondità evidenzia per la Sardegna un'areale ricadente nella *classe A1* ubicata nell'area centro-meridionale del Campidano, con $T \sim 150-200^{\circ}\text{C}$. Tutta l'area del Graben Sardo Auct. ricade nella classe B1 con T stimate tra 90-120°C. Il settore centro-occidentale e la punta Nord-occidentale tra Bosa e l'Isola dell'Asinara ricade nella Categoria C (classi C1 e C2) con T fino a 30°C di interesse esclusivamente nell'utilizzo di risorse a bassa temperatura.

Lo studio colloca le principali aree di interesse geotermico della Sardegna nelle categorie A e B (cioè con interesse da buono a moderato) cioè tra le tre regioni con maggiore flusso di calore e quindi elevato gradiente geotermico. Non sono presenti aree della categoria D. Si attribuisce grande potenzialità al territorio della Sardegna per l'utilizzo delle risorse geotermiche, dove vengono individuate aree con T da moderatamente alte (150-200°C) ad alte (90-120°C).

In conclusione, si può affermare che in base alle conoscenze attuali si ipotizza che i fluidi coinvolti nelle anomalie termiche che alimentano le manifestazioni riconosciute in Sardegna derivino principalmente da circolazione di acque di origine meteorica in sistemi fragili profondi, impostati lungo i bordi delle principali depressioni tettoniche cenozoiche o lungo i sistemi di faglie trascorrenti di età Oligocene-Aquitano inferiore. Le aree dove tali fenomenologie sono più evidenti e che le risultanze scientifiche valutano di maggior interesse sono oggetto di richiesta di permesso di ricerca.

Le ricerche operative più antiche finalizzate al reperimento di risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica risalgono al periodo a cavallo tra gli anni '50 e '60 ad opera della Società Elettrica Sarda (SES) nell'area di Casteldoria, in Anglona. Queste ricerche hanno comportato la perforazione (dal 1956 al 1962) di 12 sondaggi con profondità superiori ai 1000 metri, distribuiti in un'area che si estende qualche chilometro ad ovest e a sud della manifestazione termale raggiungendo la località di S. Pietro di Bulzi ad ovest e di Isolana a sud. La perforazione dei sondaggi fu preceduta da rilievi geofisici e, in alcuni pozzi, furono effettuati carotaggi termici per misure di gradiente che evidenziarono un gradiente favorevole alla presenza di fluidi con temperature superiori a 130 °C intorno a 2000 m. Sempre nell'area di Casteldoria, nel 1991-1992, per opera della Comunità Montana Su Sassu-Anglona-Gallura, si registrò una ripresa delle ricerche. I lavori comportarono anche la perforazione di tre pozzi a debole profondità (50 m) per misure termometriche in prossimità dello stabilimento termale in sponda sinistra del Coghinas. Questi tre pozzi furono trasferiti alla Provincia di Sassari che li mise in produzione ad uso dello stabilimento termale. L'interesse per le risorse geotermiche potenzialmente presenti sul territorio della Sardegna è riemerso nel corso degli anni 2010-11.

La Giunta Regionale in considerazione del ruolo strategico che rivestono le risorse rinnovabili, tra cui sono ricomprese anche le risorse geotermiche, con la delibera n. 30/17 del 12.07.2011 ha sospeso i procedimenti relativi alle istanze per il rilascio dei permessi di ricerca e delle concessioni per la coltivazione delle risorse geotermiche, in quanto l'eventuale indiscriminato sfruttamento dell'energia geotermica avrebbe potuto avere gravi ripercussioni di tipo economico – ambientale. Ha dato pertanto mandato al competente Servizio dell'Assessorato dell'Industria di predisporre apposite linee guida contenenti i principi per il rilascio dei titoli minerari, i criteri di preferenza da applicare per lo svolgimento delle procedure concorrenziali ad evidenza pubblica e il relativo procedimento unico, secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 22 del 11.2.2010 (art. 17), come modificato dal D.Lgs. n. 28 del 3.3.2011.

Con Delibera n. 34/41 del 7.8.2012 la Giunta ha approvato le nuove *“Linee guida per la disciplina del rilascio dei titoli per la ricerca e la coltivazione delle risorse geotermiche a scopi energetici nel territorio della Sardegna”*. Le linee guida definiscono le procedure amministrative per il rilascio dei titoli minerari nel rispetto dei primari e fondamentali principi di semplificazione amministrativa e di salvaguardia del territorio regionale.

Inoltre, viste le D.G.R. n. 34/27 del 18.8.2011 e n. 35/20 del 30.8.2011, con le quali erano stati rispettivamente sospesi i procedimenti relativi alle istanze per la verifica di assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) inerenti istanze di permessi di ricerca ed i procedimenti relativi al rilascio degli stessi permessi, vengono:

- riavviati i termini dei procedimenti per il rilascio dei permessi di ricerca delle istanze già presentate all'Assessorato dell'Industria, previo adeguamento delle stesse alle linee guida;
- riavviati i termini dei procedimenti relativi alle istanze per la verifica di assoggettabilità alla VIA inerenti ai permessi di ricerca già presentati, previa verifica di ammissibilità ai sensi delle linee guida;

A seguito dell'emanazione delle Linee Guida, tutti i soggetti che avevano presentato richiesta di rilascio di permesso di ricerca sono stati invitati a riconfermare l'interesse ed a riadeguare la documentazione presentata.

Le risorse geotermiche a bassa entalpia e le pompe di calore

Le pompe di calore geotermiche usano il terreno come fonte di calore. Già a pochi metri di profondità, la temperatura è approssimativamente costante durante tutto l'anno, grazie alla crosta terrestre, che trattiene e immagazzina il calore. Il trasporto dell'energia termica è effettuato mediante una miscela composta di acqua e liquido antigelo, lungo tubazioni che possono essere verticali o orizzontali. Gli impianti verticali sono inseriti in perforazioni piuttosto profonde (pozzi veri e propri), mediante sonde geotermiche. Quelli orizzontali, invece, sono impianti che possono avere uno sviluppo lineare,

a serpentine o a spirale. I recenti progressi tecnologici nel campo della produzione di energia da fonti geotermiche hanno reso sempre più interessante e conveniente l'utilizzo delle fonti geotermiche a bassa temperatura.

Con il termine "geotermia a bassa entalpia" si individua l'utilizzo del calore del sottosuolo o delle falde acquifere a fini termici, in particolare per la climatizzazione (riscaldamento e raffrescamento) degli ambienti. Questa energia è facilmente accessibile, disponibile ovunque, in maniera continua ed è rinnovabile perché alimentata dal flusso di calore.

Le nuove tecnologie rendono l'utilizzo dell'energia geotermica, e nello specifico l'uso diretto del calore geotermico a bassa entalpia tramite l'utilizzo di pompe di calore, un'alternativa conveniente e praticabile sia per il riscaldamento e la refrigerazione residenziale, sia per ridurre il consumo energetico delle industrie e delle piccole e medie imprese, con notevoli vantaggi economici ed ambientali. E' oggi possibile ottenere energia termica sfruttando la sola differenza di calore tra il sottosuolo e la superficie, grazie all'utilizzo dei cosiddetti sistemi di geoscambio (sonde geotermiche a circuito chiuso o aperto, accoppiate a pompe di calore). Tuttavia, un quadro normativo ancora da perfezionare (legato sostanzialmente al rilascio dei permessi), gli alti costi di investimento iniziale ed una ancora limitata diffusione delle pompe di calore e dei vantaggi associati a tale tecnologia rappresentano un freno per gli investimenti ed il principale ostacolo per lo sviluppo della geotermia a bassa temperatura.

Il grande vantaggio della geotermia è la stabilità termica della sorgente: a partire da 20-25 metri di profondità la temperatura del terreno non risente dei cambiamenti della temperatura esterna (variazioni diurne e stagionali) e rimane costante, con valori analoghi a quelli della temperatura media annua del sito (circa 12-15 °C per l'Italia). Questa risorsa a bassa temperatura e a limitata profondità è disponibile praticamente ovunque, e può essere usata con soluzioni impiantistiche a circuito chiuso, o a circuito aperto, in funzione della disponibilità dell'acqua di falda e degli eventuali vincoli normativi per il loro utilizzo. In Sardegna a 100 m di profondità la temperatura è compresa tra 14 e 17 °C, variando a seconda della temperatura media annua del luogo, del gradiente geotermico e della presenza di circolazione idrogeologica nel sottosuolo. Al di sotto dei 100 m, la temperatura aumenta in media 2,5 – 3 °C ogni 100 m, salvo alcuni siti specifici dove esistono anomalie termiche rilevanti.

Grazie alle conoscenze oggi disponibili è possibile un utilizzo sostenibile di questa risorsa, praticamente ovunque, mediante sistemi geotermici a circuito aperto, cioè con prelievo di fluidi (open loop), o a circuito chiuso, cioè con solo scambio di calore (closed loop). In condizioni standard, l'economicità di tale utilizzo risulta maggiore o minore, a seconda del tipo di impianto (aperto o chiuso), delle proprietà termiche dei terreni e degli acquiferi, della dimensione e della modalità di utilizzo degli impianti. I campi di applicazione di questa tecnologia sono i più variegati: dalla piccola utenza, come ad esempio una singola abitazione con una potenza installata di 5-6 kWt, a complessi residenziali di decine di appartamenti con potenze di impianto dell'ordine delle centinaia di kWt, fino ad impianti con pompe di calore accoppiate a scambiatori nel terreno con una potenza di installazione di oltre 1 MW_t.

L'impianto ideale è quello che produce il massimo risparmio energetico, con tempi brevi di ritorno economico dell'investimento e con invarianza nel tempo della temperatura alla sorgente. Quest'ultimo aspetto garantisce la sostenibilità dell'utilizzo del calore geotermico. Dal punto di vista ambientale, i sistemi geotermici a pompa di calore riducono fortemente la produzione di emissioni di sostanze clima-alteranti in atmosfera, azzerandole in loco per il caso delle pompe di calore elettriche. Inoltre, se si fornisse alle pompe di calore elettriche un'alimentazione di energia proveniente da pannelli fotovoltaici, allora le emissioni globali risulterebbero pari a zero, con un risparmio di circa 3 t CO₂/anno per un edificio monofamiliare, a confronto con un edificio con impianto tradizionale.

7.4 METANO. RISORSE ENDOGENE POTENZIALI.

Le risorse degli idrocarburi sul territorio regionale rientrano nella categoria delle risorse potenziali. Vengono infatti considerate risorse potenziali quelle aree che risultano essere adeguate per poter permettere l'esplorazione diretta, ma per le quali i dati al momento disponibili risultano inadeguati per poter consentire una stima quantitativa e qualitativa delle risorse in maniera certa. Pertanto, come definito dai detentori dei titoli minerari, si possono ipotizzare solo riserve possibili o probabili.

Il tema della presenza di idrocarburi nel sottosuolo della Sardegna è stato affrontato a partire dal 1960, quando la Regione Sarda costituì la SAIS - Società per Azioni Idrocarburi Sardegna, in collaborazione con la Wintershall A.G. di Kassel (Germania). Allo scopo di verificare la loro presenza sul territorio regionale furono eseguiti tre sondaggi, profondi 1700-1.800 m, che diedero tutti esito negativo. Il primo pozzo, denominato "Oristano 1", fu eseguito nel 1961 presso le case Sassu, nel limite nord-occidentale dello Stagno di Sassu, in territorio di Arborea-Santa Giusta, e raggiunse la profondità di 1.802 m. Il secondo pozzo, denominato "Oristano 2" fu perforato nel 1962 presso Riola Sardo e raggiunse la profondità di 1.700 m. Il terzo pozzo, denominato "Campidano 1" è stato perforato nel 1963 presso Villasor, nel Campidano Meridionale, ed ha raggiunto la profondità di 1700 m. Le tecnologie di esplorazione dell'epoca ed i dati disponibili non giustificavano la prosecuzione delle attività provocando il conseguente abbandono della ricerca. In tempi successivi, nel 1974, un quarto pozzo è stato perforato in mare nel Golfo di Cagliari, al largo di Pula, dall'AGIP Spa. Il pozzo ha raggiunto la profondità di 2.377 m ed ha avuto anch'esso esito negativo. Successive ricerche, con metodologie indirette, sono state condotte sempre dall'AGIP e dalla Progemisa Spa, società regionale del gruppo EMSA, a partire dagli anni '90. Le ricerche hanno confermato il potenziale minerario in diverse aree del territorio regionale.

I grandi sviluppi che hanno avuto le conoscenze della geologia della Sardegna nel corso dell'ultimo ventennio hanno portato a ridefinire e meglio puntualizzare il quadro geodinamico che ha interessato il blocco Sardo-Corso, in relazione agli eventi dell'intero bacino del Mediterraneo ed in particolare al settore franco-spagnolo del blocco europeo, al blocco in cui ricade il continente italiano ed al blocco nordafricano. Il miglioramento della conoscenza della struttura geologica della Sardegna, la disponibilità di tecnologie esplorative innovative ed un nuovo interesse di natura economica finalizzata al reperimento di materie prime energetiche hanno spinto alcune società, in questi ultimi anni, a richiedere il rilascio di nuovi permessi di ricerca per riprendere le ricerche di idrocarburi nel sottosuolo isolano.

Al momento risultano vigenti sulla terra ferma due permessi ricerca (PR) entrambi della società SARAS S.p.A: P.R. Eleonora appunto e P.R. Igia (18.700 ettari nel Medio Campidano).

Gli studi preliminari condotti dalla società sulla gran parte della Piana del Campidano hanno consentito di verificare la presenza di tutte le condizioni e i processi atti alla formazione, accumulo e conservazione di idrocarburi, in particolare sotto forma di gas metano, nel sottosuolo sardo. Le indagini, realizzate utilizzando metodi geofisici e geochimici e l'applicazione di modelli interpretativi, hanno evidenziato la presenza di potenziali accumuli di gas metano nel bacino sedimentario dell'oristanese. Per la verifica della fondatezza dei risultati della ricerca, la Saras S.p.A. con il cosiddetto "Progetto Eleonora" ha deciso di passare alla fase esplorativa diretta ed ha richiesto il permesso per la realizzazione di un unico pozzo a carattere esplorativo in corrispondenza dell'area rivelatasi maggiormente idonea. Nel Giugno del 2011 ha pertanto presentato presso l'Assessorato Ambiente un'istanza di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto

ambientale relativa alla *"Realizzazione di un pozzo esplorativo per la ricerca di idrocarburi nel Permesso di Ricerca denominato Eleonora"*. La proposta progettuale prevedeva la realizzazione di un pozzo denominato Eleonora 1 Dir, della profondità di 2.850 metri, entro l'area del permesso di ricerca "Eleonora" che si estende su una superficie di circa 44.300 ettari nell'entroterra del Golfo di Oristano. Detto pozzo avrebbe dovuto utilizzare una tecnica che avrebbe dovuto consentire il raggiungimento di cinque obiettivi minerari a profondità variabile, non allineati sulla stessa verticale ma traslati progressivamente verso Nord-NordEst. Il punto di inteso del pozzo era previsto a circa 4,5 km dall'abitato di Arborea .

L'obiettivo del progetto era la valutazione della presenza degli idrocarburi, della loro quantità, qualità e delle condizioni minerarie generali. Tali dati sono considerati preliminari ma indispensabili per poter valutare e definire gli scenari di sviluppo e di produzione e per poter predisporre un progetto esecutivo sulla loro valorizzazione. Tali attività rientravano nella fase conclusiva di valutazione delle potenzialità del Permesso di ricerca e costituivano la base per la predisposizione di un eventuale progetto esecutivo da allegare, nel caso di esito positivo delle ricerche e le valutazioni tecnico-economiche, alla richiesta di rilascio della Concessione mineraria alla Regione Sardegna.

Le source rocks individuate come sorgenti (Formazione delle Marne di Ales dell'Aquitaniense-Miocene), hanno mostrato buone potenzialità di generazione di idrocarburi, prevalentemente del tipo gassoso (metano). Esse sono state classificate come rocce madri del Tipo III capaci di generare in prevalenza idrocarburi gassosi. Tale dato è stato confermato attraverso l'analisi dei segnali sismici (anomalie e DHI) che hanno confermato la presenza di gas in corrispondenza dei principali orizzonti indiziati. Lo studio geochimico effettuato sui campioni di acque e suoli hanno mostrato la presenza di metano termogenico in corrispondenza delle aree indiziate presenti nel sottosuolo.

La stima preliminare degli idrocarburi ipotizzati, effettuata sulla base di dati diretti (campionamenti, analisi e studi geochimici) e dati indiretti, ha consentito di individuare 5 potenziali serbatoi tra -600 e -2800 metri in arenarie compatte con una potenzialità complessiva fino a 3 miliardi di m³ recuperabili di Metano. Una volta completato il pozzo, per verificare il reale rendimento dei livelli produttivi sono necessarie delle prove di erogazione di breve durata per valutare la portata di erogazione del pozzo, al fine di ricavare informazioni sulla capacità del reservoir.

L'istanza di VIA per il pozzo ed il relativo Studio d'Impatto Ambientale (S.I.A.) sono stati presentati nel mese di marzo del 2013. La proposta di realizzazione del pozzo ha generato un forte dibattito a livello politico, economico e sociale sia in ambito regionale che in ambito locale, con comitati, associazioni ed organizzazioni di categoria che si sono opposti al rilascio dell'autorizzazione per la sua realizzazione.

In data 09 settembre 2014 il Servizio SAVI dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente ha comunicato alla società l'improcedibilità dell'istanza a causa della sua incompatibilità con gli strumenti di pianificazione regionale e comunale.

Avverso tale comunicazione di improcedibilità nel novembre del 2014 la società ha presentato ricorso al competente TAR Sardegna che con sentenza Sez. II n. 1057 del 2 ottobre 2015 ha respinto il ricorso presentato dal proponente.

CAPITOLO 8. IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE. IL MACROSETTORE ELETTRICO.

8.1 PREMESSA

Il sistema energetico elettrico della Sardegna è attualmente la principale infrastruttura energetica dell'isola. Esso presenta delle caratteristiche, sia in termini di consumo che di struttura e configurazione del parco di generazione che, unitamente alle condizioni di insularità, lo rendono unico nel panorama energetico europeo e ideale per l'analisi e la valutazione tecnica ed economica di processi di transizione energetica quali quelli in atto. Allo scopo di fornire gli elementi chiave per lo sviluppo dell'attività di pianificazione verranno di seguito riportati, relativamente a tale sottosistema, i dati relativi alla struttura e alla composizione del consumo energetico, rappresentandone anche l'evoluzione nel tempo. Allo stesso modo verrà descritta l'evoluzione e lo stato attuale del sistema di generazione elettrica. Infine, verrà analizzata sia la struttura del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sia le caratteristiche del mercato elettrico regionale e la sua contestualizzazione nel mercato nazionale. Di seguito vengono sinteticamente riportati i dati relativi al consumo, alla generazione, alle infrastrutture e al mercato ritenuti più significativi. Nei paragrafi successivi verrà riportato il dettaglio dell'analisi del sistema energetico elettrico e le fonti da cui tali indicatori sono stati ricavati.

Consumo

- I consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel 2014 sono stati di 8.378 GWh.
- Il consumo pro capite di energia elettrica in Sardegna nel 2014 è stato di 5.035 kWh/anno
- Il consumo pro capite nel settore domestico di energia elettrica in Sardegna nel 2014 è stato di 1.270 kWh/anno
- I Consumi Finali Lordi, come definiti nel DM 15 marzo 2012, risultano pari a 9.717,1 GWh
- Si è registrata una diminuzione dei consumi finali dal 2013 al 2014 pari al 2,64 %
- Il settore merceologico di maggior consumo nel 2014 è stato quello industriale (45,3% dei consumi totali)
- Nel 2014 il 72,7% dei consumi di energia elettrica è geograficamente localizzato in tre delle otto provincie della regione (Cagliari, Sassari e Carbonia Iglesias);
- La distribuzione comunale del consumo di energia elettrica è disomogenea, evidenziando la presenza di distretti energetici.
- L'evoluzione dei consumi nel settore manifatturiero di base non è correlata con quella nazionale ed è caratterizzata nel periodo 2006-2014 da una significativa riduzione pari a circa 3.482 GWh corrispondente a circa il 63% del valore registrato nel 2006.
- L'evoluzione dei consumi nei settori domestico, terziario e agricoltura è in linea con quella nazionale
- Si registra una modifica dei diagrammi di carico orari estivi ed invernali della regione Sardegna con spostamento del picco di potenza nelle ore notturne
- Si registra una riduzione del picco massimo di potenza richiesta da circa 2.000 MW, registrato nel 2011, a circa 1.450 MW nel 2013, a circa 1.400 MW nel 2014
- Sulla base dei dati provvisori, si stima un consumo finale nel 2015 di circa 8.450 GWh con

consumi di poco superiori a quelli del 2014.

Generazione

- La produzione lorda di energia elettrica nel 2014 è stata pari a 13.936,4 GWh;
- La produzione netta immessa in rete destinata al consumo è stata pari a 12.888,4 GWh
- L’esportazione di energia elettrica nel 2014 dalla Sardegna è stata pari a 4.083,5 GWh.
- L’energia annua esportata dalla Sardegna dall’anno di entrata in esercizio del SaPel (2010) è progressivamente aumentata raggiungendo un incremento percentuale rispetto ai valori registrati nel 2009 (896,4 GWh) pari al 356% .
- Si stima, sulla base dei dati provvisori, che nel 2015 l’energia elettrica esportata sarà pari a circa 3.000 GWh
- Nel 2013 la produzione di energia da fonte rinnovabile riferita al Consumo Finale Lordo elettrico (CFL-E) regionale è stata del 45,80 %
- Nel 2014 la percentuale di produzione di energia da fonte rinnovabile nel settore elettrico è stata del 28 % rispetto alla produzione totale netta
- Oltre il 90% della produzione netta di energia elettrica da impianti termoelettrici è concentrata in tre centri di produzione
- Nel 2013 i consumi di energia primaria del settore termoelettrico sono stati pari a 2.840 kTep;
- Il mix delle fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche della Sardegna è il seguente: 42% carbone, 49% derivati del petrolio, 9% biomasse.
- La produzione di energia elettrica delle centrali termoelettriche regionali nel periodo 2006-2013 è diminuita con un tasso medio annuo del 2,2%.
- Le emissioni di CO₂ associate alla produzione di energia elettrica sono pari a circa 9,3 Mton^{3,4}
- Il fattore di emissione specifica di CO₂ relativo alla produzione lorda di energia elettrica in Sardegna è stato nel 2013 pari a 648 g/kWh¹, superiore rispetto alla media nazionale di oltre il 90%^{1,2}
- Dal 2005, anno di avvio della “FASE DUE” dell’ETS, si è registrata una riduzione delle emissioni di CO₂ nel comparto elettrico in termini assoluti pari a circa il 25%

Infrastruttura

- Il sistema elettrico regionale è interconnesso con il sistema energetico nazionale tramite le connessioni in continua denominate SaPel (1.000 MVA) e SaCol (300MVA).
- Il sistema elettrico sardo è connesso in alternata con il sistema elettrico della Corsica con il SARCO (150kV 100-50MW)
- La struttura elettrica di trasmissione dell’energia è caratterizzata da un’unica dorsale di altissima tensione a 380 kV utilizzata per interconnettere i due principali poli di consumo e produzione dell’isola

³ Riferimento dati ISPRA della Regione Sardegna

⁴ Banca dati European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR)

Mercato

- La struttura delle rete di alta tensione a 220 kV è debolmente magliata e sono previsti nel piano di sviluppo della rete diversi potenziamenti
 - La presenza significativa di fonti energetiche rinnovabili sulla rete di trasmissione ha richiesto la pianificazione di diversi interventi di potenziamento
 - Vi è la presenza sulla rete di distribuzione di diverse località nelle quali si sono registrate inversioni di potenza
 - Si è registrata una rapida proliferazione del sistema di generazione distribuita sul territorio con una forte incidenza sulla rete di distribuzione
-
- Il prezzo medio di acquisto dell'energia nazionale (PUN) nel 2014 è stato di 52,08 €/MWh con un decremento rispetto all'anno precedente del 17,3%, confermando il trend del 2013 e raggiungendo il minimo storico dall'avvio del mercato
 - Il mercato delle emissioni di CO₂ per il settore elettrico è entrato in esercizio a seguito dell'obbligo per la produzione di energia elettrica di acquisto dei permessi di emissione (EUA), registrando un valore medio nel terzo trimestre 2015 di circa 8 €/ton
 - Secondo gli analisti⁵ dall'inizio del 2015 i prezzi delle emissioni seguono un trend di medio lungo termine crescente
 - L'immissione sul mercato elettrico di quote di generazione da fonti energetiche rinnovabili incentivate ha modificando gli equilibri del mercato elettrico riducendo progressivamente le marginalità associate alla produzione da fonti fossili
 - Incremento della percentuale dei volumi immessi sul mercato a prezzo nullo
 - Il grado di concorrenza del Mercato Elettrico Sardo valutato secondo l'indice CR3 nel 2014 è il più basso d'Italia evidenziando la mancanza di un mercato competitivo
 - I volumi scambiati nel 2014 hanno mostrato una riduzione rispetto al 2013, associata prevalentemente al calo degli scambi sui mercati spot gestiti dal GME, che segnano il loro minimo storico
 - Lo sviluppo della generazione distribuita da fonte rinnovabile ha dato luogo a un processo di convergenza tra PUN di picco e PUN fuori picco lavorativo, il cui rapporto è progressivamente calato per stabilizzarsi intorno a 1,2 nel biennio 2013-14, valore tra i più bassi in Europa
 - Relativamente alla zona di mercato Regione Sardegna, nel 2014 si è osservato un prezzo zonale medio allineato con il PUN e di solo 5 €/MWh superiore rispetto al prezzo medio del Sud.;
 - Il rapporto Picco/Fuori Picco del Prezzo Zonale medio della Sardegna nel 2014 è stato inferiore rispetto al corrispettivo valore calcolato sul PUN.
 - L'approvvigionamento dei servizi di rete (essenzialmente regolazione tensioni e riserva) nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) è risultato per la Sardegna ancora tra i più elevati a livello nazionale soprattutto se confrontato con le dimensioni di consumo dei diversi mercati zionali italiani.

⁵ Thomson Reuters Point Carbon "The outlier- an outlook for short-term carbon prices" 29/09/2015

Di seguito si riportano i bilanci dell'energia elettrica in Sardegna espressi in GWh relativi al periodo 2005-2014.

| Voce Bilancio | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ05-14 % |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Produzione lorda | 14.526 | 15.127 | 14.795 | 14.159 | 14.200 | 14.134 | 14.276 | 14.535 | 14.365 | 13.936 | -4,1% |
| Servizi ausiliari della Produzione | -1.017 | -1.053 | -1.102 | -1.015 | -1.050 | -987 | -1.046 | -978 | -889 | -912 | -10,3% |
| Produzione netta | 13.509 | 14.074 | 13.693 | 13.145 | 13.150 | 13.147 | 13.230 | 13.557 | 13.476 | 13.024 | -3,6% |
| Energia destinata ai pompaggi | -477 | -515 | -426 | -514 | -444 | -352 | -212 | -211 | -178 | -136 | -71,5% |
| Produzione destinata al consumo | 13.032 | 13.559 | 13.267 | 12.631 | 12.706 | 12.795 | 13.018 | 13.347 | 13.298 | 12.888 | -1,1% |
| Saldo import/export con l'estero + altre regioni | -420 | -824 | -670 | -154 | -896 | -1.021 | -1.225 | -2.348 | -3.994 | -4.084 | 872,4% |
| Fabbisogno | 12.612 | 12.735 | 12.597 | 12.477 | 11.810 | 11.774 | 11.793 | 10.999 | 9.304 | 8.805 | -30,2% |
| Perdite | -575 | -515 | -801 | -542 | -566 | -600 | -528 | -477 | -699 | -427 | -25,7% |
| Consumi | 12.037 | 12.220 | 11.796 | 11.935 | 11.244 | 11.174 | 11.265 | 10.522 | 8.605 | 8.378 | -30,4% |

Tab. 8.1. Il bilancio elettrico della Regione Sardegna. Anni 2005-2014. Fonte: Terna.

8.2 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Il periodo compreso tra il 2011 e il 2014 è caratterizzato dalla presenza di processi di variazione del consumo elettrico particolarmente significativi associati sia allo spegnimento delle celle elettrolitiche dello stabilimento di produzione dell'Alluminio di Portovesme sia alla crisi economica che ha colpito l'Italia e, in particolare, la Sardegna. Allo scopo di evidenziare l'effetto prodotto da tali eventi sui consumi energetici elettrici nell'isola, si riporta una analisi comparativa dei consumi registrati nel 2011, in una condizione di pieno esercizio dello stabilimento ALCOA, e nel 2014, in cui i consumi dello stesso stabilimento non erano più presenti. In particolare, nella Figura 8.1 è riportato il confronto tra la ripartizione percentuale dei consumi di energia elettrica tra i diversi settori merceologici relativi agli anni 2011 e 2014. I consumi finali assumono rispettivamente il valore di 11.265,5 GWh e 8.377,9 GWh.

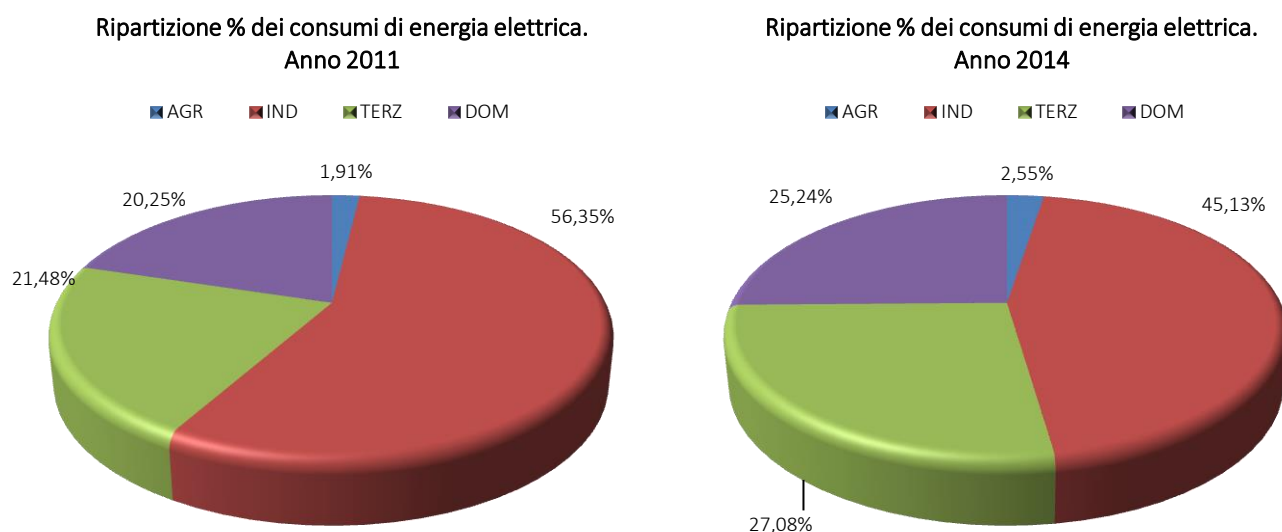


Fig. 8.1 Ripartizione dei consumi di energia elettrica in Sardegna nel 2011 e nel 2014 suddivisi per settore merceologico. Fonte: dati Terna.

Dal confronto si evince che il settore industriale è stato sia nel 2011 che nel 2014 quello con il maggior consumo elettrico, registrando però una riduzione tale da variare di circa undici punti percentuali la sua incidenza sul consumo elettrico dell'intera isola, passando dal 56,35% dei consumi complessivi della Regione Sardegna nel 2011 al 45,13% nel 2014.

Nella Figura 8.2 è riportato il confronto tra la ripartizione percentuale dei consumi in funzione del livello di tensione delle forniture di energia elettrica relativo agli anni 2011 e 2013. Dal confronto si evince come la ripartizione abbia subito notevoli modifiche nel corso degli anni, a causa delle mutate condizioni di carico e di consumo del sistema elettrico sardo. In particolare, la Figura 8.2 mostra per il 2011 una concentrazione di quasi il 50% dei consumi sulle forniture in Alta Tensione; mentre nel 2013 circa il 48% dei consumi è concentrato sulla Bassa Tensione, con una riduzione dell'incidenza dei consumi sulla rete di AT di circa 15 punti percentuali. La correlazione tra i dati riportati nelle Figure 8.1 e 8.2, consente di evidenziare che il forte ridimensionamento del comparto industriale, con la chiusura dei principali stabilimenti collegati in AT, sia la causa principale di questa differente ripartizione dei consumi isolani sui diversi livelli di tensione. È comunque importante evidenziare come il sistema energetico elettrico dell'isola nel 2011 fosse totalmente asservito ad alimentare un numero estremamente limitato di utenze industriali e terziarie di grandi dimensioni (0,25% delle utenze totali) che rappresentavano un carico energetico pari a circa il 61% del consumo totale. Nel 2013 questa condizione si è appunto modificata, in quanto le grandi utenze industriali rappresentano lo 0,4% delle utenze totali e coprono circa il 34% del consumo totale dell'isola. Tale analisi evidenzia la significativa modifica subita nella configurazione di carico elettrico dalla Sardegna negli ultimi 3 anni, mettendo in luce alcune criticità del sistema energetico elettrico sardo in presenza di fenomeni di instabilità economica e/o industriale.

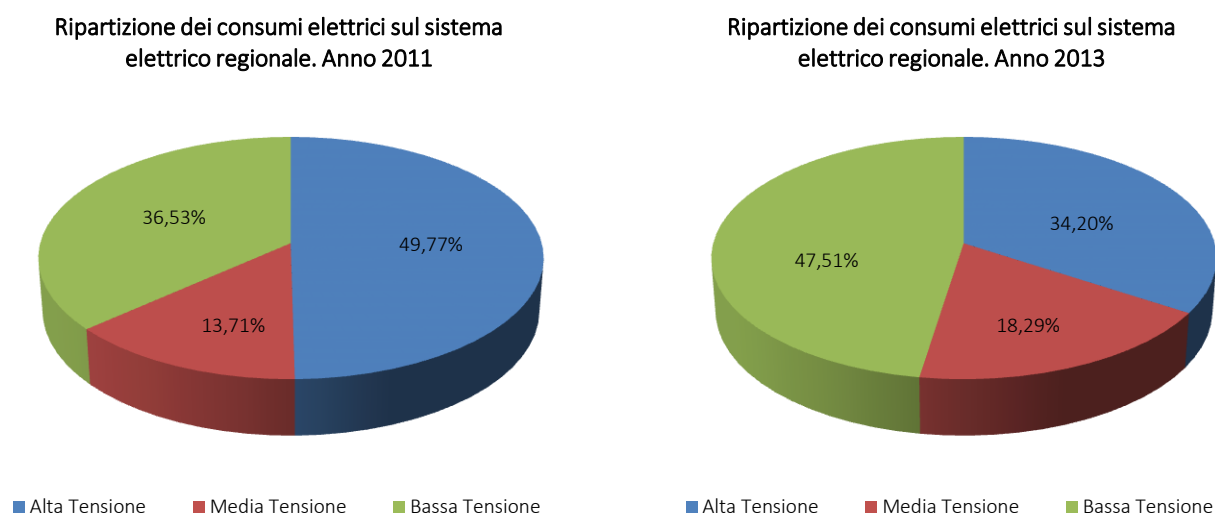


Fig. 8.2. Ripartizione dei consumi di energia elettrica della Sardegna sulla base dei livelli di tensione del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Fonte: Terna spa & Enel Distribuzione spa anno 2011-2013.

I dati riportati in Figura 8.3 hanno consentito di stimare un consumo finale di energia elettrica per il 2015 di circa 8.450 GWh, indicando una ripresa dei consumi di energia elettrica rispetto all'anno precedente pari a circa l'1%. Inoltre, il confronto tra l'evoluzione mensile dei consumi nel 2011 (curva rossa) e nel 2014 (curva blu), riportate in Figura 8.3, mette in risalto l'effetto prodotto dallo spegnimento totale delle celle elettrochimiche di Portovesme sul sistema elettrico sardo, che si è completato a fine 2012. Infatti, da agosto 2012, momento di avvio del processo di spegnimento delle celle, il consumo dell'isola è progressivamente diminuito raggiungendo a conclusione del processo, avvenuto tra novembre e

dicembre 2012, una riduzione complessiva tale da far registrare un riduzione dei consumi nel mese di dicembre pari a circa il 22% rispetto all'anno precedente. Successivamente tale condizione di contrazione del consumo si è stabilizzata e protratta per tutti i mesi del 2013 conducendo, per effetto cumulativo, ad una riduzione dei consumi su base annua pari a circa il 18,2% rispetto al valore registrato nel 2012. Nel 2014, la situazione di consumo del 2013 si è consolidata mostrando inoltre ancora una flessione di circa il 2,6% sui consumi totali, rispetto a quelli finali del 2013. I primi sei mesi del 2015 hanno ricalcato perfettamente il trend di consumo già registrato nel 2014. Tuttavia, nei mesi estivi e in particolare nel mese di Luglio, i consumi hanno mostrato un notevole incremento pari al 15% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Il trend di crescita si è mantenuto anche per Agosto, durante il quale i consumi sono cresciuti del 4,6% rispetto allo stesso mese del 2014. Tale risultato è da imputare in parte alle elevate temperature registrate durante tutto il mese di Luglio e, in più ridotta misura, nel mese di Agosto, e in parte al rilancio del settore Turismo con un aumento degli arrivi sia nazionali che internazionali rispetto al 2014.

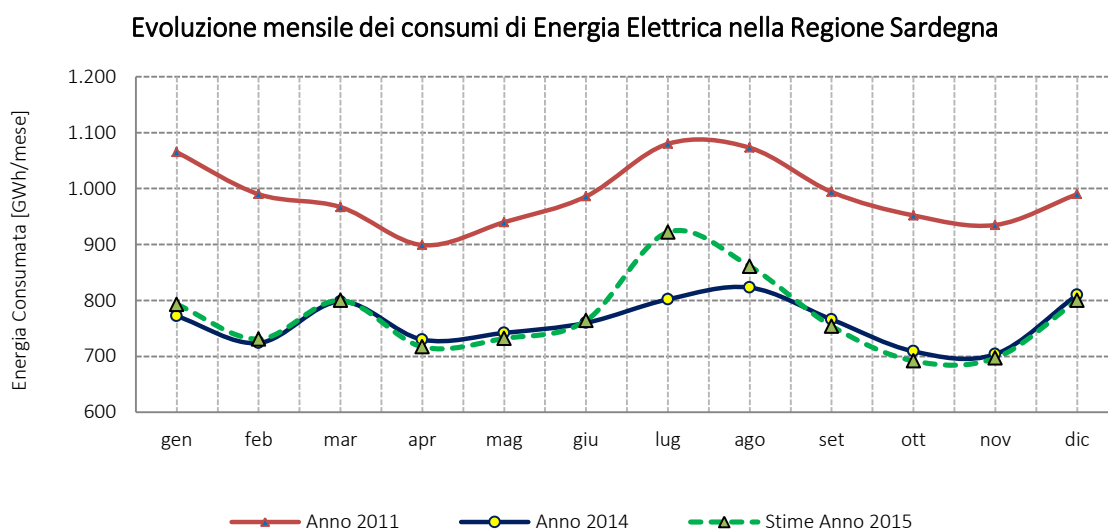


Fig. 8.3. Evoluzione mensile dei consumi di Energia Elettrica in Sardegna nel 2011, nel 2014 e 2015 (dati provvisori di esercizio Terna).

La ripartizione dei consumi nel 2014 nelle diverse provincie della Regione è riportata nella Figura 8.4. Da questa si rileva che circa i tre quarti dei consumi energetici elettrici sono geograficamente situati in tre delle otto provincie: la provincia di Cagliari, con circa il 46% dei consumi, la provincia di Sassari con circa il 14% e la provincia di Carbonia Iglesias con circa il 13% dei consumi. Tale situazione è radicalmente diversa da quella che si aveva nel 2011 (e in parte nel 2012), cioè prima della crisi dell'industria manifatturiera del Sulcis. In particolare, in Fig. 8.5 è possibile osservare il trend di ripartizione dei consumi elettrici tra le otto provincie della Sardegna sia in termini assoluti che in termini percentuali per il periodo 2006-2014. È evidente come fino al 2012 la provincia di Carbonia-Iglesias fosse quella con i maggiori consumi dopo quella di Cagliari, rappresentando circa il 25% dei consumi totali sardi. Questi dati infatti erano rappresentativi di una realtà a vocazione fortemente industriale, i cui consumi sono stati notevolmente ridimensionati. Il risultato di queste considerazioni è anche chiaramente osservabile in Fig. 8.6, dove è riportata la ripartizione dei consumi industriali sardi nelle tre provincie per il periodo 2006-2014.

Ripartizione % dei consumi di energia elettrica per province. Anno 2014

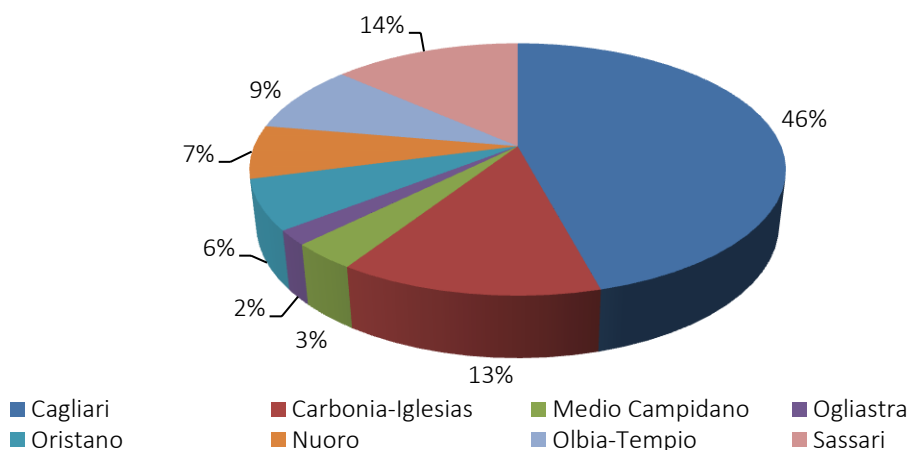


Fig. 8.4. Ripartizione dei consumi energetici elettrici tra le province della Sardegna nel 2014. Fonte: dati Terna.

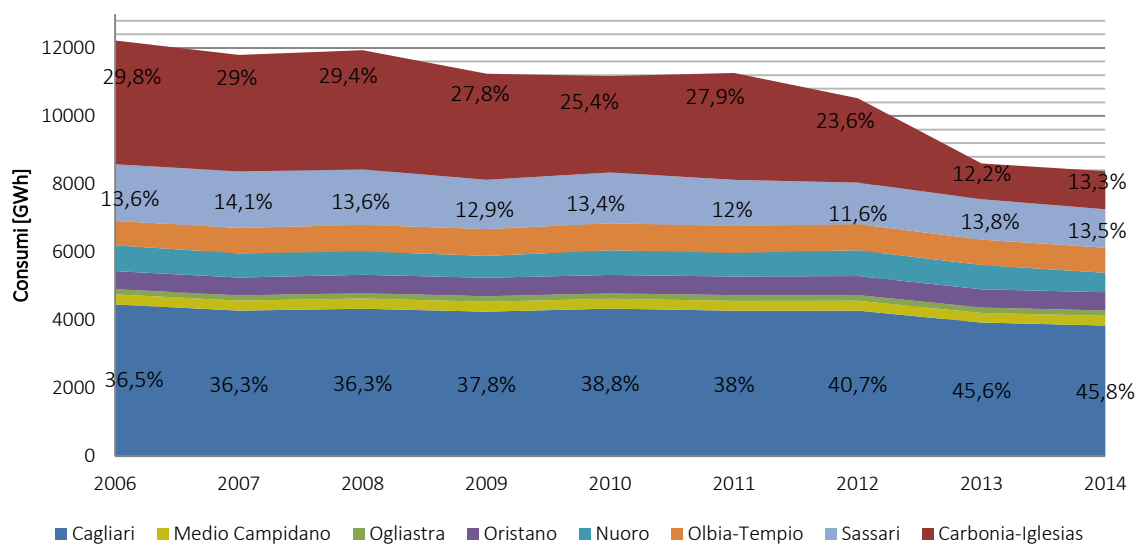


Fig. 8.5. Ripartizione dei consumi energetici elettrici tra le province della Sardegna nel periodo 2006-2014. Fonte: dati Terna.

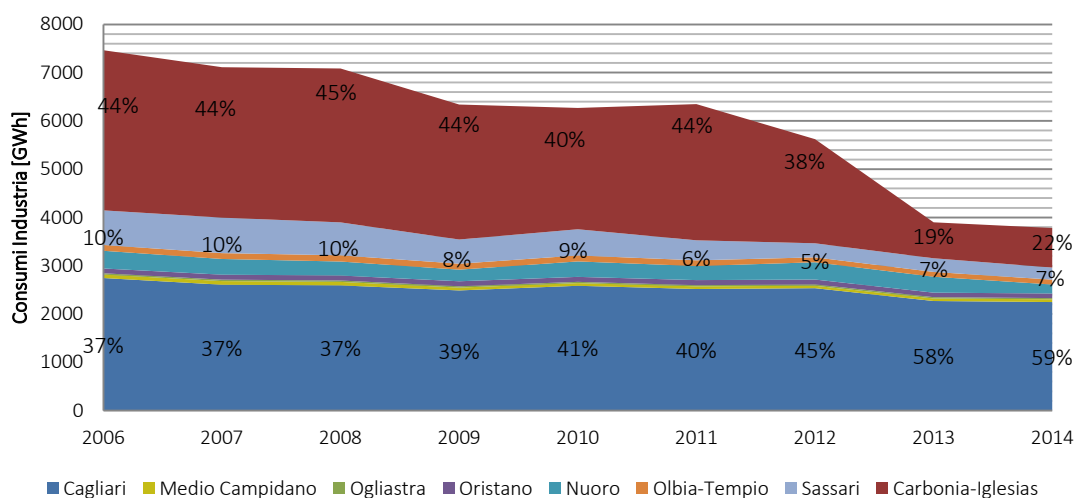


Fig. 8.6. Ripartizione dei consumi elettrici nel settore industriale tra le province della Sardegna nel periodo 2006-2014. Fonte: dati Terna.

La ripartizione dei consumi a livello comunale relativa alla rete di distribuzione in bassa e media tensione è riportata nelle figure seguenti e conferma quanto sopra osservato relativamente alla concentrazione dei carichi e alla disomogeneità territoriale del consumo di energia elettrica presente in Sardegna.

CONSUMO ELETTRICO TOTALE RELATIVO ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE A LIVELLO COMUNALE ESPRESSO IN MWh

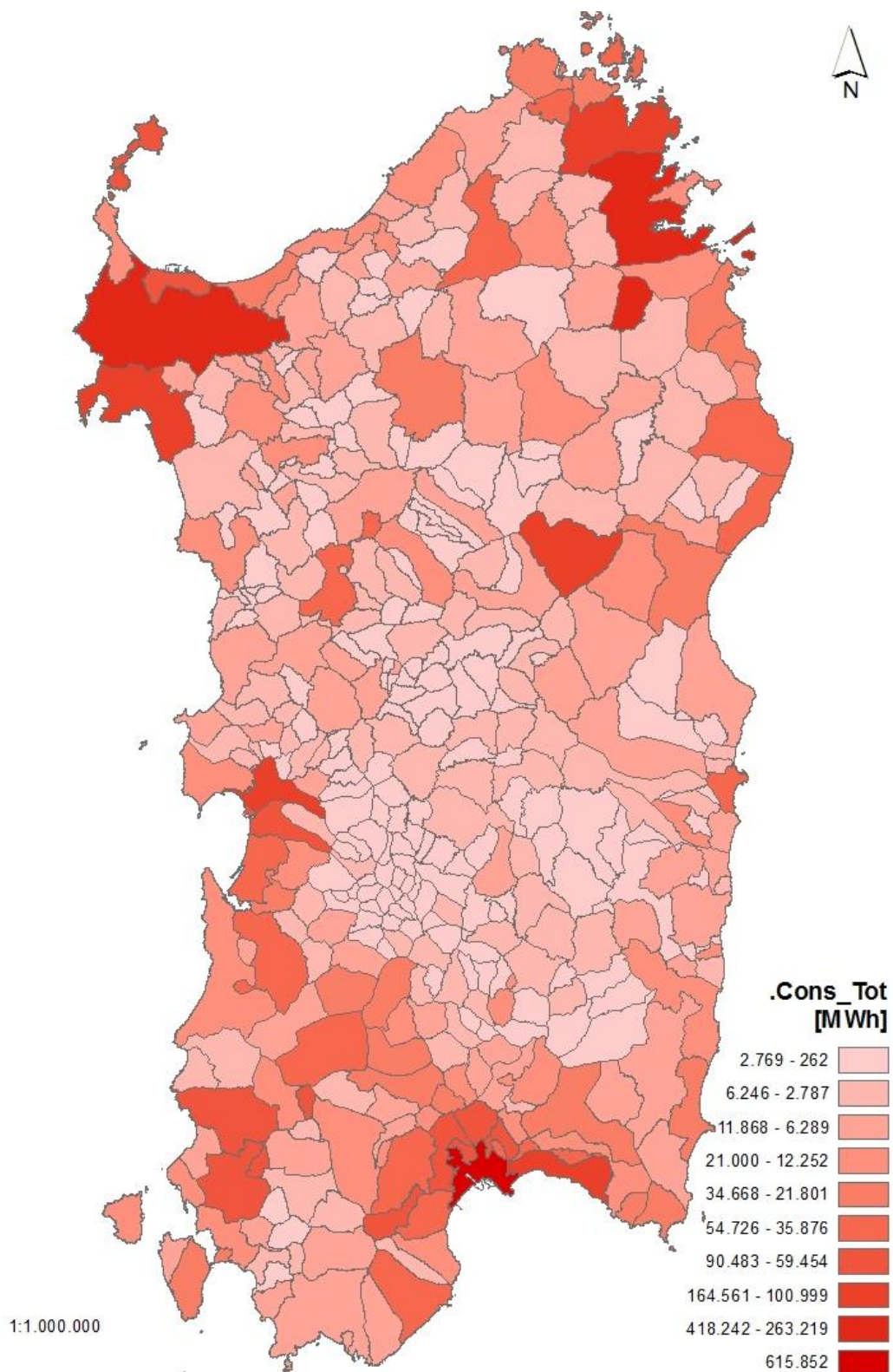


Fig. 8.7. Ripartizione consumi elettrici regionale sulla rete di distribuzione in MT e in BT per comune in MWh

CONSUMI ELETTRICI SETTORE INDUSTRIALE

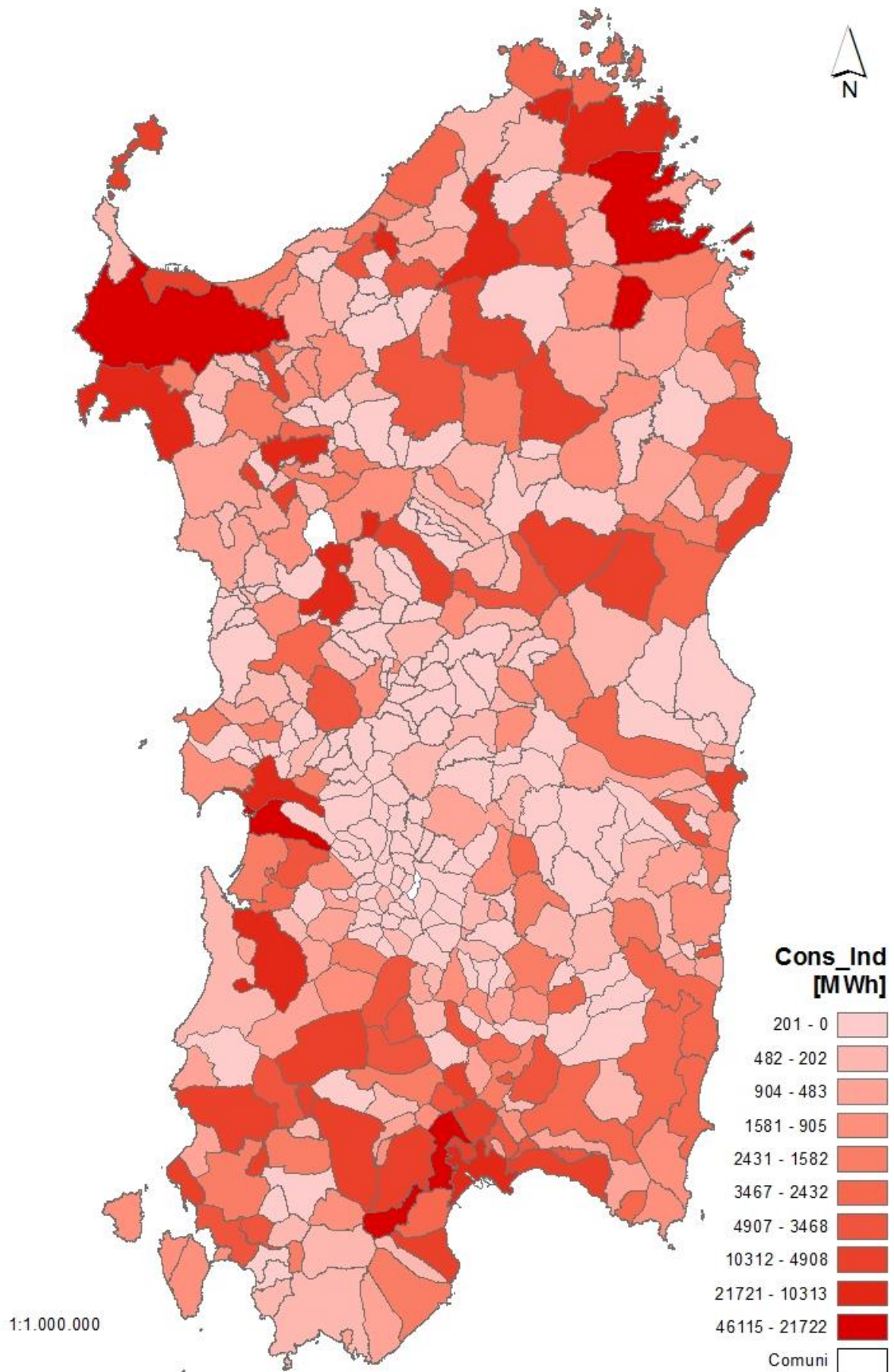


Fig. 8.8.1. Ripartizione dei consumi elettrici regionale sulla rete di distribuzione in MT e in BT nel Settore Industriale in MWh

CONSUMI ELETTRICI SETTORE SERVIZI

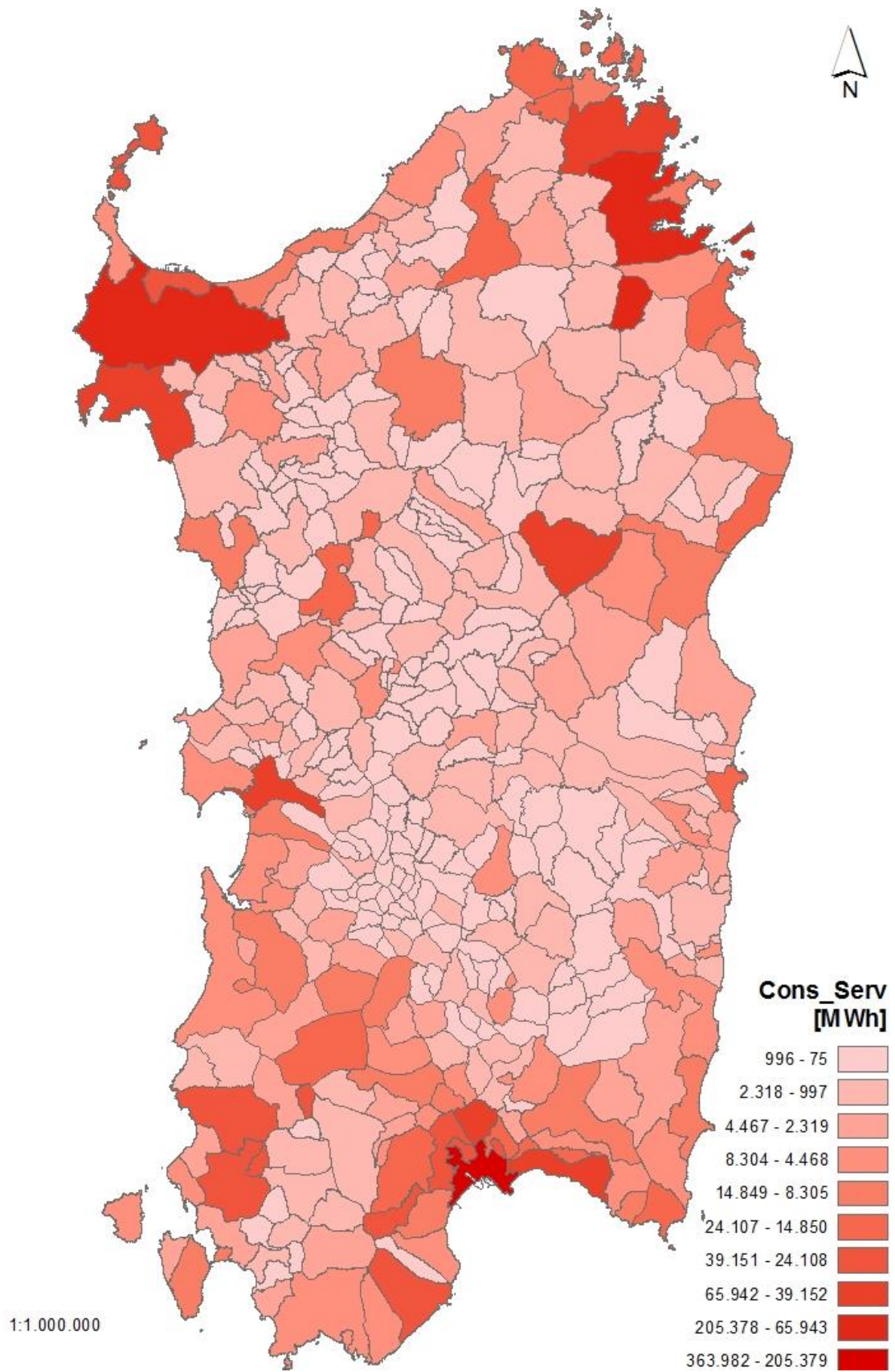


Fig. 8.8.2. Ripartizione dei consumi elettrici regionale sulla rete di distribuzione in MT e in BT nel Settore Servizi in MWh

CONSUMI ELETTRICI SETTORE AGRICOLTURA

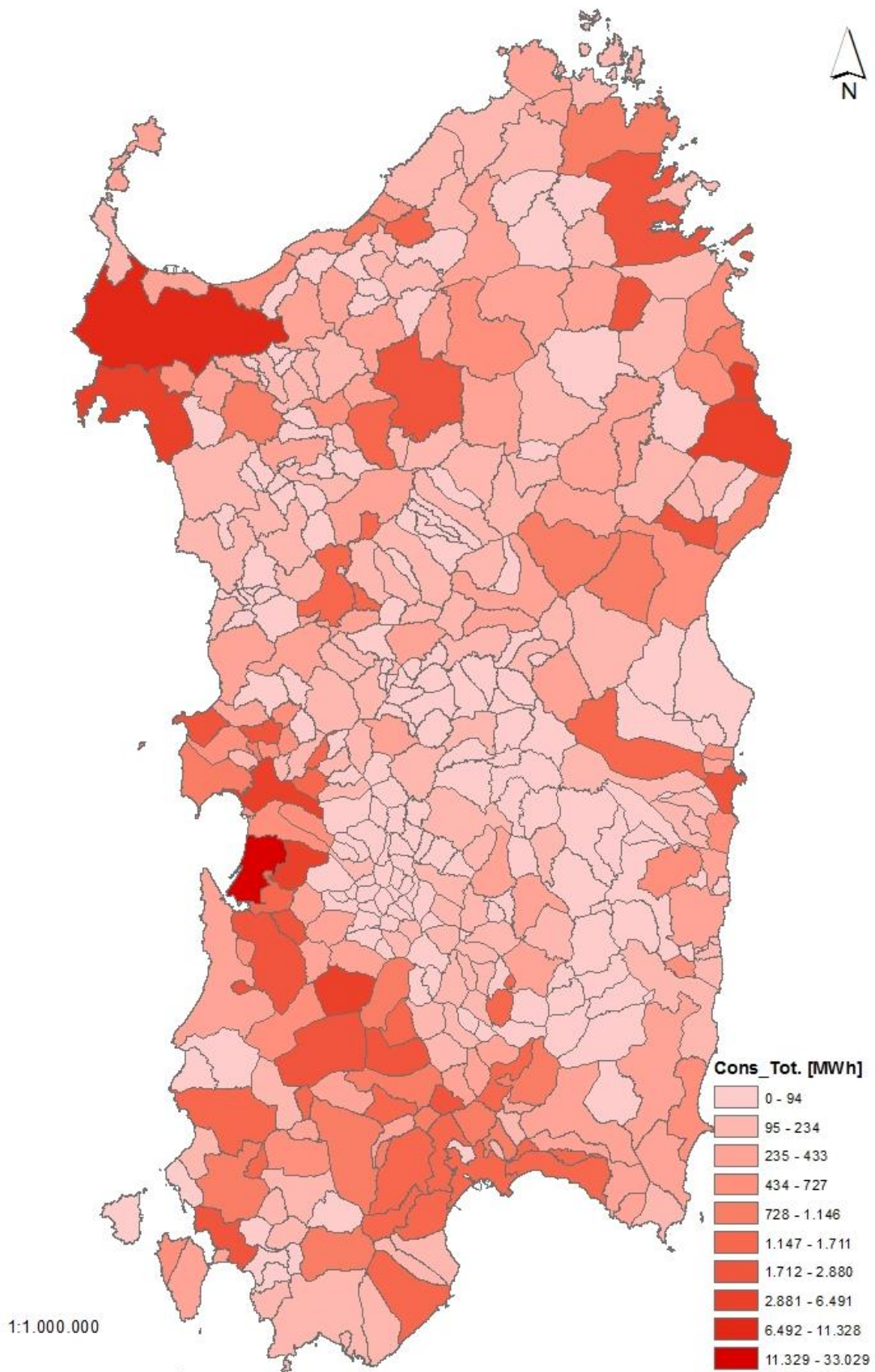


Fig. 8.8.3. Ripartizione dei consumi elettrici regionale sulla rete di distribuzione in MT e in BT nel Settore Agricoltura in MWh

CONSUMI ELETTRICI SETTORE DOMESTICO

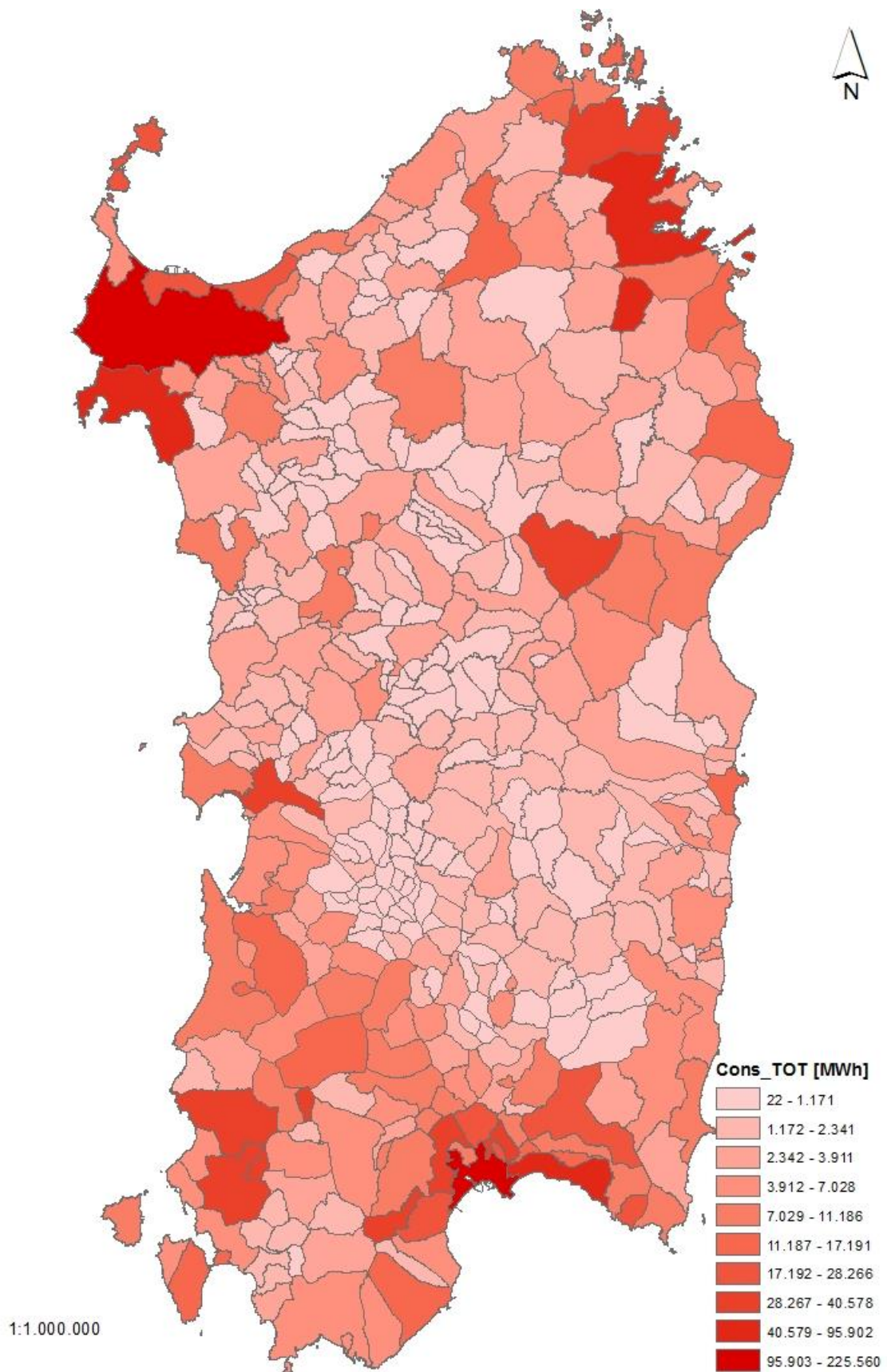


Fig. 8.8.4. Ripartizione dei consumi elettrici regionale sulla rete di distribuzione in MT e in BT nel Settore Agricoltura in MWh

Considerando l'incidenza dei consumi industriali sul totale dei consumi regionali e il fatto che gli impianti più energivori sono connessi alla rete elettrica in AT, si riporta di seguito la rappresentazione geo-referenziata alla scala comunale i dei consumi industriali totali.

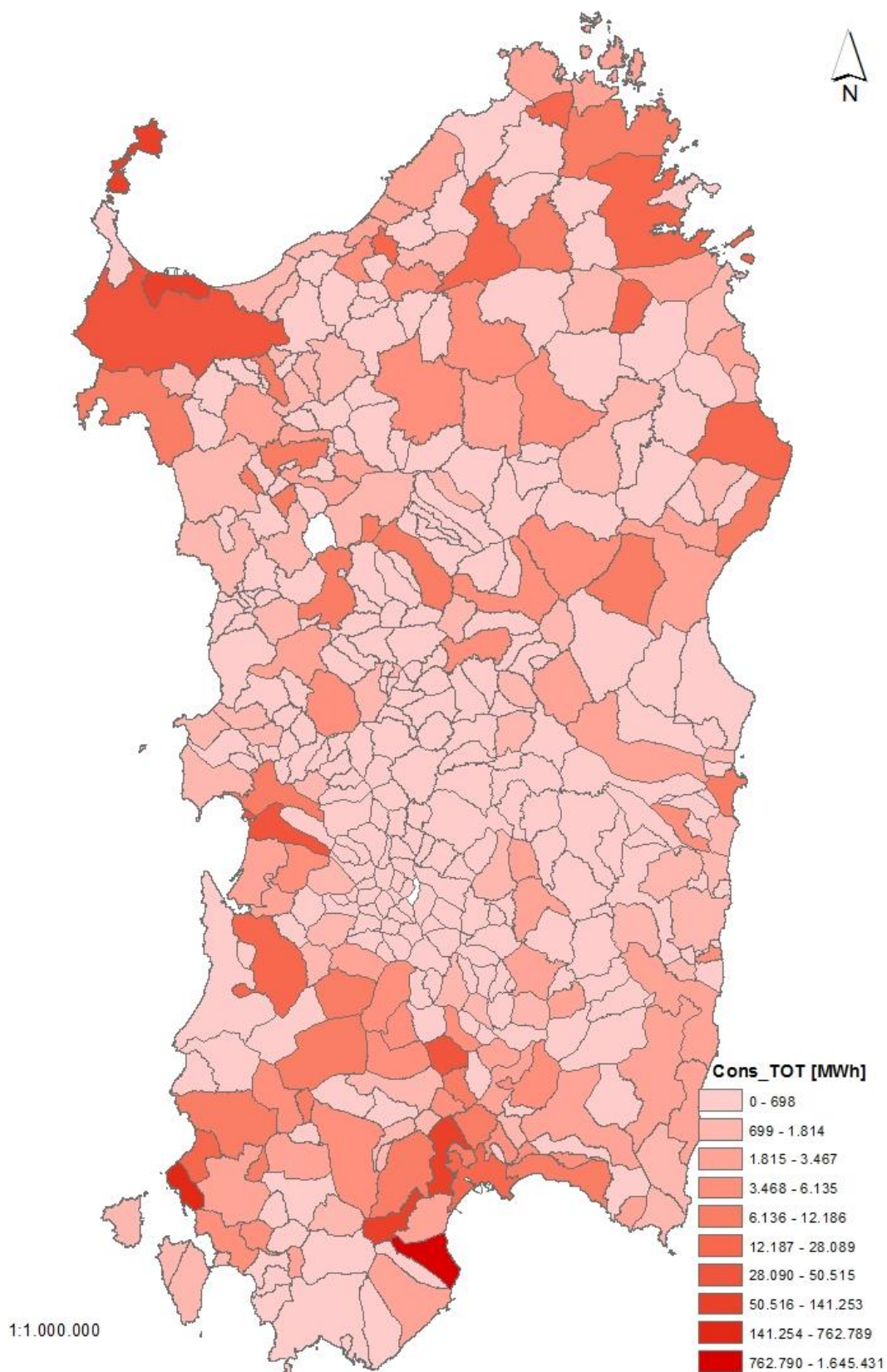


Fig. 8.9. Ripartizione consumi elettrici complessivi settore INDUSTRIA a livello comunale in MWh

Infine, di seguito è possibile osservare la ripartizione del consumo di energia elettrica totale nel settore trasporti, a livello comunale, espresso in MWh. Si noti che sono soltanto 110 i Comuni Sardi in cui si registrano consumi nel settore dei trasporti.

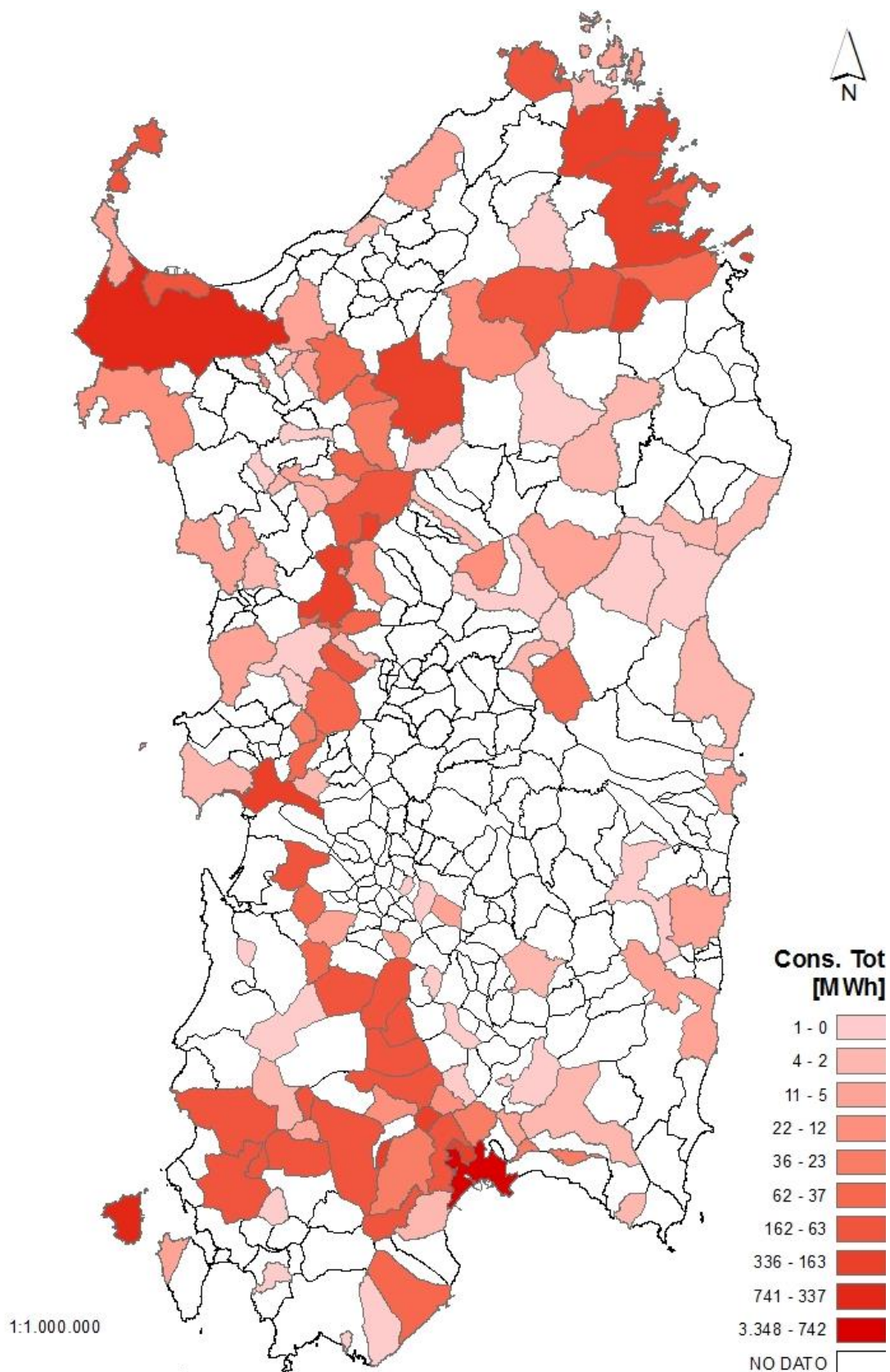


Fig. 8.10. Ripartizione consumi elettrici complessivi settore TRASPORTI a livello comunale in MWh

L'analisi dei consumi di energia elettrica è stata successivamente sviluppata riferendosi ad un arco temporale significativo ed effettuando una analisi comparativa con i consumi nazionali, per i diversi settori merceologici. I risultati dell'indagine relativa al periodo 1993-2014 sono riportati nella Figura 8.11.

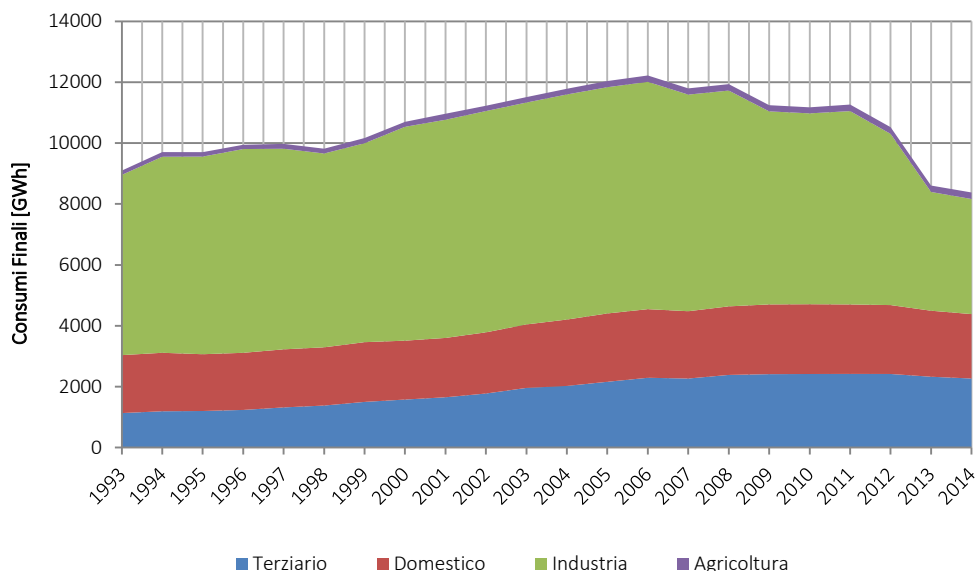


Fig. 8.11. Evoluzione dei consumi finali di energia elettrica in Sardegna per categoria merceologica. Fonte: Terna spa – elab. RAS.

Da essi si evince l'evoluzione del consumo nell'isola per le differenti categorie merceologiche e la progressiva riduzione dei consumi dal 2006 al 2014. Tale analisi permette di evidenziare l'entità della riduzione dei consumi nel 2012 e nel 2013, rappresentando la presenza di una discontinuità nell'evoluzione dei consumi in tale periodo mai registrata negli ultimi 20 anni. I valori numerici relativi a ciascun settore nel periodo 2009-2014 sono riportati anche nella Tabella 8.2.

Le correlazioni tra le dinamiche di evoluzione del consumo della Regione Sardegna e quelle nazionali sono state effettuate attraverso l'analisi comparativa riportata in Figura 8.12. I dati di consumo sardi e nazionali, normalizzati rispetto ai corrispondenti valori registrati nel 1993, permettono di evidenziare come l'evoluzione dei consumi di energia elettrica nella Regione Sardegna sia stata in linea con quella nazionale sino al 2006, per poi essere soggetta ad una evoluzione propria, non più correlata con quella nazionale. In particolare, l'evoluzione complessiva dei consumi energetici elettrici sardi è caratterizzata dal 2006 da una marcata e costante tendenza negativa. Un'analisi disaggregata per settore merceologico mostra che tale evoluzione risulta differente a seconda del settore considerato e che la riduzione dei consumi è imputabile principalmente al settore industriale sia in termini assoluti che in termini relativi.

| Settore | 2009 | | 2010 | | 2011 | | 2012 | | 2013 | | 2014 | | Δ09-14 |
|--------------------|--------|------|--------|------|--------|------|--------|------|-------|------|-------|------|--------|
| | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % | |
| Agricoltura | 203 | 1,8 | 197 | 1,8 | 216 | 1,9 | 220 | 2,1 | 211 | 2,4 | 214 | 2,6 | 5,4 |
| Industria | 6.339 | 56,4 | 6.269 | 56,1 | 6.348 | 56,3 | 5.622 | 53,4 | 3.899 | 45,4 | 3.781 | 45,1 | -40,4 |
| Terziario | 2.412 | 21,4 | 2.417 | 21,6 | 2.420 | 21,5 | 2.418 | 23 | 2.327 | 27 | 2.269 | 27,1 | -5,9 |
| Domestico | 2.289 | 20,4 | 2.290 | 20,5 | 2.281 | 20,3 | 2.262 | 21,5 | 2.168 | 25,2 | 2.115 | 25,2 | -7,6 |
| TOTALE | 11.244 | 100 | 11.174 | 100 | 11.265 | 100 | 10.522 | 100 | 8.605 | 100 | 8.378 | 100 | -25,5 |

Tab. 8.2. Consumi elettrici regionali nei quattro macro settori economici. Fonte Terna

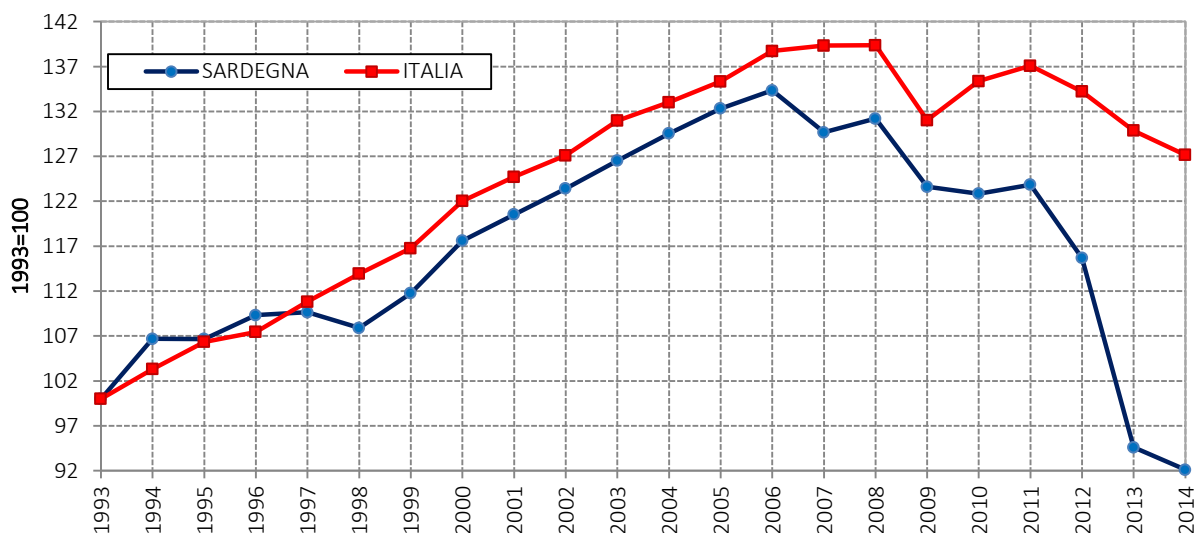


Fig. 8.12. Analisi comparativa dell'evoluzione normalizzata dei consumi complessivi regionale e nazionale. Fonte : dati Terna – elaborazione RAS.

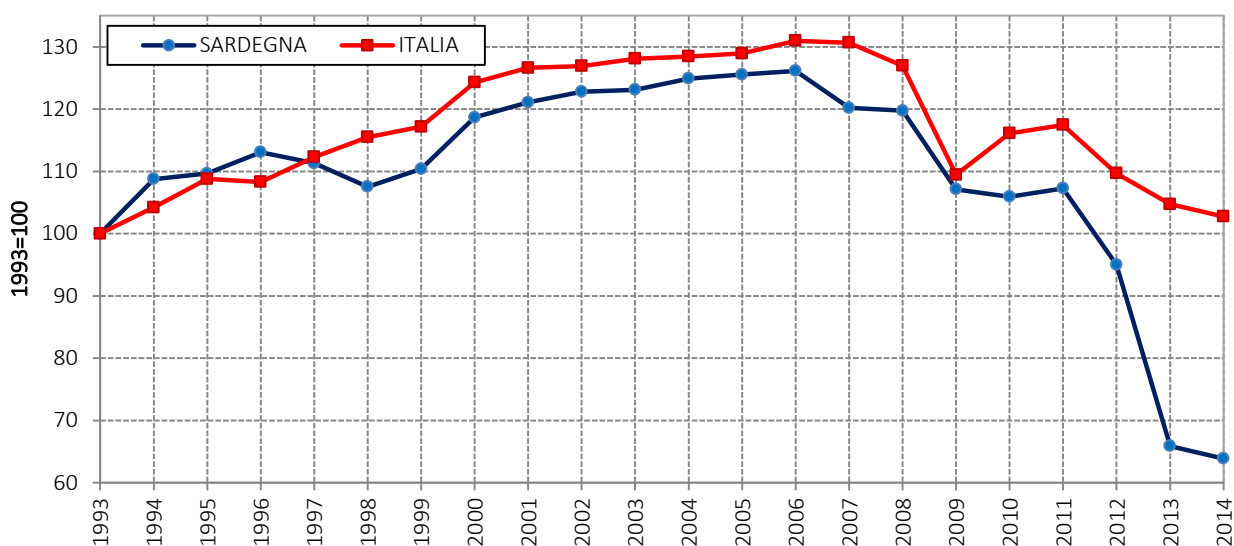


Fig. 8.13 Analisi comparativa delle evoluzioni normalizzate dei consumi elettrici nel settore industriale. Fonte : dati Terna – elaborazione RAS.

L'analisi comparativa dei consumi nel settore industriale con il dato nazionale, analoga a quella precedentemente descritta per i consumi totali, è riportata in Figura 8.13. Le dinamiche di evoluzione del consumo industriale nel periodo 2006–2014 confermano di essere state in Sardegna più marcate rispetto al dato nazionale e caratterizzate da una decisa e costante riduzione, che ha avuto il suo culmine nel 2013 con il totale spegnimento delle celle dello stabilimento Alcoa. Inoltre, si sottolinea la presenza in Sardegna di un fenomeno di tipo anticipativo associato alla riduzione dei consumi del comparto industriale rispetto al dato nazionale. Ciò mette in evidenza la sensibilità del sistema energetico sardo che, in presenza di fenomeni recessivi nazionali ed internazionali di natura socio-economica, amplifica attraverso il proprio comparto produttivo industriale di tipo primario i processi recessivi, anticipandoli e registrando per primo una riduzione della produzione e, conseguentemente, dei consumi. Questa osservazione è suffragata anche dall'analisi disaggregata nel comparto industriale di base della Sardegna riportata in Figura 8.14 e Figura 8.15.

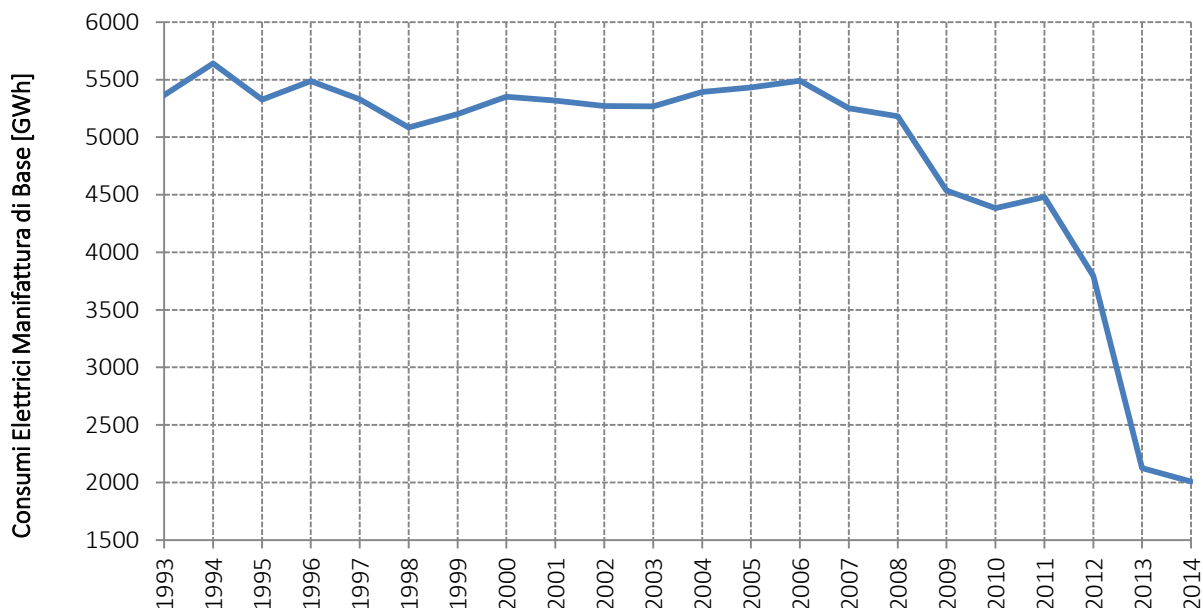


Fig. 8.14. Evoluzione dei consumi elettrici nel sotto settore industriale manifattura di base in Sardegna. Fonte: Terna spa – elaborazione RAS

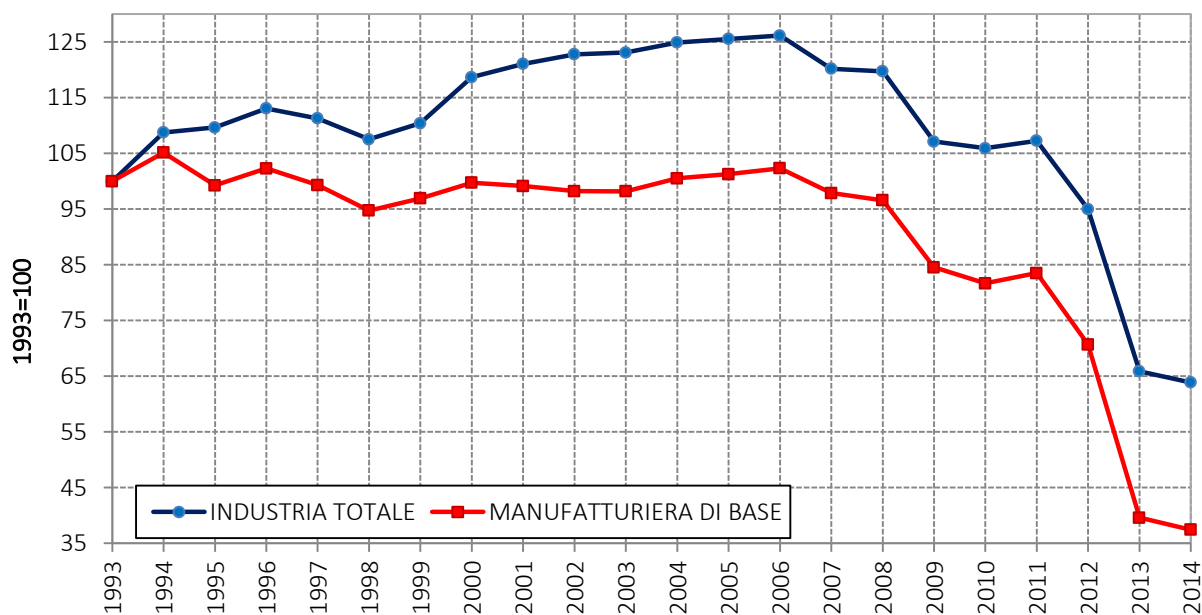


Fig. 8.15. Evoluzione dei consumi normalizzati nel settore industriale in Sardegna dal 1993 al 2014. Fonte: Terna – elaborazione RAS

Nella Figura 8.15 viene riportata la serie storica del consumo nel settore manifatturiero di base. Essa ha raggiunto nel 2013 i 2120 GWh e i 2000 GWh nel 2014, subendo nel periodo 2006-2014 una riduzione del 63,4%. Tale risultato è causato, come già anticipato, dalla crisi strutturale del settore manifatturiero di base della Sardegna, che si protrae in proiezione stabilizzata anche per il 2015.

La trasformazione a cui è stato sottoposto il sistema energetico elettrico della Sardegna negli ultimi anni ha influenzato sia l'entità dei consumi che i profili orari di richiesta di energia da parte degli utenti. Il diagramma di carico della Sardegna, cioè la distribuzione oraria della richiesta di potenza da parte del sistema elettrico, ha subito negli ultimi anni una sensibile trasformazione che ha modificato sia quantitativamente che dinamicamente le richieste di potenza. In

particolare, l'effetto di variazione del carico è maggiormente sentito sulla rete di distribuzione, su cui incide l'effetto dell'autoconsumo istantaneo dell'energia generata dagli impianti fotovoltaici. Si riportano nelle Figure 8.16, 8.17 e 8.18 i diagrammi orari di consumo della rete di distribuzione della Sardegna rilevati da Enel distribuzione in giorni festivi e lavorativi sia estivi che invernali, negli anni 2011 e 2012. L'analisi comparativa rende evidente l'effetto di modifica del diagramma di carico dal 2011 al 2012 nelle ore di maggiore insolazione. Inoltre si sottolinea la presenza costante del picco di carico nelle ore notturne in tutte le stagioni e l'appiattimento della richiesta di energia durante gli orari lavorativi. La differenziazione del diagramma di richiesta di energia sulla rete di distribuzione nei periodi estivo e invernale evidenzia l'influenza del consumo istantaneo della generazione fotovoltaica introducendo un elemento di incertezza non trascurabile nella previsione e conseguentemente nella programmazione della produzione di energia .

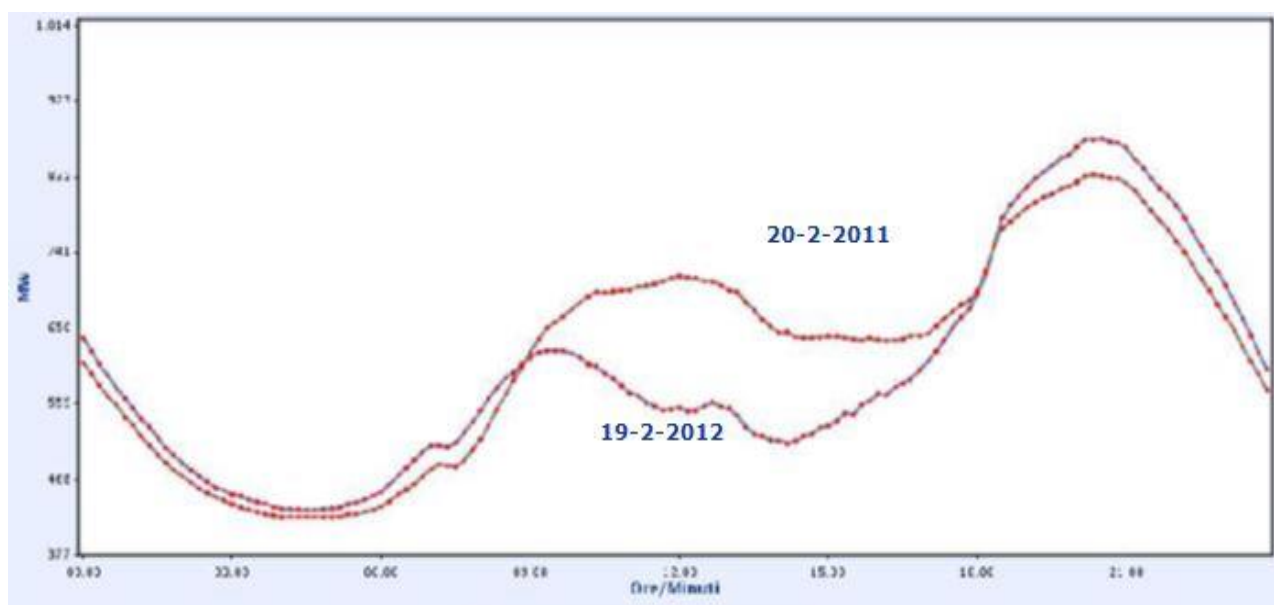


Fig. 8.16 Diagramma di Carico Regionale rete di distribuzione giorno festivo invernale: Analisi comparativa 2011-2012 (3 domenica di febbraio). Fonte: Enel Distribuzione Spa.

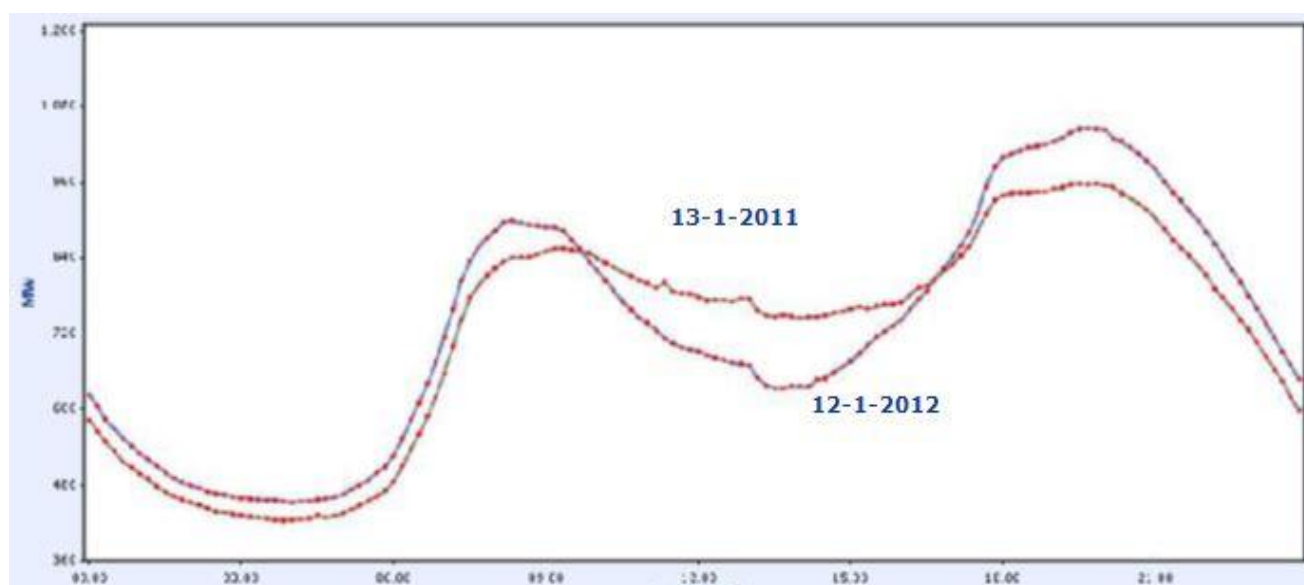


Fig. 8.17 Diagramma di Carico Regionale rete di distribuzione giorno feriale invernale: Analisi comparativa 2011-2012 (3 giovedì di gennaio). Fonte: Enel Distribuzione spa

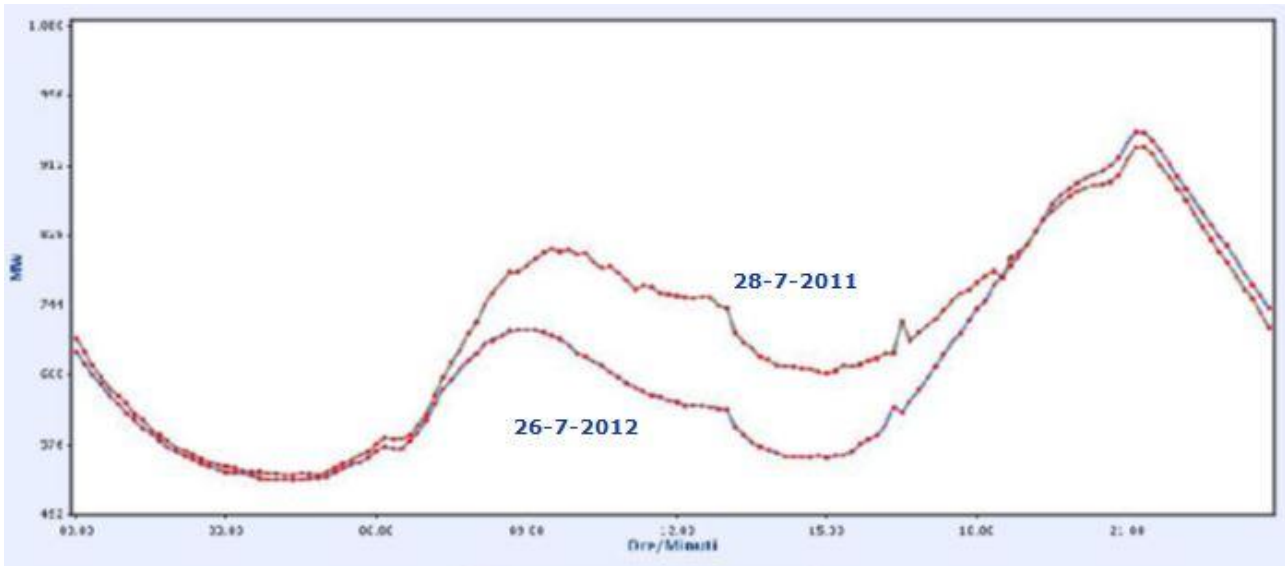


Fig. 8.18. Diagramma di carico Regionale rete di distribuzione giorno feriale estivo: Analisi comparativa 2011-2012 (4 giovedì di luglio). Fonte: Enel Distribuzione spa.

L'elaborazione dei dati forniti da Terna relativi alle previsioni della domanda oraria di energia elettrica hanno consentito di valutare la distribuzione di potenza minima e massima e i relativi diagrammi di carico del 2014 riportati nella Figura 8.19. Si sottolinea che tali dati si riferiscono alle previsioni di domanda e pertanto non sempre corrispondono puntualmente ai dati poi registrati, generalmente più bassi, e quindi tale analisi va considerata cautelativa. Da queste è stato possibile ricavare la curva di durata della potenza oraria della Regione Sardegna del 2012, 2013 e 2014, riportate in Figura 8.20. Questa evidenza come per circa l'85% delle ore (7000 ore anno) del 2012 la potenza stimata richiesta sia stata inferiore a 1.400 MW e che la potenza oraria massima sia stata nel 2012 sempre inferiore alla potenza nominale del parco centrali operante in Sardegna. I risultati del 2013 e del 2014 relativi alle previsioni orarie di consumo mostrano il forte ridimensionamento della potenza oraria. Il confronto tra i diagrammi del 2012 e quelli del 2014 evidenzia una riduzione della potenza massima richiesta di circa il 20% e della potenza minima richiesta del 30%. Inoltre, nel 2014 per circa l'80% delle ore la potenza oraria richiesta è stata stimata pari o inferiore a 1.100 MW, di gran lunga inferiore alla potenza nominale totale delle centrali sarde.

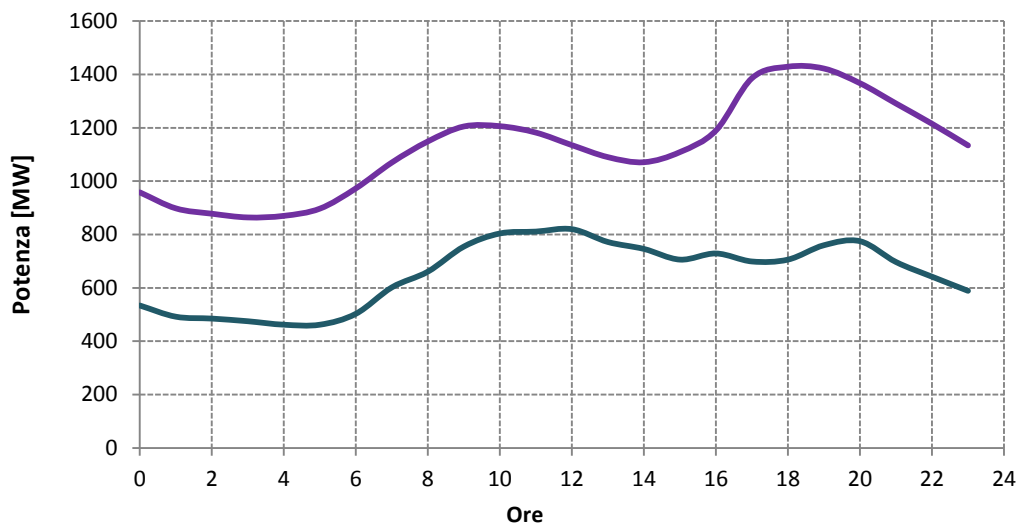


Fig. 8.19. Diagrammi di carico stimati nel 2014 max e min. Fonte: Terna – elaborazione RAS

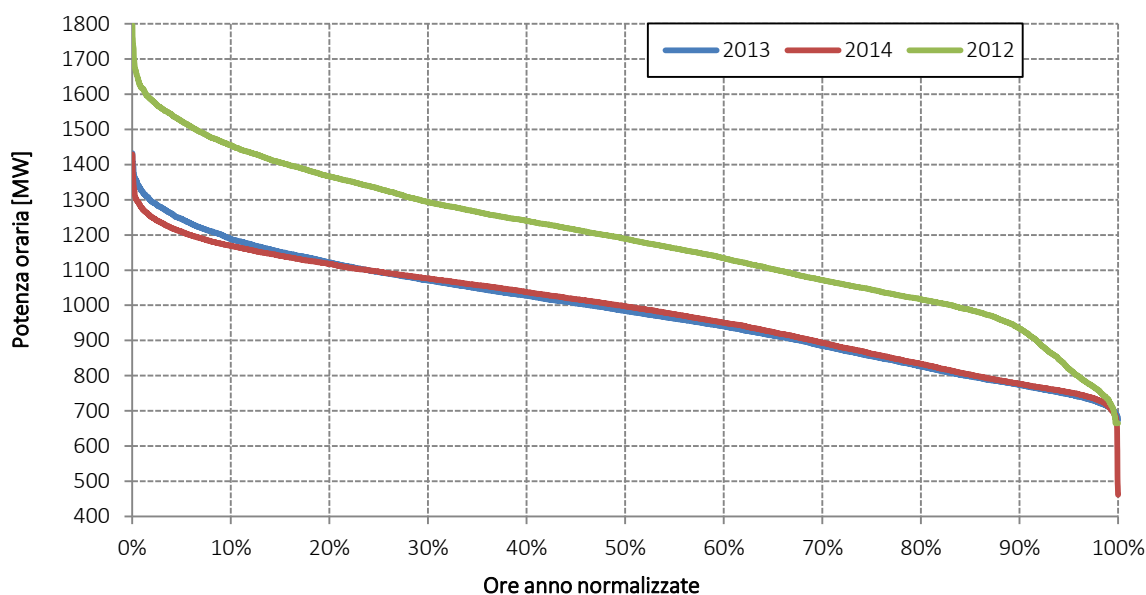


Fig. 8.20. Analisi comparativa tra le curve di durata della Sardegna. Fonte: Terna – elaborazione RAS

Tutto ciò conferma il ridimensionamento dei consumi ed un aumento della richiesta di flessibilità del sistema regionale nella fornitura di potenza elettrica. L'analisi dei picchi di potenza registrati mensilmente è riportata in Figura 8.21. Essa evidenzia che nel 2012 la punta oraria di fabbisogno ha raggiunto i 1.700 MW, mentre nel 2014 tale valore è stato di poco superiore ai 1.400 MW. Nel 2015, i dati provvisori registrati mostrano un valore massimo pari a circa 1.450 MW (punta di potenza mensile registrata a Luglio), in accordo con il picco dei consumi registrato nello stesso mese e illustrato in Figura 8.3. È interessante anche notare come nel 2015 la potenza mensile minima del primo semestre dell'anno sia stata registrata a Giugno, e non ad Aprile come successo nel 2014 e nel 2012.

Valori massimi di potenza mensile richiesta in Sardegna

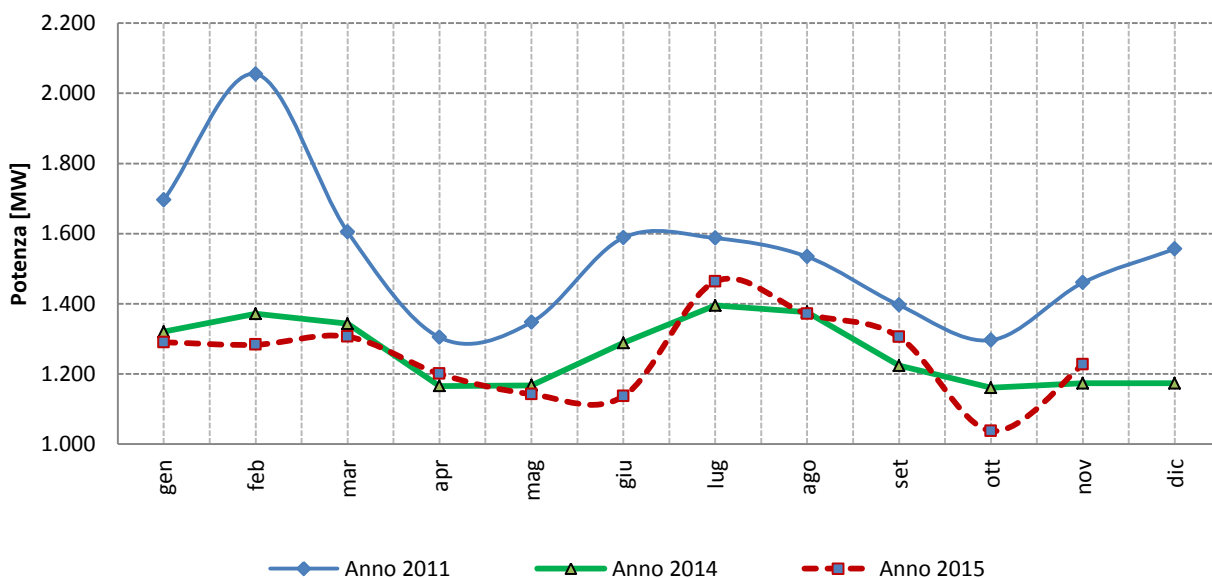


Fig. 8.21. Confronto tra i valori massimi di potenza richiesti mensilmente. Fonte: Terna – elaborazione RAS

8.3 GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

La produzione lorda di energia elettrica in Sardegna sulla base dei dati resi disponibili da Terna per il 2013 ed il 2014 è stata rispettivamente di 14.364,5 GWh e 13.936,4 GWh. La produzione netta immessa in rete destinata al consumo è stata pari a 13.298,2GWh nel 2013 e 12.888,4 GWh nel 2014. Da tale dato si evince che la quantità di energia elettrica utilizzata dagli impianti di generazione per lo svolgimento dei processi di conversione energetica è stata pari a circa 900 GWh corrispondente mediamente a circa il 7% della produzione lorda. La produzione è ripartita tra le differenti tecnologie di generazione come riportato nella figura 8.22

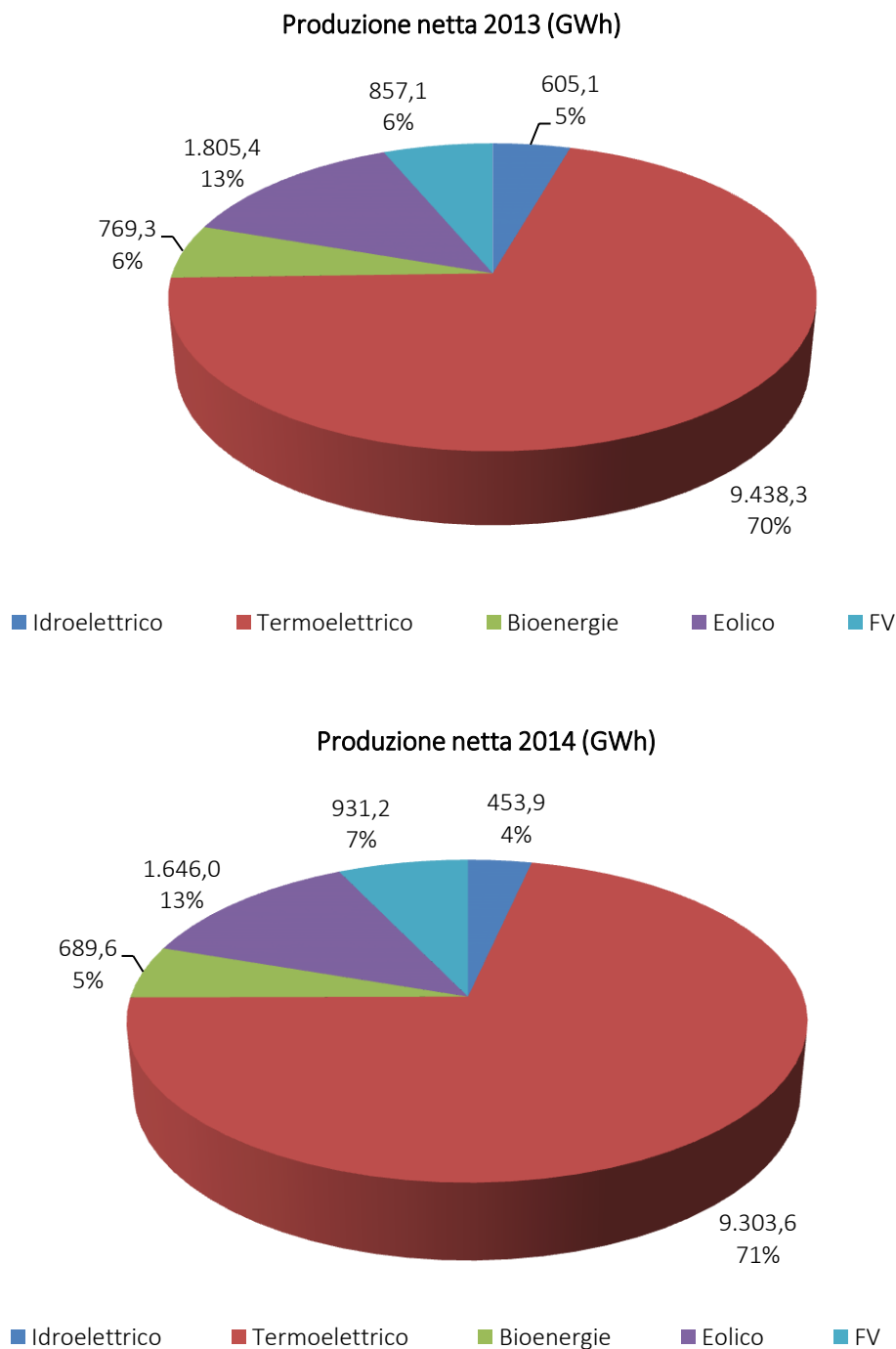


fig. 8.22. Ripartizione della produzione di energia elettrica netta in Sardegna Anni 2013-2014. Fonte: Terna.

La composizione del parco di generazione installato nella Regione Sardegna riferito agli anni 2013 e 2014, espresso in termini di potenza elettrica lorda e netta, è riportata nella seguente tabella

| categoria | | Operatori mercato elettrico | | Autoproduttori | | Sardegna | |
|---------------------------|----|-----------------------------|---------|----------------|-------|----------|---------|
| Impianti idroelettrici | | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 | 2013 | 2014 |
| Impianti | n. | 18 | 18 | - | - | 18 | 18 |
| Potenza efficiente lorda | MW | 466,7 | 466,7 | - | - | 466,7 | 466,7 |
| Potenza efficiente netta | MW | 459,5 | 460,7 | - | - | 459,5 | 460,7 |
| Impianti termoelettrici * | | | | | | | |
| Impianti | n. | 34 | 37 | 10 | 6 | 44 | 43 |
| Sezioni | n. | 50 | 51 | 13 | 12 | 63 | 63 |
| Potenza efficiente lorda | MW | 2.793,2 | 2.740,0 | 422,8 | 422,9 | 3.216,0 | 2.896,8 |
| Potenza efficiente netta | MW | 2.615,8 | 2.253,4 | 381,7 | 381,4 | 2.997,4 | 2.634,8 |
| Impianti eolici | | | | | | | |
| Impianti | n. | 72 | 118 | - | - | 72 | 118 |
| Potenza efficiente lorda | MW | 993,4 | 996,7 | - | - | 993,4 | 996,7 |
| Impianti fotovoltaici | | | | | | | |
| Impianti | N. | 27.711 | 30.222 | - | - | 27.711 | 30.222 |
| Potenza efficiente lorda | MW | 705,3 | 715,9 | - | - | 705,3 | 715,9 |

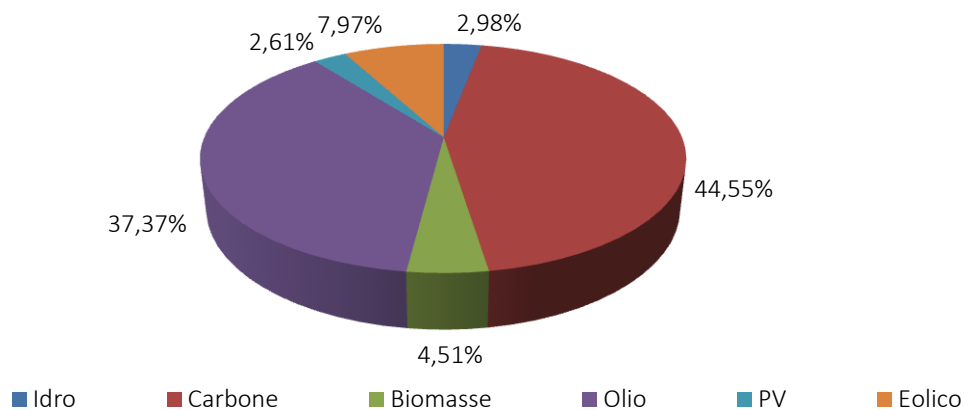
tab. 8.3. Parco impianti generazione energia elettrica. Fonte Terna spa.

* Nota: gli impianti termoelettrici includono anche quelli che utilizzano residui, biomasse e altri recuperi energetici

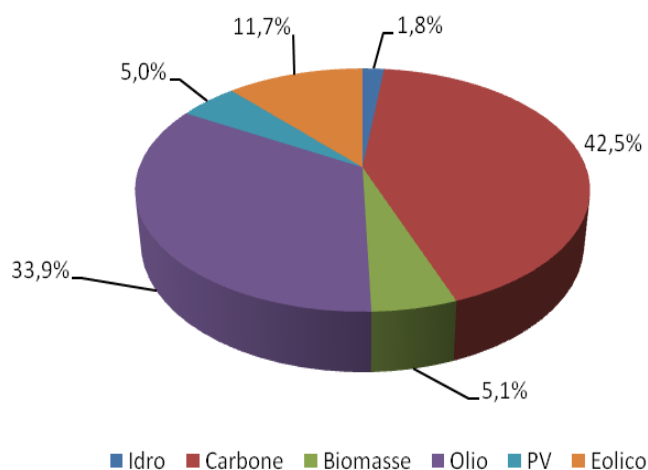
L'analisi di dettaglio della produzione di energia elettrica dei singoli impianti termoelettrici relativa al 2013 evidenzia una forte concentrazione della generazione elettrica. In tre impianti termoelettrici è concentrata circa il 70% dell'intera produzione di energia elettrica dell'isola. In particolare, ad esse è associato oltre il 90% della produzione termoelettrica netta complessiva della Sardegna. Pertanto, a fronte di 2,8 GW di potenza termoelettrica lorda installata nell'isola, il parco centrali termoelettriche che fornisce oltre il 90% della produzione termoelettrica destinata al consumo tramite operatori di mercato è costituito da tre centrali caratterizzate da una potenza lorda cumulata di circa 1,8 GW. Pertanto, le altre strutture termoelettriche sono di riserva o destinate all'auto consumo o di supporto o inattive. Dai rapporti ambientali, e dai dati del GSE e di Terna risulta che le fonti energetiche utilizzate per l'alimentazione del parco centrali termoelettrico della Sardegna sono gas di sintesi ottenuto a seguito di processi di gassificazione di idrocarburi pesanti, carbone e biomasse. La combustione di tali fonti energetiche ha fornito nel 2013 all'intero parco centrali termoelettrico una quantità di energia pari a circa 2.840 kTep. Ciò rende il settore della generazione di energia elettrica quello con il maggior utilizzo di energia primaria a fini energetici della Sardegna.

Le ripartizioni della produzione destinata al consumo di energia elettrica per fonte energetica primaria nel 2011, 2012 e nel 2013 sono riportate nella figura seguente:

Ripartizione della produzione netta di energia elettrica in Sardegna nel 2011 per fonte energetica



Ripartizione della produzione netta di energia elettrica in Sardegna nel 2012 per fonte energetica



Ripartizione della produzione di energia elettrica in Sardegna per fonte energetica
2013

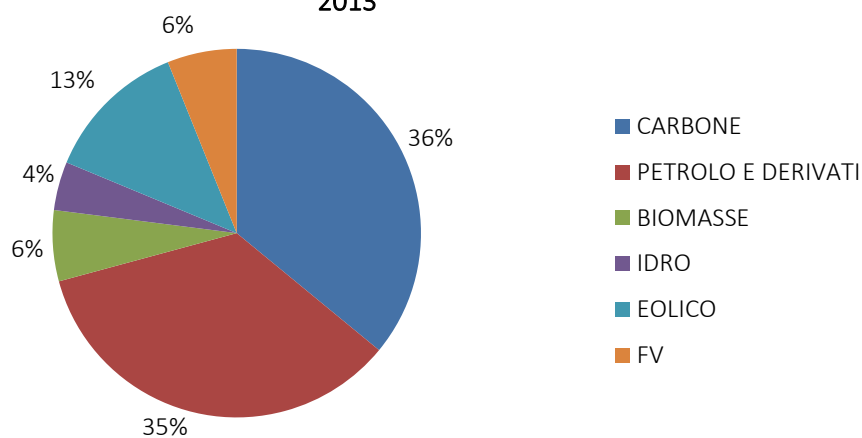


fig. 8.23. Distribuzione per fonte energetica della produzione di energia elettrica in Sardegna nel 2011, 2012 e 2013.
Fonti: Elaborazioni RAS su base dati Terna, GSE, Rapporti Ambientali, Gestori Impianti.

La percentuale di generazione di energia da fonti rinnovabili nel 2014 rispetto alla produzione lorda totale è stata pari a circa il 26,3% mentre rispetto alla netta è pari al 28,5%. L'evoluzione storica della produzione lorda di energia elettrica della Sardegna dal 1997 al 2014 è riportata in figura 8.24. Da questa emerge la presenza di un picco di produzione lorda nel 2006 con circa 15.120 GWh. Successivamente la produzione lorda ha subito una riduzione, per assestarsi nel periodo 2008-2014 ad un valore compreso tra 14.000 e 14.530 GWh. Si osserva inoltre che la produzione lorda di energia associata al comparto termoelettrico ha subito nel periodo 2006-2014 una costante riduzione con un tasso medio annuo pari a circa il 2,5% compensata nel periodo 2008-2014 dall'incremento della produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili.

Energia Elettrica lorda prodotta in Sardegna (1997-2014)

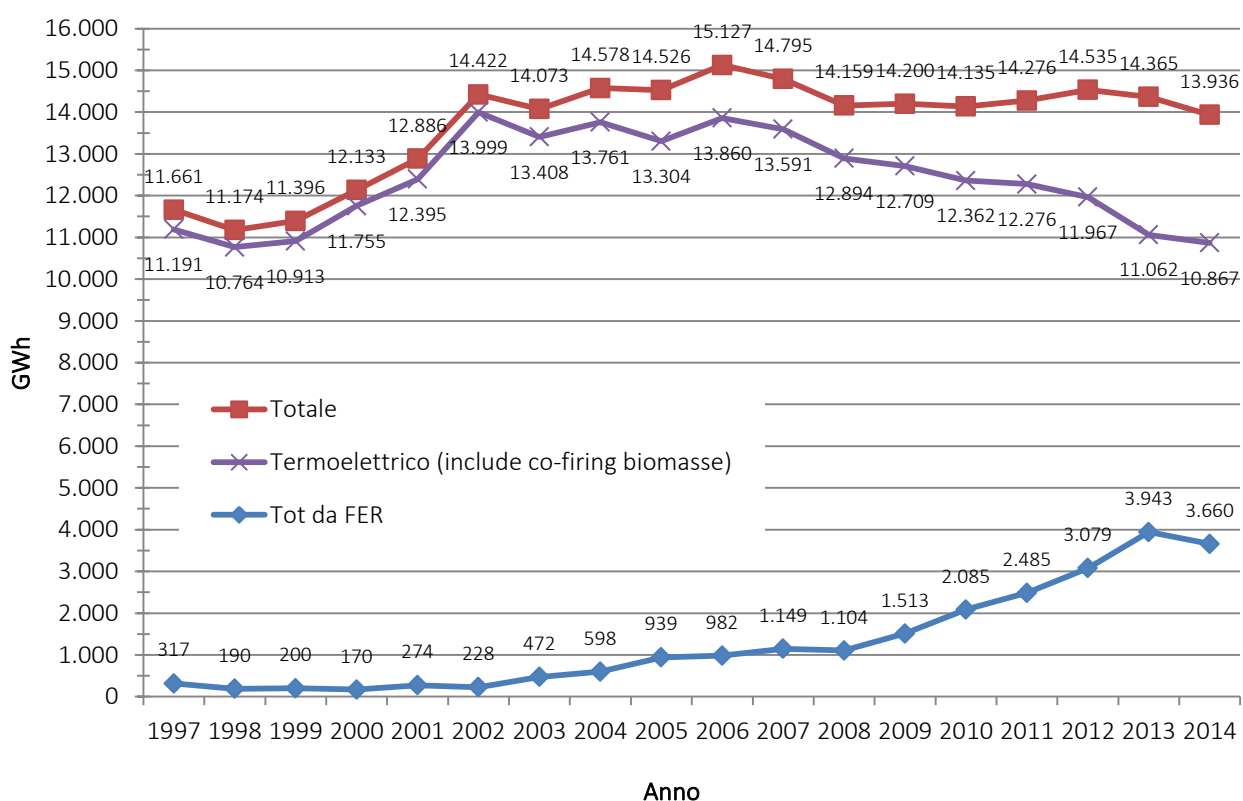


fig. 8.24. Energia elettrica prodotta in Sardegna nel periodo 1997-2014. Fonte : Terna

Il confronto riportato in figura 8.25 tra il dato nazionale e regionale di produzione lorda, ottenuto normalizzando rispetto alla produzione finale lorda del 1997, evidenzia che il tasso di incremento della produzione regionale è stato superiore a quello nazionale nel periodo compreso tra il 1999 e il 2002 per poi assestarsi, assumendo un'evoluzione paragonabile a quella nazionale. Dal 2006 al 2008 si registra in Sardegna un fenomeno anticipativo rispetto al dato nazionale (rispecchiando dunque il fenomeno già osservato nel consumo) con tasso di riduzione superiore a quello nazionale, per poi stabilizzarsi nel periodo compreso tra il 2008 e il 2011. Il 2012 mostra un incremento della produzione di energia elettrica in Sardegna, in controtendenza rispetto al dato nazionale, da imputare alla sensibile crescita della produzione da fonti rinnovabili (eolico e fotovoltaico in particolare). Il 2013 ed il 2014 hanno invece visto una riduzione della produzione in linea con il dato nazionale. L'analisi comparata riferita alla sola generazione termoelettrica, evidenzia che il tasso di riduzione della produzione termoelettrica in Sardegna è costante e progressivo dal 2002 in poi e non è correlato con

l'evoluzione della produzione termoelettrica italiana. Tutto ciò pone in luce la peculiarità del sistema produttivo sardo rispetto a quello nazionale.

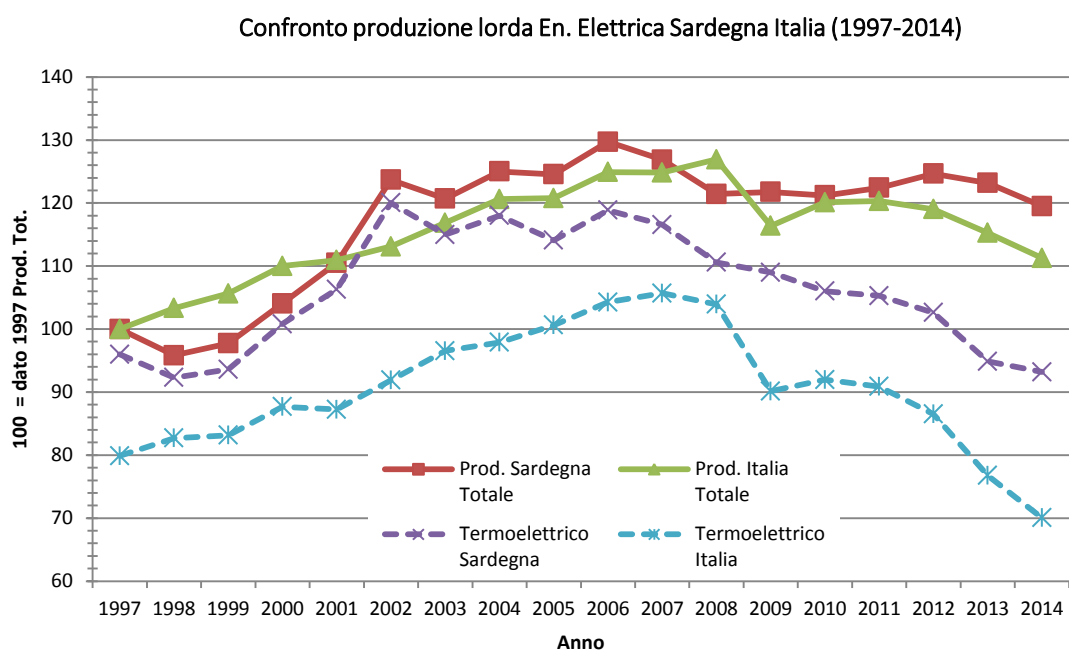


fig. 8.25. Confronto produzione lorda energia elettrica totale e da termoelettrico Sardegna-Italia nel periodo 1997-2014. Fonte : Terna

Il confronto riportato in figura 8.26 tra l'evoluzione storica della produzione e del consumo interno sardo consente di valutare gli effetti dell'entrata in esercizio del SaPel, in termini di incremento progressivo della componente di esportazione. Il valore massimo di energia esportata dalla Sardegna verso la Corsica e la zona Centro Sud è in progressivo aumento dal 2011 e ha raggiunto nel 2014 il valore di 4.084 GWh (Fig. 8.27), corrispondente al 29,3% della produzione lorda. La figura 8.28 evidenzia come nel 2014 sia stata esportata una quantità di energia elettrica pari al 48,7% di quella consumata a livello regionale.

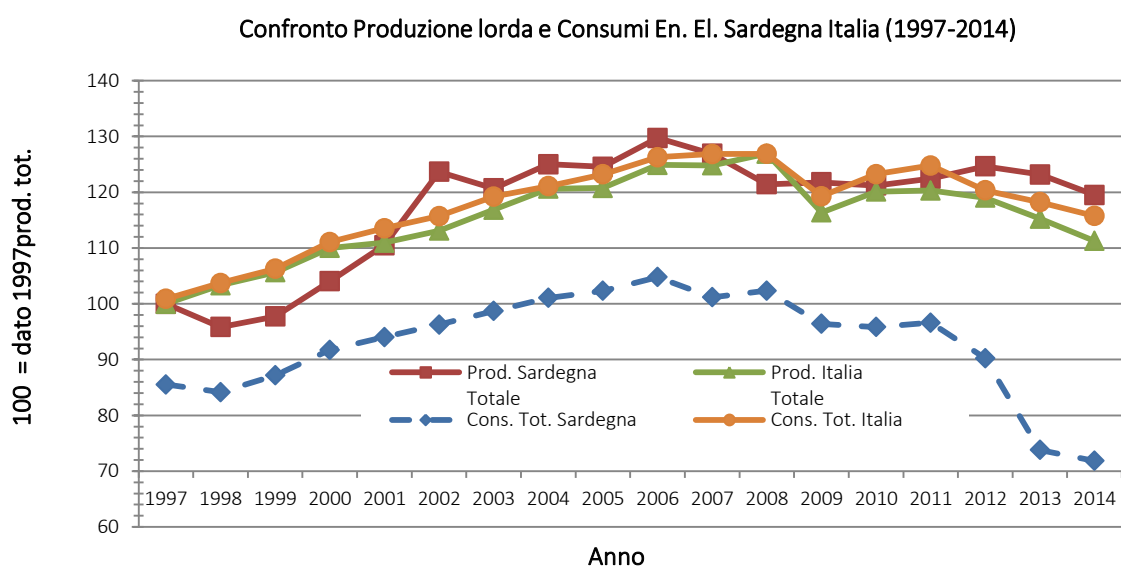


fig. 8.26. Confronto produzione lorda e consumi di energia elettrica Sardegna- Italia (1997-2014). Fonte : Terna

Flusso di energia elettrica da e per la Sardegna (1997-2014)

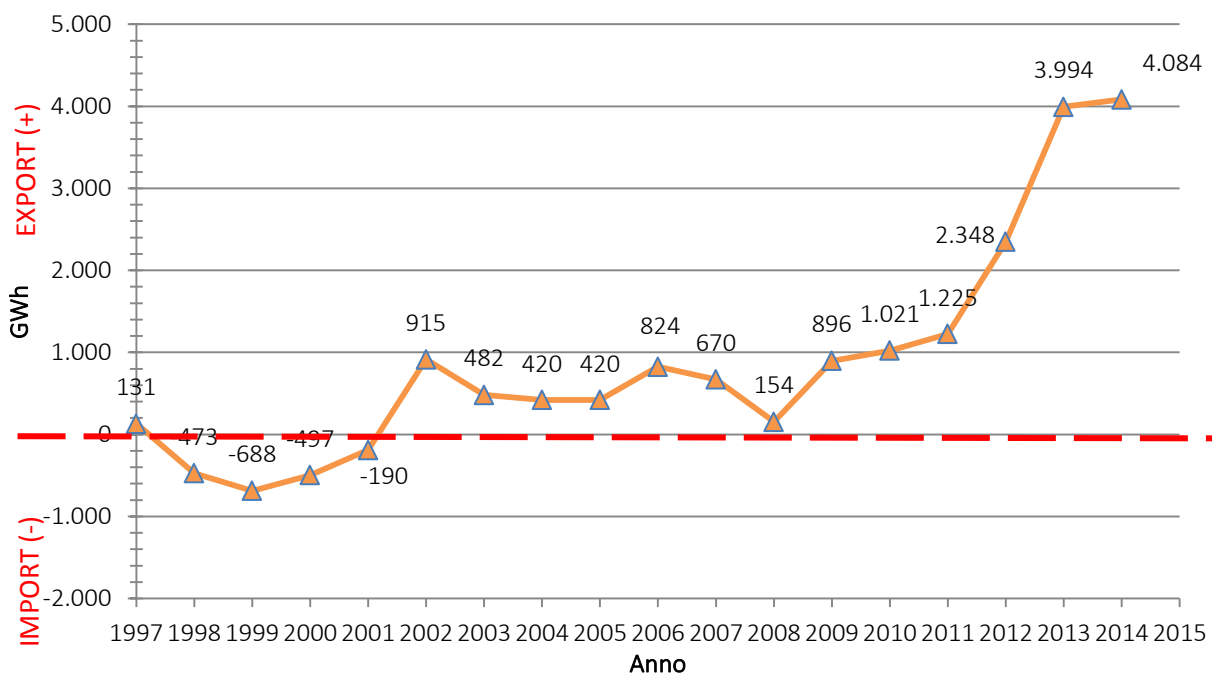


fig. 8.27. Flusso di energia da e per la Sardegna (1997-2014). Fonte : Terna

Rapp. perc. Export su consumi en. elettrica Sardegna (1997-2014)

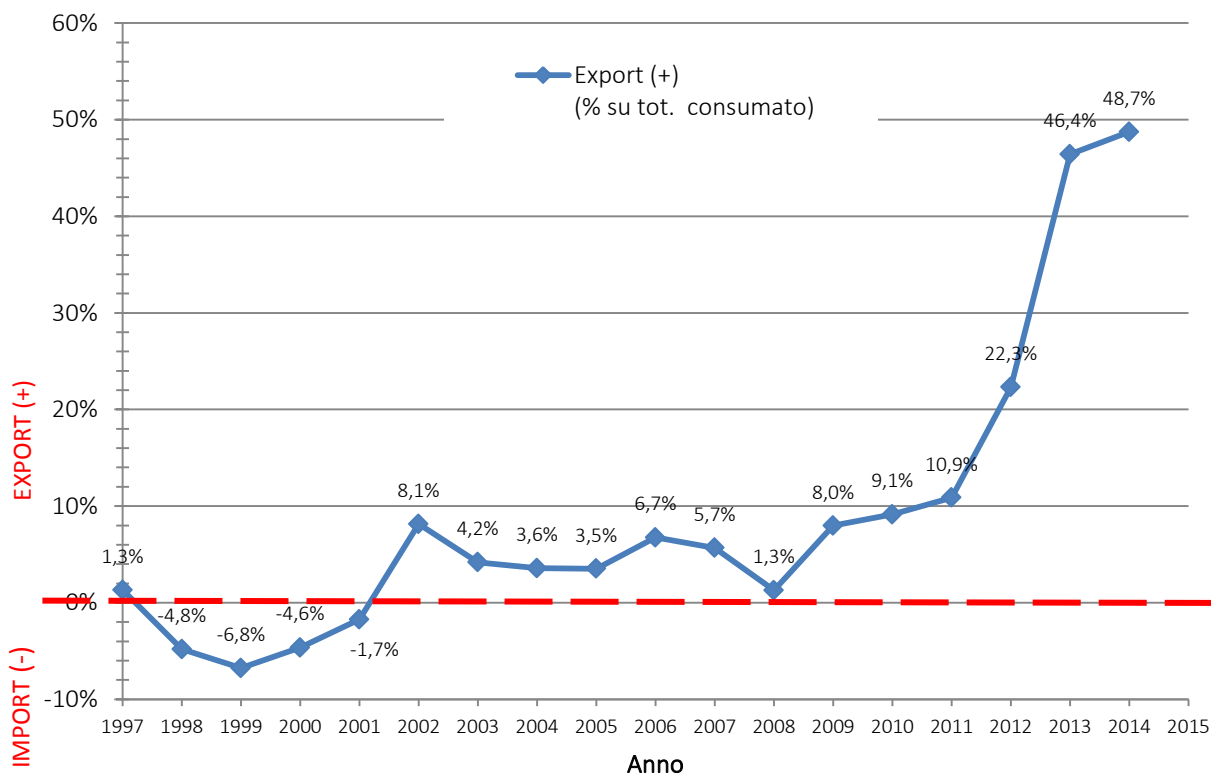


fig. 8.28. Andamento del rapporto percentuale dell'energia elettrica esportata rispetto al consumo della Sardegna (1997-2014). Fonte : Terna

8.3.1 LE CENTRALI TERMOELETTRICHE IN SARDEGNA.

A completamento della descrizione generale del sistema di produzione elettrico regionale si riportano in dettaglio le caratteristiche delle centrali termoelettriche in esercizio nella Regione Autonoma della Sardegna, indicando per ognuna di esse il tipo di fonti energetiche utilizzate, la produzione registrata negli ultimi anni e i dati energetici ambientali più rilevanti. Si precisa che i dati riportati sono stati desunti utilizzando dalle fonti pubbliche disponibili e pertanto presentano in alcuni casi delle disomogeneità.

CENTRALE TERMOELETTRICA FIUMESANTO.

All'interno dell'area industriale di Porto Torres, in località Capu Aspru, è presente la centrale Termoelettrica Fiumesanto. Le informazioni che seguono sono tratte dalle dichiarazioni ambientali e dai documenti relativi all'Autorizzazione Integrata Ambientale.

La configurazione energetica della centrale è sinteticamente descritta nella tabella che segue.

| Gruppo | Combustibile | Ciclo | ANNO | Energia termica | | Potenza Elettrica Nominale Lorda [MW] | |
|------------------|--------------|---------|----------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------------|----|
| | | | | Potenza di combustione [MW] | Energia Producibile [GWh] | | |
| 1 | OCDBTZ | Vapore | 1983 | 400 | 3.504 | 160 | |
| 2 | OCDBTZ | Vapore | 1984 | 400 | 3.504 | 160 | |
| 3 | CARBONE | Vapore | 1992 | 800 | 7.008 | 320 | |
| 4 | CARBONE | Vapore | 1993 | 800 | 7.008 | 320 | |
| Gruppi emergenza | TG5 | GASOLIO | Turbogas | 2005 | 110 | 80 | 40 |
| | TG6 | GASOLIO | Turbogas | 2005 | 110 | 80 | 40 |
| TOTALE | | | | 2.620 | | 1.040 | |

tab. 8.4. Centrale Fiumesanto. Assetto impiantistico attuale. Fonte: A.I.A.

Con Decreto Direttoriale del MISE n. 55/02/2012 del 04/10/2010 è stata autorizzata la realizzazione di un nuovo 5° Gruppo da 410 MW, alimentato a carbone. sulla base di quanto disposto nell'AIA i gruppi 1 e 2 della centrale di non possono essere più eserciti.

I dati che seguono sono desunti dalle dichiarazioni ambientali e riguardano i consumi delle fonti energetiche primarie [t/anno] utilizzati per l'alimentazione della centrale nonché la produzione netta e lorda di energia elettrica.

| | Vettore energetico | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--------------|--------------------|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| INPUT [t/a] | OCD | 206.000 | 210.000,0 | 171.000 | 159.000 | 245.000 | 112.000 | 58.000 | 94.000 | 34.000 |
| | Carbone | 1.414.000 | 1.726.000,0 | 1.579.000 | 1.437.000 | 1.373.000 | 1.394.000 | 1.586.000 | 1.376.000 | 1.420.000 |
| | Biomasse | 0 | 6.000 | 1.000 | 0 | 0 | 0 | 5.000 | 14.000 | 4.000 |
| | Gasolio | 1.000 | 4.000 | 3.000 | 3.000 | 2.000 | 1.000 | 1.000 | 2.000 | 1.000 |
| OUTPUT [GWh] | Energia Prodotta | 4.808 | 5.330 | 4.812 | 4.263 | 4.578 | 4.223 | 4.590 | 4.295 | 3.937 |
| | Energia Venduta | 4.274 | 4.759 | 4.260 | 3.760 | 4.051 | 3.737 | 4.056 | 3.794 | 3.461 |
| | Autoconsumo | 534 | 571 | 552 | 503 | 562 | 486 | 535 | 501 | 476 |

tab. 8.5. Centrale di Fiumesanto. Input e output energia per gli anni 2005-2013. Fonte: Dichiarazione Ambientale-E-on.

I dati che seguono sono desunti dalle dichiarazioni ambientali e riguardano i consumi di risorse idriche della centrale [mc/a] e le emissioni dichiarate.

| tipologia | | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Acqua di mare per raffredd. (10 ⁶ mc) | | 951 | 1.101 | 1.075 | 974 | 1.119 | 945 | 944 | 911 | 870 |
| Acqua di mare uso industriale (10 ³ mc) | | 10.360 | 11.554 | 13.184 | 13.184 | 13.697 | 10.454 | 11.452 | 10.990 | 10.587 |
| Acqua Dolce (10 ³ mc) | Potabile | 79 | 72 | 48 | 50 | 63 | 77 | 62 | 80 | 60 |
| | Pozzi | 488 | 626 | 462 | 383 | 476 | 405 | 502 | 367 | 657 |
| | Demi | 616 | 618 | 612 | 547 | 542 | 535 | 554 | 553 | 508 |
| | Recupero | 293 | 194 | 322 | 376 | 350 | 370 | 221 | 113 | 113 |

tab. 8.6. Centrale di Fiumesanto. Consumi risorse idriche anni 2005-2013. Fonte: Dichiarazione Ambientale-E-on.

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CO ₂ [kton] | 4.129 | 4.807 | 4.315 | 3.928 | 4.062 | 3.652 | 3.898 | 3.588 | 3.482 |
| SO ₂ [t] | 7.490 | 8.842 | 7.481 | 5.444 | 7.381 | 4.861 | 3.218 | 3.728 | 3.295 |
| NO ₂ eq. [t] | 3.448 | 4.013 | 3.582 | 3.094 | 3.694 | 2.749 | 2.824 | 2.722 | 1.519 |
| Polveri [t] | 178 | 203 | 159 | 160 | 161 | 114 | 133 | 177 | 199 |
| CO [t] | 208 | 242 | 161 | 150 | 131 | 159 | 84 | 88 | 35 |

tab. 8.7. Centrale di Fiumesanto. Emissioni anni 2005-2013. Fonte: Dichiarazione Ambientale-E-on.

Di seguito in sintesi gli indicatori di consumo energetico primario specifico e di impatto della centrale:

| indicatori | | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----------------------------------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Efficienza energetica [kcal/kWh] | | 2.550 | 2.521 | 2.564 | 2.576 | 2.607 | 2.525 | 2.531 | 2.518 | 2.580 |
| Uso risorse idriche [mc/GWh] | | | | | | 353 | 396 | 572 | 467 | 596 |
| Emissioni in atmosfera | SO ₂ [t/GWh] | 1,56 | 1,66 | 1,55 | 1,28 | 1,80 | 1,30 | 0,79 | 0,98 | 0,95 |
| | NO ₂ eq. [t/GWh] | 0,72 | 0,75 | 0,74 | 0,73 | 0,90 | 0,73 | 0,72 | 0,71 | 0,73 |
| | Polveri [t/GWh] | 0,04 | 0,04 | 0,03 | 0,04 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,05 | 0,06 |
| | CO [t/GWh] | 0,04 | 0,05 | 0,03 | 0,04 | 0,03 | 0,05 | 0,02 | 0,02 | 0,01 |
| | CO ₂ [kt/GWh] | 0,86 | 0,90 | 0,90 | 0,92 | 1,01 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 1,01 |

tab. 8.8. Centrale di Fiumesanto. Indicatori di efficienza e di impatto per gli anni 2005-2013. Fonte: Dichiarazione Ambientale-E-on.

CENTRALI TERMOELETTRICHE DI PORTOSCUSO E PORTOVESME

All'interno dell'area industriale di Portovesme la società Enel Produzione gestisce le Centrali Termoelettriche denominate Portoscuso e Sulcis "Grazia Deledda", per le quali il Ministero dell'Ambiente ha rilasciato in data 31.10.2011 il provvedimento unificato prot. DVA_DEC-2011-0000579 di Autorizzazione Integrata Ambientale

La Centrale denominata Portoscuso è composta da n. 2 sezioni (Sezioni 1 e 2) da 160 MW_e ciascuna alimentate a OCDBTZ e, per le fasi di emergenza e avviamento, a Gasolio. L'Autorizzazione Integrata Ambientale all'art. 4 decreta che le sezioni 1 e 2 della Centrale Portoscuso non possono restare in esercizio oltre il 31. 12.2013. Nel corso del 2013 la centrale Portoscuso non ha prodotto energia elettrica esclusivamente per gli autoconsumi per una quota pari a 2.258 MWh con un consumo di 3.2 t di gasolio e 172 mc d'acqua industriale da acquedotto

Si riporta di seguito la configurazione energetica della centrale "Grazia Deledda".

| Gruppo | Combustibile | Ciclo | ANNO | Potenza Combustione [MW] | Potenza elettrica [MW] |
|---------------|-------------------|--------|-----------------------|--------------------------|------------------------|
| SU2 | CARBONE, BIOMASSE | Vapore | 1986 – revamping 2005 | 800 | 350 |
| SU3 | CARBONE | Vapore | 1986 | 670 | 240 |
| TOTALE | | | | 1.470 | 590 |

tab. 8.9. Centrale Grazia Deledda. Dati funzionamento alla Capacità produttiva. Fonte AIA

La Centrale Termoelettrica (CTE) Sulcis "Grazia Deledda", è costituita complessivamente da n. 2 gruppi di produzione termoelettrici indipendenti, denominati rispettivamente SU2 e SU3, entrati in esercizio nel 1986. Nel 2005 si è completata la riconversione della SU2. La sezione SU2 è dotata di caldaia a letto fluido (CFBtechnology) in cui avviene la co-combustione del carbone estero e nazionale (sulcis) con biomasse. La sezione SU3 effettua la co-combustione del carbone estero e nazionale; in assenza di carbone viene utilizzato anche OCD. Il gasolio viene utilizzato per le fasi di avviamento. La co-combustione delle biomasse vegetali con il carbone ha avuto inizio nel 2006 nella sezione SU2.

Dalle dichiarazioni ambientali e dai documenti del monitoraggio dell'AIA sono stati desunti i seguenti dati relativi al Consumo di fonti primarie [t/anno] ed alla produzione netta di energia elettrica espressa in GWh.

| t/anno | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| OCD | 12.120 | 30.900 | 67.000 | 82.000 | 71.000 | 30.000 | 13.000 | 19.228 | 13.103 |
| Gasolio | | | | | | | | | 1.418 |
| Carbone | 585.000 | 601.000 | 955.000 | 938.000 | 887.000 | 764.000 | 790.000 | 885.762 | 588.772 |
| Biomasse | 0 | 5.913 | 65.426 | 115.905 | 153.842 | 201.406 | 260.439 | 260.578 | 250.459 |

tab. 8.10. Centrale Sulcis. Consumo fonti primarie anni 2005-2013. Fonte: Dichiarazioni ambientali e monitoraggio AIA.

| GWh | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|
| Energia SU2 | 3,6 | 618 | 1.066 | 1.245 | 1.194 | 1.254 | 1.528 | 1.643 | 1.531 |
| Energia SU3 | 1.317 | 852 | 1.333 | 1.091 | 1.076 | 644 | 464 | 754 | 252 |
| BIOMASSE | | | 4,95% | 5,09% | 7,31% | 11,6% | 15,26% | 15% | n.d. |

tab. 8.11. Centrale Sulcis. Bilancio Energia Elettrica anni 2005-2013. Fonte: Dichiarazioni ambientali e monitoraggio AIA.

Dai documenti del monitoraggio dell'AIA sono stati desunti i seguenti dati di funzionamento per l'anno 2013 ed in particolare le ore di effettivo funzionamento (h), Potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWh) e Rendimento elettrico medio effettivo (%):

| GRUPPO | ORE FUNZ. | MWh | % | | | | | | | | | | | |
|--------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|
| | | | gen | feb | mar | apr | mag | giu | lug | ago | set | ott | nov | dic |
| SU2 | 7.918 | 193,4 | 31,57 | 32,22 | 31,84 | 32,62 | 30,25 | 31,86 | 32,59 | 32,73 | 32,4 | 32,9 | 32,04 | 31,97 |
| SU3 | 1.938 | 130,1 | 0 | 0 | 25,54 | 24,46 | 21,66 | 25,53 | 21,23 | 24,28 | 23,5 | 0 | 0 | 22,06 |

tab. 8.12. Centrale Sulcis. Dati funzionamento 2013. Fonte: monitoraggio AIA.

Dai documenti del monitoraggio dell'AIA sono stati desunti per l'anno 2013 i seguenti dati relativi alle emissioni totali in aria, emissione specifiche per energia generata (kg/MWh) e combustibile utilizzato (kg/ton):

| | Emissioni totali [t/anno] | | | Emissioni specifiche [kg/ton.] | | | | | |
|-----------------|---------------------------|--------|----------|--------------------------------|------|-------------------------------|------|--------------------------------|------|
| | | | | Per energia generata [kg/MWh] | | Per consumo Carbone [kg/ton.] | | Per consumo Biomasse [kg/ton.] | |
| | SU2 | SU3 | TOTALE | SU2 | SU3 | SU2 | SU3 | SU2 | SU3 |
| SO ₂ | 1.714,13 | 351,28 | 2.065,4 | 1,12 | 1,39 | 3,49 | 3,62 | 6,84 | n.a. |
| NO _x | 1.029,53 | 212,71 | 1.242,23 | 0,67 | 0,84 | 2,09 | 2,19 | 4,11 | n.a. |
| CO | 190,6 | 121,82 | 312,42 | 0,12 | 0,48 | 0,39 | 1,26 | 0,76 | n.a. |
| polveri | 25,85 | 13,55 | 39,4 | 0,02 | 0,05 | 0,05 | 0,14 | 0,10 | n.a. |

tab. 8.13. Centrale Sulcis. Dati emissioni totali e specifiche - anno 2013. Fonte: monitoraggio AIA.

Dai documenti del monitoraggio dell'AIA si desume che per l'anno 2013 sono stati consumati 242.157 mc di Acqua industriale da acquedotto

CENTRALE TERMOELETRICA TURBOGAS ASSEMINI.

La società Enel Produzione Spa gestisce nella zona industriale di Macchiareddu, in comune di Assemini, una Centrale Termoelettrica a turbogas. L'impianto ha una potenza termica complessiva di 620 MW_t e si compone di n. 2 unità a turbogas, a ciclo semplice della potenza elettrica nominale 90 MW. La centrale, alimentata a gasolio e adibita alla produzione nei periodi di maggiore richiesta di energia, in condizioni di blackout permette il ripristino delle condizioni di esercizio della rete elettrica della Sardegna. Di seguito si riportano i consumi di gasolio disponibili per la produzione di energia elettrica e per l'alimentazione dei sistemi ausiliari di avvio:

| Anno | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|------|------|-------|-------|------|
| Consumo gasolio (t) | 16.490 | 17.142 | 17.289 | 37.581 | n.d. | n.d. | 3.085 | 2.769 | n.d. |

tab. 8.14. CTE Assemini. Riepilogo consumo gasolio. Periodo 2005-2008. Fonte: AIA e monitoraggio AIA.

Nella tabella seguente si riportano i dati disponibili relativi alla produzione di energia elettrica per singolo gruppo a turbogas e per l'intero impianto dichiarata dal gestore nel periodo 2003-2012:

| | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|-------|-------|
| Gr. 1 | Produzione (MWh) | 57.080 | 7.273 | 22.874 | 11.279 | 23.004 | 45.613 | 45.110 | nd | 4.170 | 2.806 |
| | Ore funzionamento | 1.015 | 164 | 554 | 306 | 569 | 1.321 | 1.376 | nd | 83 | 85 |
| Gr. 2 | Produzione (MWh) | 30.880 | 6.077 | 15.408 | 22.721 | 13.294 | 36.238 | 45.362 | nd | 3.287 | 2.340 |
| | Ore funzionamento | 606 | 156 | 456 | 728 | 499 | 1.180 | 1.472 | nd | 76 | 92 |
| totale | Produzione (MWh) | 87.960 | 13.350 | 38.282 | 34.000 | 36.298 | 81.851 | 90.472 | nd | 7.457 | 5.146 |

tab. 8.15. CTE Assemini. Produzione di energia elettrica ed ore di esercizio. Fonte: AIA.

Dai documenti del monitoraggio dell'AIA sono stati desunti i seguenti dati di funzionamento per l'anno 2012 ed in Rendimento elettrico medio effettivo:

| GRUPPO | gen | feb | mar | apr | mag | giu | lug | ago | set | ott | nov | dic |
|--------|----------|-----|-----|-----|----------|----------|-----|----------|----------|----------|-----|-----|
| GR.1 | 0,165764 | - | - | - | 0,151887 | 0,171244 | - | 0,149943 | - | 0,030877 | - | - |
| GR. 2 | 0,041773 | - | - | - | 0,147943 | 0,160352 | - | - | 0,121673 | 0,093048 | - | - |

tab. 8.16. CTE Assemini. Dati funzionamento 2012. Fonte: monitoraggio AIA.

Dai documenti del monitoraggio dell'AIA sono stati desunti per l'anno 2012 i seguenti dati relativi alle emissioni in aria, emissione specifiche per energia generata (kg/MWh) e combustibile bruciato (kg/ton):

| | Emissioni totali [t/anno] | | | Emissioni specifiche [kg/ton.] | | | |
|-----------------|---------------------------|----------|--------|--------------------------------|----------|---------------------------------|----------|
| | | | | Per energia generata [kg/MWh] | | Per Gasolio consumato [kg/ton.] | |
| | GRUPPO 1 | GRUPPO 2 | TOTALE | GRUPPO 1 | GRUPPO 2 | GRUPPO 1 | GRUPPO 2 |
| SO ₂ | 2 | 2 | 4 | 0,72 | 0,84 | 1,46 | 1,41 |
| NO _x | 19 | 16 | 35 | 6,84 | 6,89 | 13,92 | 11,59 |
| CO | 1 | 2 | 3 | 0,22 | 0,82 | 0,45 | 1,38 |
| polveri | 0 | 0 | 1 | 0,15 | 0,16 | 0,30 | 0,27 |

tab. 8.17. CTE Assemini. Dati emissioni totali - anno 2012. Fonte: monitoraggio AIA.

Dai documenti del monitoraggio dell'AIA si desume che per l'anno 2012 sono stati prelevati dall'acquedotto 2.040 mc di industriale acquedotto e 352 mc di Acqua potabile.

CENTRALE TERMOELETTRICA OTTANA ENERGIA.

Nell'area industriale di Ottana la società Ottana Energia spa gestisce una centrale termoelettrica costituita da 2 gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e vapore tecnologico destinato all'alimentazione sia degli impianti delle società co-insediate nell'area sia dei propri impianti. L'impianto è costituito da due caldaie per la produzione di vapore surriscaldato ad alta pressione, due turboalternatori per la produzione di energia elettrica. I due gruppi termoelettrici hanno caratteristiche identiche e possono essere utilizzati indipendentemente in funzione delle esigenze. Il combustibile utilizzato è Olio Combustibile Denso a Basso Tenore di Zolfo (OCD-BTZ). Ciascuna caldaia ha una capacità massima di produzione di vapore di 450 t/h mentre le turbine hanno una potenza nominale pari a 70 MW per un totale di 140 MW_e. I dati energetici seguenti sono desunti dall'A.I.A. n 1826 del 30.09.2013 della provincia di Nuoro:

| Produzione | 2007 | 2008 | 2009 |
|-----------------------------|---------|---------|---------|
| Energia elettrica [MWh] | 409.542 | 403.920 | 322.411 |
| Vapore tecnologico [t/anno] | 510.015 | 310.757 | 201.933 |

tab. 8.18. CTE Ottana. Produzione di energia elettrica e vapore. Fonte: A.I.A.

SARLUX. CENTRALE IGCC E CTE RAFFINERA.

L'impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), a ciclo combinato in cogenerazione, di proprietà Sarlux, si colloca all'interno dell'area della Raffineria Saras. In esso si effettua la gassificazione degli idrocarburi pesanti provenienti dall'impianto di Visbreaking (TAR) con ossigeno, con produzione di un gas di sintesi (syngas) contenente principalmente CO, H₂, e H₂S. Il syngas viene poi trattato per eliminare totalmente i composti solforati e quindi utilizzato per produrre energia, in un processo combinato che sfrutta sia turbine a gas che turbine a vapore. In questo processo si sviluppano diverse conversioni energetiche che consentono di ottenere diversi vettori energetici (energia elettrica, energia termica nonché idrogeno) a partire dalla stessa fonte. La carica dell'impianto è costituita da ca. 150 t/h di TAR e ca. 112.000 Nmc/h di ossigeno (95%). Di seguito si riportano i dati relativi ai consumi dell'impianto IGCC per il periodo 2005-2013:

| Prodotto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Idrocarburi pesanti per la gasificazione | 1.172.874 | 1.217.391 | 1.190.195 | 1.179.604 | 1.128.568 | 1.222.328 | 1.121.249 | 1.191.011 | 1.172.486 |
| Syngas (ottenuto dalla gasificazione) | 3.827.000 | 3.943.410 | 3.942.542 | 3.770.558 | 3.757.686 | 4.021.014 | 3.676.704 | 3.877.697 | 3.887.443 |
| Gasolio | 10.797 | 10.256 | 7.068 | 4.370 | 18.904 | 3.440 | 13.994 | 2.614 | 3.570 |
| Energia elettrica da esterno (MWh) | 372.357 | 379.463 | 369.491 | 380.508 | 378.700 | 379.495 | 349.658 | 369.202 | 361.849 |

tab. 8.19. Input impianto IGCC Sarlux. Fonte: Dichiarazioni Ambientali e Rapporto Ambiente, Salute e Sicurezza.

L'impianto ha una potenza elettrica di 555 MWe per una produzione annua di oltre 4 TWh di energia elettrica (immessi nella rete di trasmissione nazionale), 100 t/h di vapore a media pressione, 85 t/h di vapore a bassa pressione e 40.000 Nmc/h di idrogeno, ceduti alla raffineria.

Di seguito si riportano i dati relativi ai prodotti dell'impianto per il periodo 2005 – 2013:

| Prodotto | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energia elettrica [MWh] | 4.363.035 | 4.473.702 | 4.432.135 | 4.251.352 | 4.086.438 | 4.339.335 | 4.034.163 | 4.211.290 | 4.240.392 |
| Vapore a bassa press. [t/anno] | 590.262 | 608.042 | 556.828 | 539.680 | 437.003 | 586.626 | 555.647 | 582.843 | 659.696 |
| Vapore a media press. [t/anno] | 702.237 | 677.703 | 568.650 | 667.763 | 570.754 | 737.033 | 699.486 | 743.660 | 859.248 |
| Idrogeno [kNmc] | 285.652 | 360.220 | 307.083 | 322.226 | 359.108 | 376.074 | 338.952 | 386.887 | 303.928 |
| Zolfo [t/anno] | 58.821 | 48.184 | 42.589 | 49.752 | 48.405 | 52.666 | 37.872 | 43.196 | 38.932 |
| Concentrato di Vanadio | 1.690 | 1.250 | 1.700 | 1.199 | 1.633* | 1.122 | 1.494 | 1.142 | 1.279 |

tab. 8.20. Prodotti impianto Sarlux IGCC. Fonte: Dichiarazioni Ambientali e Rapporto Ambiente, Salute e Sicurezza.

Lo zolfo e i metalli provenienti dalla sezione di trattamento del gas di sintesi, vengono recuperati, nobilitati ed immessi nel mercato.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i dati sulle emissioni della centrale IGCC:

| PARAMETRO [10 ³ t/anno] | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO ₂ | 0,43 | 0,47 | 0,42 | 0,41 | 0,51 | 0,46 | 0,39 | 0,44 | 0,22 |
| NO _x | 0,93 | 0,98 | 0,997 | 0,86 | 0,58 | 0,60 | 0,56 | 0,52 | 0,67 |
| polveri | 0,007 | 0,003 | 0,005 | 0,004 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,01 |
| CO [t/anno] | 0,086 | 0,110 | 0,14 | 0,13 | 0,12 | 0,16 | 0,17 | 0,20 | 0,16 |
| CO ₂ [t/anno] | 3.718 | 3.878 | 3.751 | 3.728 | 3.528 | 3.783 | 3.519 | 3.690 | 3.699 |

tab. 8.21. IGCC Sarlux. Dati emissioni totali - anno 2012. Dichiarazioni Ambientali e Rapporto Ambiente, Salute e Sicurezza.

All'interno dello stabilimento SARAS è presente anche una Centrale Termoelettrica che permette la produzione combinata di vapore ed energia elettrica in autoconsumo. E' costituita da tre caldaie che producono vapore surriscaldato ad alta pressione e tre turbine a vapore che producono energia elettrica per una potenza complessiva di 52,75 MWe. Generalmente le tre caldaie sono alimentate con fuel-oil anche se il combustibile impiegato è funzione della disponibilità del gas.

CENTRALE TERMOELETTRICA ENI – VERSALIS – MATRICA.

A servizio dello stabilimento petrolchimico della società Sarlux Impianti Nord (ex Versalis del Gruppo Eni Spa) si dispone di una centrale termoelettrica della potenzialità elettrica nominale di 216 MW_e. La centrale si compone di 4 generatori di vapore, ciascuno della potenza termica nominale di 210 MW_t, e di 4 turboalternatori per la produzione di energia elettrica. I generatori di vapore prevedono una alimentazione multicomcombustibile costituita da olio combustibile denso, combustibili liquidi da processo (cracking fuel-oil/FOK e benzina pesante) e gas derivati dagli impianti chimici. La centrale termoelettrica fornisce, mediante la produzione di vapore, il calore necessario alle diverse utenze di stabilimento ai livelli di temperatura e pressione adeguati ai diversi processi produttivi; contemporaneamente si genera energia elettrica da immettere nella rete di stabilimento in parallelo con quella acquisita dalle rete esterna, garantendo inoltre, se necessario, nei casi di mancanza di quest'ultima, i servizi elettrici indispensabili.

CENTRALE TERMOELETTRICA SARLUX IMPIANTI NORD (ex ENI VERSALIS SARROCH)

Lo stabilimento petrolchimico di Sarroch (ex-Versalis Spa ora parzialmente trasferito a Sarlux) è dotato di una centrale termoelettrica che genera tutta l'energia elettrica richiesta dalle diverse utenze e, mediante la produzione di vapore, il calore necessario alle utenze medesime dello stabilimento ai livelli di temperatura adeguati ai diversi processi produttivi. La Centrale, alimentata a olio combustibile e fuel gas della raffineria SARAS, è caratterizzata da una potenza termica di combustione pari a 287MW_t; dotata di n. 2 caldaie con produzione massima continua di 200 t/h di vapore a 95 at e 500 °C e n. 2 turboalternatori da 26 MW per una potenza elettrica complessiva di 52 MW_e.

Dall'analisi dei documenti dell'autorizzazione integrata ambientale, rilasciata con prot. DVA-2012-0000333 del 03.07.2012 e dei relativi monitoraggio si evincono i seguenti dati:

| INPUT | C.P. | 2004 | 2008 | 2012 | 2013 |
|-----------------------|---------|---------|---------|--------|--------|
| OCD BTZ | 149.730 | 119.781 | 118.918 | 94.024 | 97.875 |
| Fuel gas (raffineria) | 10.041 | 8.356 | 601 | - | 1.621 |

tab. 8.22. CTE stabilimento Sarlux Impianti Nord (ex Versalis). Consumo di combustibile per CTE. Fonte: A.I.A e monitoraggio.

| OUTPUT | | C.P. | 2004 | 2012 | 2013 |
|-------------------------|------------------------|-----------|-----------|---------|-----------|
| Energia Elettrica [MWh] | | 414.523 | 191.864 | 125.894 | 125.707 |
| Energia Termica | Energia Prodotta [Mwh] | 2.758.514 | 1.640.890 | - | - |
| | Vapore [t] | - | - | 734.999 | 1.187.747 |

tab. 8.23. CTE stabilimento Sarlux Impianti Nord (ex Versalis). Produzione di energia elettrica e termica. Fonte: A.I.A e monitoraggio.

Nell'ambito del procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale il gestore ha sottoposto al Ministero dell'Ambiente la richiesta di modifica della massima capacità produttiva della Centrale Termoelettrica da 287 MW_t a 220 MW_t a cui corrisponde un consumo nominale di OCD-BTZ di 150.000 t/a contro un valore iniziale di 195.000 t/a.

CENTRALE TERMOELETTRICA ASSEMINI. ENI – SYNDIAL.

L'impianto chimico sito in Assemini gestito dalla società Syndial Spa del gruppo ENI è dotato di una centrale termoelettrica adibita alla produzione di energia elettrica, vapore ad uso tecnologico ed aria compressa. Attualmente, con la riduzione del fabbisogno energetico di stabilimento, dovuta alla fermata di diversi impianti produttivi, la centrale fornisce principalmente vapore e aria compressa. Le informazioni che seguono sono tratte dall'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata dal Ministero dell'Ambiente con dispositivo prot. DVA DEC-2012-000034 del 03.07.2012.

Sono presenti due gruppi di conversione energetica costituiti da due caldaie denominate F301B e F301C alimentate con OCD-BTZ e idrogeno di recupero degli impianti di elettrolisi del cloruro di sodio dell'impianto chimico. La sezione di produzione del vapore comprende un generatore principale ad alta pressione ed uno ausiliario a bassa pressione.

La caldaia F301B, utilizzata per la produzione di vapore surriscaldato ad alta, media e bassa pressione, ha una potenzialità massima di 75 t/h di vapore a 410 °C – 65 ATE ed una potenza termica di 55 MW_t. Una parte del vapore prodotto viene immesso in una turbina a contropressione accoppiata ad un generatore di energia elettrica da 12 MVA.

La caldaia F301C ha una potenzialità massima di 32 t/h di vapore (280 °C – 33 ATE) e una potenza termica di 25 MW_t. La caldaia F301C è quella attualmente utilizzata poiché in grado di soddisfare il fabbisogno energetico di stabilimento notevolmente ridotto nel corso degli anni per la fermata di diversi impianti produttivi. Sono presenti anche 2 caldaie mobili in affiancamento alla F301C della capacità complessiva di 24 t/h di vapore a bassa pressione (4bar) surriscaldato a 185 °C alimentate a gas propano reso disponibile con una linea apposita da 2.000 Nmc/h.

La sezione di produzione dell'energia elettrica è composta da un turbogeneratore a contropressione della potenza nominale di 11 MW_e. Nell'assetto attuale, con la fornitura agli utenti di vapore a media e a bassa pressione, la potenza elettrica effettivamente utilizzata è di ca. 1 MW.

8.3.2 IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI IN SARDEGNA

Negli ultimi 10 anni la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, grazie alle forme di incentivazione della produzione e alle potenzialità naturali, ha registrato un notevole incremento nella Regione Sardegna, raggiungendo una quota di produzione significativa e pari nel 2014 a circa il 26,3% della produzione lorda. A tale scopo si riporta in figura 8.29 sia la composizione sia l'entità della produzione di energia elettrica per ciascuna delle fonti rinnovabili utilizzate che la relativa evoluzione. L'evoluzione storica della produzione di energia da fonte rinnovabile mostra un progressivo incremento dal 2006 della quota di energia prodotta da fonte rinnovabile. In particolare, si evidenzia un progressivo incremento della produzione dalle fonti eoliche, biomassa e solare fino al 2013. Il 2014 ha visto una lieve riduzione del contributo dell'eolico, dell'idroelettrico e delle bioenergie rispetto all'anno precedente. La produzione lorda di energia da fonte rinnovabile negli anni 2013 e 2014 è stata, rispettivamente pari a 3.943 GWh e a 3.660 GWh.

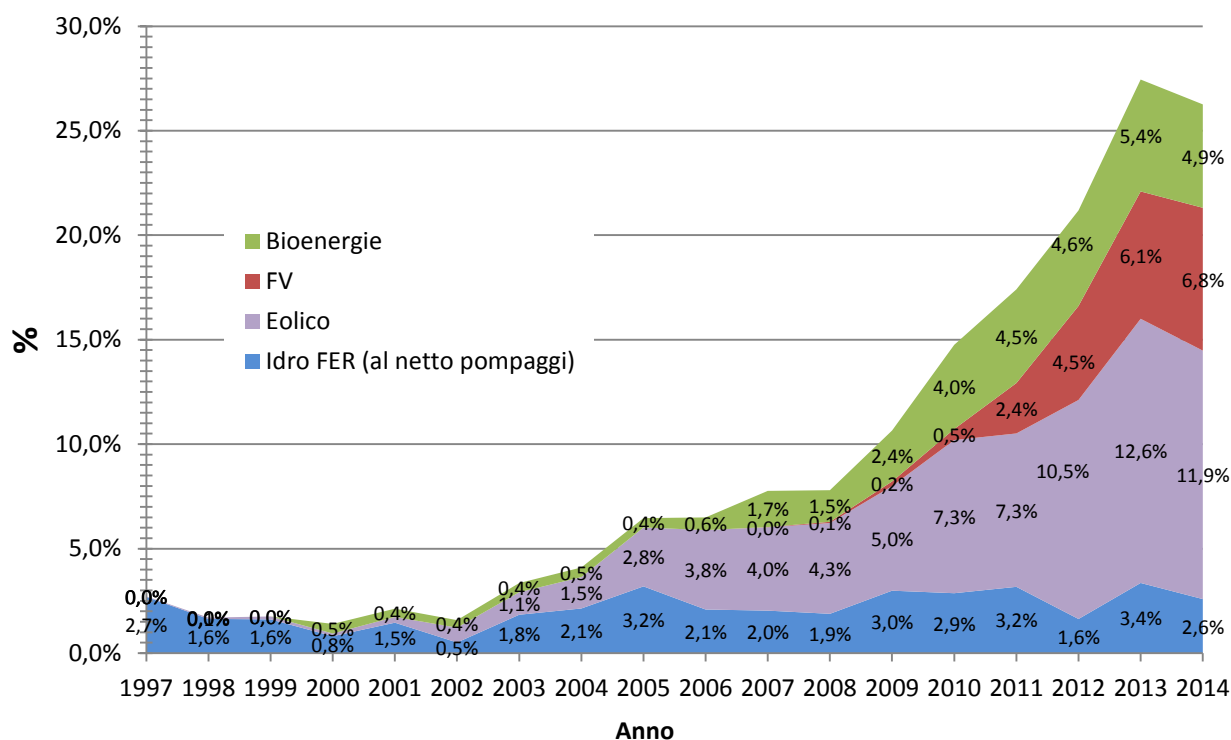


fig. 8.29. Evoluzione storica della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili in Sardegna Fonte: GSE Terna Elaborazione RAS

Viene descritto di seguito, per ciascuna fonte energetica rinnovabile, lo stato aggiornato relativo agli impianti di produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili in Sardegna.

FONTE SOLARE

Impianti Fotovoltaici

La distribuzione della potenza installata relativa agli impianti fotovoltaici è stata desunta dalla banca dati del GSE attraverso il sito Atlasole. Al 23.11.2015 si registra un numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Sardegna incentivati dal GSE pari a ca. 26.708 corrispondenti ad una potenza installata totale di 680 MW suddivisa tra le diverse classi di potenza e province come riportato nella tabella seguente.

| CLASSE | <3 kW | | 3-20 kW | | 20-200 kW | | 200-1000 kW | | >1000 kW | | TOT | |
|--------|----------|----------|---------|------------|-----------|-----------|-------------|------------|----------|------------|--------|------------|
| | PROV. | N. | P [kW] | N. | P [kW] | N. | P [kW] | N. | P [kW] | N. | P [kW] | N. |
| CA | 2688 | 7.519,70 | 4719 | 29.502,37 | 242 | 19.514,80 | 57 | 33.662,53 | 19 | 58.797,91 | 7725 | 148.997,31 |
| CI | 650 | 1.837,78 | 1340 | 8.319,40 | 35 | 2.399,85 | 18 | 13.236,42 | 6 | 22.100,68 | 2049 | 47.894,13 |
| VS | 496 | 1.407,78 | 1251 | 8.482,03 | 104 | 8.215,03 | 21 | 13.511,80 | 8 | 25.890,84 | 1880 | 57.507,47 |
| NU | 727 | 2.060,40 | 2143 | 15.103,74 | 107 | 8.202,15 | 30 | 17.722,70 | 35 | 55.092,40 | 3042 | 98.181,39 |
| OG | 445 | 1.251,22 | 1278 | 9.223,11 | 61 | 4.128,40 | 7 | 5.585,59 | 0 | 0 | 1791 | 20.188,31 |
| OR | 941 | 2.668,44 | 2052 | 13.880,42 | 203 | 14.804,90 | 53 | 29.036,20 | 19 | 68.319,63 | 3268 | 128.709,59 |
| OT | 492 | 1.381,42 | 1617 | 11.270,92 | 81 | 6.120,85 | 16 | 9.218,44 | 0 | 0 | 2206 | 27.991,62 |
| SS | 1134 | 3.163,80 | 3344 | 23.736,14 | 210 | 14.763,33 | 44 | 28.873,06 | 15 | 79.732,90 | 4747 | 150.269,23 |
| TOT | 7.573,00 | 21.290 | 17.744 | 119.518,13 | 1.043 | 78.149,30 | 246 | 150.846,74 | 102 | 309.934,36 | 26.708 | 679.739,05 |

tab. 8.24. Fonte solare fotovoltaica. Numerosità impianti e potenza installata suddivise per classe e province al 23.11.2015. Fonte GSE

Da tali dati si evince che gli impianti fotovoltaici con una potenza inferiore ai 200kWe presentano una potenza cumulata pari a circa 219 MW (32,3% del totale) a cui corrisponde un numero totale di impianti rispetto al totale pari a circa 98.7% rappresentando il principale apporto alla generazione distribuita in Sardegna.

L'analisi dei dati storici permette di mettere in evidenza che nel biennio 2011-2013 il numero di impianti fotovoltaici installati è stato pari a circa 12.000, corrispondente ad una potenza cumulata entrata in esercizio di circa 250 MW.

La Regione Sardegna con l'Assessorato Industria ha contribuito alla diffusione di tale tecnologia presso l'utenza privata grazie ad un'azione decisa e continuata di incentivazione. Con Deliberazione n. 38/19 del 18.09.2012 la Giunta Regionale ha approvato le Direttive di attuazione per l'erogazione di *Contributi a favore di persone fisiche e a favore di persone fisiche e soggetti giuridici privati diversi dalle imprese per l'installazione di impianti fotovoltaici* (L.R. 15.3.2012, n. 6, art. 4, comma 21). Nel mese di Novembre 2012 è stato pubblicato Bando incentivi 2012 con uno stanziamento di circa 10 M€ derivanti dalle economie di spesa dei precedenti bandi annualità 2007, 2008, 2009 e 2010. Di seguito si sintetizzano i risultati dei bandi regionali pubblicati negli anni passati:

| Anno | privati | | | imprese | | | enti pubblici | | | totale | | |
|---------------|--------------|---------------|-------------------|------------|--------------|------------------|---------------|------------|------------------|--------------|---------------|-------------------|
| | n. | P | incentivo | n. | P | incentivo | n. | P | incentivo | n. | P | incentivo |
| | - | [kW] | [€] | - | [kW] | [€] | - | [kW] | [€] | - | [kW] | [€] |
| 2002 | | | | | | | 5 | 80,5 | 408.899,90 | 5 | 80,5 | 408.899,90 |
| 2004 | | | | | | | 13 | 199,33 | 690.033,94 | 13 | 199,33 | 690.033,94 |
| 2007 | 1.125 | 4.176,75 | 4.318.107,32 | 39 | 644,61 | 670.298,94 | | | | 1.164 | 4.821,36 | 4.988.406,26 |
| 2008 | 831 | 3.035,41 | 3.699.660,21 | 176 | 2.441,34 | 2.338.382,01 | | | | 1.007 | 5.476,75 | 6.038.042,22 |
| 2009 | 2.299 | 11744,4 | 9.789.343,35 | | | | | | | 2.299 | 11.744,40 | 9.789.343,35 |
| 2012 | 3.327 | 15305,89 | 9.884.310,12 | | | | | | | 3.327 | 15.305,89 | 9.884.310,12 |
| totale | 7.582 | 34.262 | 27.691.421 | 215 | 3.086 | 3.008.681 | 18 | 280 | 1.098.934 | 7.815 | 37.628 | 31.799.036 |

tab. 8.25. Risultati incentivazione fonte solare fotovoltaica Assessorato Industria.

Per quanto concerne il solare fotovoltaico a concentrazione allo stato attuale si deve sottolineare come tale tecnologia non abbia ancora avuta una diffusione significativa e non si registrano segnali decisi di una inversione di tendenza in tal senso dai dati a disposizione.

Impianti Solari Termodinamici

Allo stato attuale non si registrano impianti solari termodinamici in esercizio in Sardegna per la produzione di energia elettrica. Nell'ambito del POR-Sardegna 2007-2013 l'Assessorato dell'Industria ha finanziato un impianto solare termodinamico sperimentale che l'Ente Acque della Sardegna (ENAS) sta realizzando nella zona industriale di Ottana (NU), caratterizzato da una potenza termica di circa **3,2 MWt** ed una potenza elettrica di circa **0,6MWe**.

FONTE EOLICA

La produzione di energia da fonte eolica è generalmente associata a impianti di dimensioni tali da richiedere una connessione sulla rete di distribuzione o trasmissione in Alta Tensione. In Sardegna al 31.12.2014 risultano connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale 118 impianti eolici di potenza installata cumulata pari a 996,7 MW (dati TERNA). Nel 2013 risultavano in esercizio 72 impianti per una potenza complessiva installata pari a 993,4 MW. La produzione lorda di energia elettrica da tale fonte per gli anni 2013 e 2014 è stata, rispettivamente pari 1.815,9 GWh e 1.657,0 GWh.

Di seguito si riporta la tabella costruita con i dati della pubblicazione GSE *Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 Dicembre 2014* inerente gli impianti eolici relativi alla Regione Sardegna.

| Status | totale | | categorie di intervento | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|------------|----------------|-------------------------|---|-------------|--------------|-------------------|----------|---------------|----------|-------------------|----------------|----|-------|
| | | | Potenziamento | | Rifacimento | | Rifacimento parz. | | Riattivazione | | Nuova costruzione | | | |
| | N | P | N | P | N | P | N | P | N | P | N | P | | |
| - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | |
| Qualificati IAFR in esercizio | 48 | 994,8 | | | 3 | 67,84 | | | | | 6 | 1 | 39 | 925,9 |
| DM 06/07/2012 in esercizio | 31 | 1,9 | | | 1 | 0,9 | | | | | | | 31 | 1,9 |
| DM 06/07/2012 non in esercizio | 26 | 5,2 | | | | | | | | | | | 26 | 5,2 |
| totale | 105 | 1.001,9 | | | 4 | 68,74 | 0 | 0 | 6 | 1 | 96 | 933,045 | | |

tab. 8.26. Fonte eolica. Impianti eolici incentivati al 31.12.2014. Fonte: GSE.

FONTE IDROELETTRICA

Secondo il rapporto statistico *Energia da fonti rinnovabili - Anno 2013* del GSE il numero di impianti idroelettrici in esercizio in Sardegna pari a 18 per un potenza complessiva pari a **466,7 MW** e una produzione lorda, al netto dei consumi per i pompaggi (177 GWh) pari a **482,6 GWh**. Di seguito si riporta la tabella costruita con i dati della pubblicazione GSE *Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 Dicembre 2014* inerente gli impianti idroelettrici qualificati IAFR relativi alla Regione Sardegna.

| Status | totale | | | categorie di intervento | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|----------|-----------|-----------|-------------------------|----|-----|-------------|----|-----|-------------------|----|-----|---------------|----------|----------|-------------------|-----------|-----------|
| | N | P | E | Potenziamento | | | Rifacimento | | | Rifacimento parz. | | | Riattivazione | | | Nuova costruzione | | |
| | - | MW | GWh | - | MW | GWh | - | MW | GWh | - | MW | GWh | - | MW | GWh | - | MW | GWh |
| A serbatoio | 1 | 21 | 48 | | | | | | | | | | | | | 1 | 21 | 48 |
| Ad acqua fluente | 6 | 14 | 27 | | | | | | | | | | 1 | 3 | - | 5 | 12 | 27 |
| Totale | 7 | 35 | 75 | | | | | | | | | | 1 | 3 | - | 6 | 33 | 75 |

Tab. 8.27. Idroelettrica. Impianti qualificati IAFR in esercizio ed in progetto. Fonte: GSE.

In Sardegna gli impianti idroelettrici installati in Sardegna sono gestiti dall'Enel Produzione e dall'Ente Acque della Sardegna (ENAS).

L'ENAS gestisce i seguenti impianti:

| Ubicazione | Denominazione | Stato attuale | Potenza installata |
|------------------|---------------|-----------------|--------------------|
| Quartucciu | Simbirizzi | in esercizio | 1,3 |
| Sestu | S. Lorenzo | in esercizio | 1,25 |
| Siurgus Donigala | Uvini | In manutenzione | 14,3 |
| Furtei | S. Miali | In manutenzione | 25,7 |

Tab. 8.28. Idroelettrico. Impianti idroelettrici gestiti dall'ENAS. Fonte: ENAS.

L'Enel Produzione gestisce i seguenti impianti:

| Denominazione | Invaso/ Corso d'acqua | Comune | Prov. | Anno | Potenza [MW] | n. gruppi | Salto [m] | Portata [mc/s] | Produc. [GWh] | Macchinario |
|----------------|--|--------------------------|-------|---------------|-----------------|--------------|--------------|-------------------|------------------|--------------------------|
| Cucchinadorza | Lago Gusana | Ovodda | NU | 1961 | 41,6 | 2 | 290 | 15 | 34,287 | Francis asse verticale |
| Badu Ozzana | Lago Cucchinadorza | Teti | NU | 1962 | 26,4 | 2 | 180 | 15 | 43,739 | Francis asse verticale |
| Benzone | Lago Benzone | Sorradile | OR | 1963 | 6,3 | 1 | 37 | 17 | 10,488 | Francis asse verticale |
| Taloro* | Gusana/ Cucchinadorza | Ovodda | NU | 1972- 1978 | 240 | 3 | 290 | 95 | 300 | Francis asse verticale |
| Posada | Diga IsMaccheronis | Torpè | NU | 1960 | 0,812 | 1 | 28 | 4 | 2,682 | Francis asse orizzontale |
| PedraOthoni | Sbarramento PedraOthoni | Dorgali | NU | 2007 | 3,8 | 1 | 43 | 9 | 12,7 | Francis asse verticale |
| Cedrino | Cedrino | Dorgali | NU | 1951 | 1,6 | 3 | 43,50 | 4,7 | 0,711 | Francis asse orizzontale |
| Casteldoria | Lago di Casteldoria | S. Maria Coghinas | SS | 1963 | 5 | 1 | 22 | 18,37 | 11,863 | Kaplan asse verticale |
| Coghinas | Bacino de Coghinas | Oschiri | OT | 1927 | 22,7 | 1 | 90,3 | 33,50 | 50,929 | Francis asse verticale |
| Ozieri | Lago di Monte Lerno | Ozieri | SS | 1994 | 9,9 | 1 | 215,75 | 5,5 | 7,457 | Francis asse verticale |
| Flumendosa I | Alto Flumendosa, torrenti Bau Mela e Bau Mandara | Villagrande Strisaili | OG | 1949 | 7,8 | 2 | 130,30 | 7 | 18,650 | Francis asse orizzontale |
| Flumendosa II | | | | 1949 | 28,2 | 3 | 417,5 | 7 | 59,617 | |
| Flumendosa III | | | | 1949 | 9,6 | 2 | 169,05 | 7 | 24,630 | |
| Tirso I | Diga Tirso | Busachi | OR | 2005 | 20 | 1 | 54,4 | 59 | | |
| Tirso II | | | | | 4 | 1 | 16,5 | 31 | | |

tab. 8.29. Idroelettrico. Impianti gestiti dall'Enel in Sardegna. Fonte: Enel.

(*) L'impianto del Taloro è stato realizzato nel periodo compreso tra il 1972 ed il 1978 utilizzando il dislivello esistente tra i serbatoi artificiali Gusana e Cucchinadorza, posti in serie sul fiume Taloro. L'impianto e buona parte delle opere che lo costituiscono, sono inseriti in una caverna ricavata nel monte Pitturi sulla sponda destra del lago Cucchinadorza, a quota 292 m slm.

BIOENERGIE

Secondo il rapporto statistico *Energia da fonti rinnovabili - Anno 2013* del GSE il numero di impianti da bioenergie al 31.12.2013 è pari a 30 per una potenza complessiva di impianti da bioenergia pari 88,7 MW contro i 29 impianti del 2012 caratterizzati da una potenza complessiva di 89,7 MW.

Nel 2013 sono stati prodotti dalle bioenergie 769,3 GWh ripartiti come segue:

| Biomasse | Bioliquidi | Biomasse da rifiuti | Biogas | TOT. Bioenergie (GWh) |
|----------|------------|---------------------|--------|-----------------------|
| 433,6 | 235,8 | 32,0 | 67,8 | 769,3 |

tab. 8.30. Produzione di energia elettrica da Bioenergie nell'anno 2013 ripartita per tipologia.

Impianti a Biomassa e Bioliquidi.

Gli impianti a biomassa possono essere raggruppati in 4 tipologie tecnologiche:

1. impianti a biomassa a griglia fissa o mobile alimentati a biomassa solida, con ciclo a turbina a vapore;
2. impianti con turbina a gas alimentata dal syngas ottenuto da gassificazione delle biomasse in ciclo semplice o combinato con turbina a vapore o ad olio organico (ORC);
3. impianti termoelettrici ibridi, che utilizzano biomasse e fonti convenzionali;
4. impianti con motori a combustione interna alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel).

Nella tipologia 1 ricade l'impianto gestito dalla società Sardinia Bioenergy Srl localizzato a Serramanna. L'impianto è caratterizzato da una sezione di combustione e generazione del vapore surriscaldato (50 bar, 450, 55t/h) costituita da un forno a griglia mobile inclinata. Si riportano di seguito i principali dati energetici.

| potenza elettrica nominale lorda [MW _e] | potenza attiva elettrica nominale netta [MW _e] | Potenza termica nominale della caldaia [MW _t] | Produzione annua di energia elettrica [MWh] | Consumo nominale annuo combustibile [t/a] | Potere calorifico combustibile di riferimento [kcal/kg] |
|---|--|---|---|---|---|
| 13,3 | 11,8 | 49,5 | ~100.000 | 130.000-140.000 | 2.700 |

tab. 8.31. Dati tecnici dell'impianto a biomasse solide sito in Serramanna della società Sardinia Bioenergy .

L'impianto, è in esercizio dal 2009, è alimentato con biomasse legnose classificate ai sensi della Tabella A Decreto 2 marzo 2010 di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a) come gestione del bosco, III - residui di campo delle aziende agricole, residui delle attività di lavorazione dei prodotti agroalimentari e forestali di origine regionale, nazionale ed estera.

Relativamente agli impianti appartenenti alla tipologia 2 secondo fonte GSE gli impianti IAFR in esercizio al 31.12.2014 sono 19 per una potenza totale pari a 14,573 MW.

Per quanto concerne gli impianti appartenenti alla tipologia 3 caratterizzati dalla co-combustione di biomasse con fonti fossili (carbone) si rimanda a quanto già riportato nel paragrafo inerente le centrali termoelettriche a carbone di Portovesme e Fiumesanto.

Nella tipologia 4 ricade l'impianto di dimensioni significative gestito dalla società Biopower Sardegna srl sito nell'area industriale di Ottana. La centrale è alimentata da olio vegetale di palma ed a regime necessita di circa 60.000 ton/anno di olio. I dati energetici principali rappresentativi il ciclo produttivo sono di seguito riportati.

| Energia Termica | | | Energia Elettrica | | |
|-------------------------------------|------------------------|----------------------------|---------------------------------------|------------------------|----------------------------|
| Potenza termica di combustione (MW) | Energia Prodotta (MWh) | Quota ceduta a terzi (MWh) | Potenza elettrica nominale lorda (MW) | Energia Prodotta (MWh) | Quota ceduta a terzi (MWh) |
| 75,874 | 664.656 | - | 36,834 | 322.664 | 316.130 |

tab. 8.32. Quadro produttivo impianto a bioliquidi Biopower Sardegna Srl.

Un impianto a cavallo tra le tipologie 1 e 4 è quello della Società Power Crop SpA, autorizzato ed in attesa di realizzazione, destinato alla produzione di energia elettrica e calore, ed ubicato nella zona industriale di Macchiareddu nel Comune di Assemini. Di seguito si riportano in sintesi i dati dell'impianto:

| Generale | | | Energia termica | | Energia elettrica | | | |
|---------------|--------|--------|-----------------|------------------|-------------------|-----------------|------------|---------------------|
| IMPIANTO | h/anno | % | MW _t | MW _h | MW | MW _h | Eff. netta | quota a terzi (Mwh) |
| combustione | 8.000 | 91,32% | 73 | 584.000 | 24,7 | 197.600 | 33,84% | |
| biogas | 8.000 | 91,32% | 5,275 | 42.200 | 2,1 | 16.800 | 39,81% | |
| generazione | 8.000 | 91,32% | 48 | 384.000 | 22,4 | 179.200 | 46,67% | |
| totale | | | 126,28 | 1.010.200 | 49,20 | 393.600 | | 356.300 |

tab. 8.33.1 Sintesi dati energetici impianto PowerCrop Spa. Fonte: Autorizzazione Unica.

Le biomasse che saranno impiegate per alimentare i 3 impianti sono:

| tipologia | Biomasse | | | | | Semilavorati reimpiegati | | | | |
|-----------|-------------|--------------------|------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|---------|---------------------|----------------------|--------|
| | cippato u40 | insilato triticale | semi brassica carinata | olio vegetale importato | zefluidi zootecnici | olio di brassica | panello | refluidi zootecnici | acque di vegetazione | biogas |
| t/anno | 220.000 | 16.500 | 74.000 | 17.000 | 11.000 | 25.000 | 25.500 | 11.000 | 59.200 | 17.000 |

Tab. 8.33.2 Alimentazione biomasse e semilavorati all'impianto PowerCrop Spa.

Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da rifiuti solidi urbani

In Sardegna gli impianti di trattamento rifiuti urbani dotati di sezioni di recupero energetico sono gli impianti di termovalorizzazione di Cagliari e Macomer. Nel prospetto seguente si riportano i dati principali legati alla produzione di energia elettrica rilevati nel 2013.

| Impianto | Energia prodotta nel 2013 [MWh] | Produzione specifica [kWh/t] | Δ% 2012-2013 |
|--------------------------------|---------------------------------|------------------------------|--------------|
| Termovalorizzatore di Cagliari | 58.553,9 | 396,9 | +9% |
| Termovalorizzatore di Macomer | 3.657,4 | 207,5 | -31% |

tab. 8.34. Produzione energia elettrica da rifiuti in Sardegna nel 2013. Fonte:ARPAS. Report Rifiuti 2013.

L'impianto di trattamento rifiuti di Cagliari è gestito del CACIP ed è caratterizzato da 4 impianti interconnessi di cui due sono dedicato a incenerimento dei rifiuti solidi urbani e incenerimento di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi.

La tabella seguente mostra le produzioni di energia elettrica alla capacità produttiva.

| Apparecchiatura | Combustibile | Potenza elettrica nominale (kVA) | Energia prodotta (MWh) | Quota ceduta a terzi (MWh) |
|-----------------------|--------------|----------------------------------|------------------------|----------------------------|
| Turbina Fincantieri | RSU+ROTTAMI | 12.000 | 57.904 | 57.904 |
| Turbina Nuovo Pignone | RSU+ROT+RSI | 6.200 | 24.242 | 0 |
| TOTALE | | 18.200 | 82.146 | 57.904 |

tab. 8.35. Produzione di energia elettrica alla capacità produttiva. Termovalorizzatore CACIP. Fonte: CACIP.

Il termovalorizzatore di Macomer sorge nell'area industriale Tossilo nel Comune di Macomer. L'impianto è caratterizzato da una potenza termica di combustione pari a 14,666 MWt ed una potenza elettrica nominale pari a 1,75 MWe.

Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da Biogas

Il biogas, costituito prevalentemente da metano (almeno il 50%) ed anidride carbonica, si origina da fermentazione anaerobica di materiale organico di origine vegetale ed animale. Il Dlgs. 28/2011 parla di “gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas” a seconda dell’origine e modalità di fermentazione. In effetti tutti i tre tipi di gas indicati sono dei biogas, ma la loro elencazione separata nella normativa richiamata mette in evidenza la molteplicità di matrici organiche da cui il biogas può essere prodotto: rifiuti conferiti in discarica ovvero frazione organica dei rifiuti urbani, fanghi di depurazione, deiezioni animali, scarti di macellazione, scarti organici agro-industriali, residui colturali, colture energetiche. Il biogas ha un buon potere calorifico dato l’elevato contenuto in metano, per cui si presta ad una valorizzazione energetica per combustione diretta, attuata in caldaia per sola produzione di calore, o in motori accoppiati a generatori per la produzione di sola elettricità o per la cogenerazione di elettricità e calore. Gli impianti termoelettrici a biogas effettuano quindi la conversione dell’energia termica contenuta nel biogas in energia meccanica e successivamente in energia elettrica. Nel caso, molto comune, di impianti alimentati da biogas prodotto nelle discariche controllate di rifiuti urbani, le parti principali dell’impianto sono le seguenti:

- sezione di estrazione del biogas da discarica (pozzi di captazione, linee di trasporto, collettori di raggruppamento);
- sezione aspirazione e condizionamento biogas da discarica (collettore, separatori condensa, filtri, aspiratori);
- sezione di produzione dell’energia elettrica (gruppi elettrogeni) e torcia di sicurezza.

Nel caso dei biogas non derivanti da discarica, lo schema impiantistico prevede, al posto della sezione di estrazione, una sezione di produzione (digestore) e raccolta (gasometro) del biogas, poi inviato ai gruppi elettrogeni per produrre energia elettrica. Allo stato attuale in Sardegna esiste un unico impianto che sfrutta la digestione anaerobica come mezzo intermedio per la produzione di energia elettrica/termica da FORSU, questo è l’impianto del Consorzio Industriale di Villacidro è stato dimensionato per trattare 40.000 t/anno di rifiuti urbani e 14.000 t/a di fanghi. Il biogas prodotto è utilizzato quale combustibile in una centrale con tre gruppi moto-generatori caratterizzati da una potenza nominale di 2.700 kW elettrici. Secondo il report rifiuti 2013 dell’ARPAS l’impianto nel 2013 ha prodotto 2.619,2 MWh di energia elettrica con un aumento rispetto al 2012 del 39% ed una produzione specifica pari a 84,1 kWh/t.

Impianti incentivati.

Di seguito si riporta la tabella costruita con i dati della pubblicazione GSE *Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 Dicembre 2014* inerente gli impianti eolici relativi alla Regione Sardegna.

| | | totale | | categorie di intervento | | | | | | | | | | | |
|--------------------|-----------------------------------|-----------|---------------|-------------------------|----|-------------|----|-------------------|----|---------------|----|-------------------|--------------|----------------|------------|
| | | N | P | Potenziamento | | Rifacimento | | Rifacimento parz. | | Riattivazione | | Nuova costruzione | | Co-combustione | |
| | | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW | - | MW |
| BIOMASSE SOLIDE | IAFR in esercizio | 6 | 1.240 | | | | | | | | | 3 | 353 | 3 | 887 |
| | DM 06/07/2012 in esercizio | | | | | | | | | | | | | | |
| | DM 06/07/2012 non in esercizio | 6 | 10,4 | | | | | | | | | 6 | 10,4 | | |
| | totale | 12 | 1250,4 | | | | | | | | | 9 | 363,4 | 3 | 887 |
| BIOLIQUIDI | IAFR in esercizio | 2 | 37 | | | | | | | | | 2 | 37 | | |
| | DM 06/07/2012 in esercizio | | | | | | | | | | | | | | |
| | DM 06/07/2012 non in esercizio | 2 | 3,1 | | | | | | | | | 2 | 3,1 | | |
| | totale | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|--------------------------------|-----------|---------------|----------|--------------|----------|--------------|--|--|--|--|-----------|---------------|--|--|
| BIOGAS | IAFR in esercizio | 19 | 14,573 | | | 1 | 0,51 | | | | | 18 | 14,063 | | |
| | DM 06/07/2012 in esercizio | | | | | | | | | | | | | | |
| | DM 06/07/2012 non in esercizio | 11 | 8,1 | | | | | | | | | 11 | 8,1 | | |
| | totale | 30 | 22,673 | | | 1 | 0,51 | | | | | 29 | 22,163 | | |
| GAS DA DISCARICA | IAFR in esercizio | 4 | 6,098 | | | 1 | 1,870 | | | | | 3 | 4,228 | | |
| | DM 06/07/2012 in esercizio | 1 | 0,330 | | | | | | | | | 1 | 0,330 | | |
| | DM 06/07/2012 non in esercizio | | | | | | | | | | | | | | |
| | totale | 5 | 6,428 | | | 1 | 1,870 | | | | | 4 | 4,558 | | |
| RIFIUTI | IAFR in esercizio | | | 1 | 2,100 | | | | | | | 1 | 4,690 | | |
| | DM 06/07/2012 in esercizio | | | | | | | | | | | | | | |
| | DM 06/07/2012 non in esercizio | | | | | | | | | | | | | | |
| | totale | | | 1 | 2,100 | | | | | | | 1 | 4,690 | | |

tab. 8.36. Bioenergie. Impianti incentivati in esercizio ed in progetto. Fonte: GSE.

QUADRO COMPLESSIVO RINNOVABILI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA.

A conclusione della descrizione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile si riporta la tabella di sintesi dei dati di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile nel periodo 2005-2014 confrontata con i consumi finali lordi di energia elettrica da fonte GSE.

| Tipologia | Sub tipologia, Fonte, Classe Potenza | FER E [GWh] | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|-------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Bioenergie | Bio gas | 15 | 11 | 18 | 15 | 12 | 10 | 13 | 19 | 68 | 98 |
| | Bioliquidi | | | | | 102 | 200 | 166 | 158 | 236 | 194 |
| | Biomasse Solide | 25 | 53 | 199 | 166 | 232 | 360 | 460 | 488 | 466 | 398 |
| Eolico | On-Shore | 414 | 558 | 602 | 679 | 818 | 974 | 1.176 | 1.523 | 1.816 | 1.657,00 |
| Idroelettrico (senza pompaggi) | | 284 | 276 | 275 | 272 | 279 | 283 | 283 | 237 | 483 | 323,8 |
| Solare | Fotovoltaico | 1 | 1 | 1 | 8 | 31 | 74 | 344 | 654 | 875 | 952,5 |
| TOTALE FER-E | | 739 | 898 | 1.095 | 1.140 | 1.474 | 1.901 | 2.443 | 3.079 | 3.944 | 3.623 |
| CFL-E [GWh] | | 12.037 | 12.220 | 11.796 | 11.935 | 11.244 | 11.174 | 11.265 | 10.522 | 8.605 | 8.378 |
| FER-E / CFL-E (%) | | 6,10% | 7,30% | 9,30% | 9,60% | 13,10% | 17,00% | 21,70% | 29,30% | 45,80% | 43,24% |

tab. 8.37. Quadro complessivo energia elettrica prodotta da FER. Fonte: GSE.

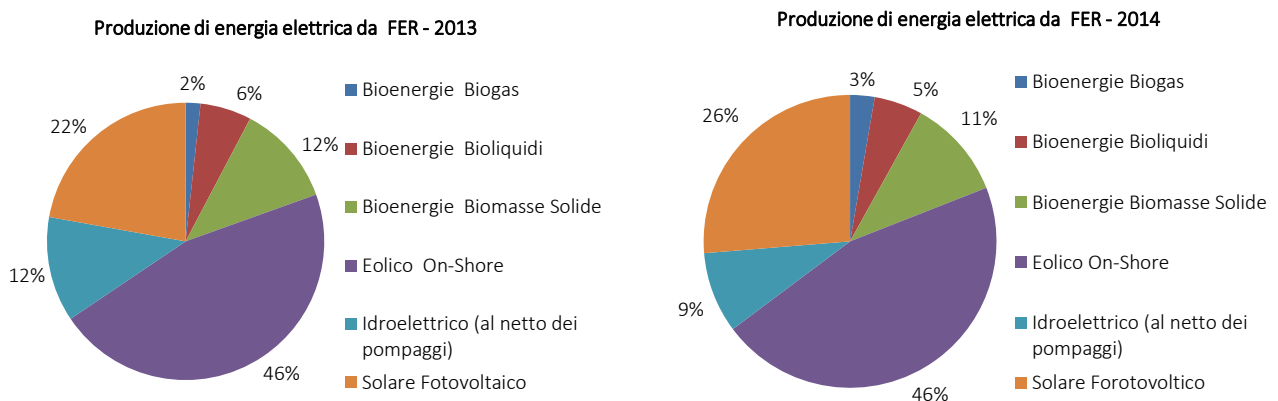


fig. 8.30. Ripartizione percentuale per fonte della produzione di energia elettrica da FER

ANALISI GEOREFENZATA DELLA DISTRIBUZIONE A LIVELLO COMUNALE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI.

Viene di seguito riportata l'analisi geo-referenziata della diffusione a livello comunale degli impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile. In particolare, si riporta per ciascuna fonte sia la distribuzione di potenza che la producibilità annua. Lo sviluppo di tali mappe tematiche è stato realizzato utilizzando congiuntamente sia i database del GSE, sia i documenti autorizzativi IAFR e DM 6/07/2012 che i dati forniti dai vari enti pubblici e privati coinvolti.

FOTOVOLTAICO

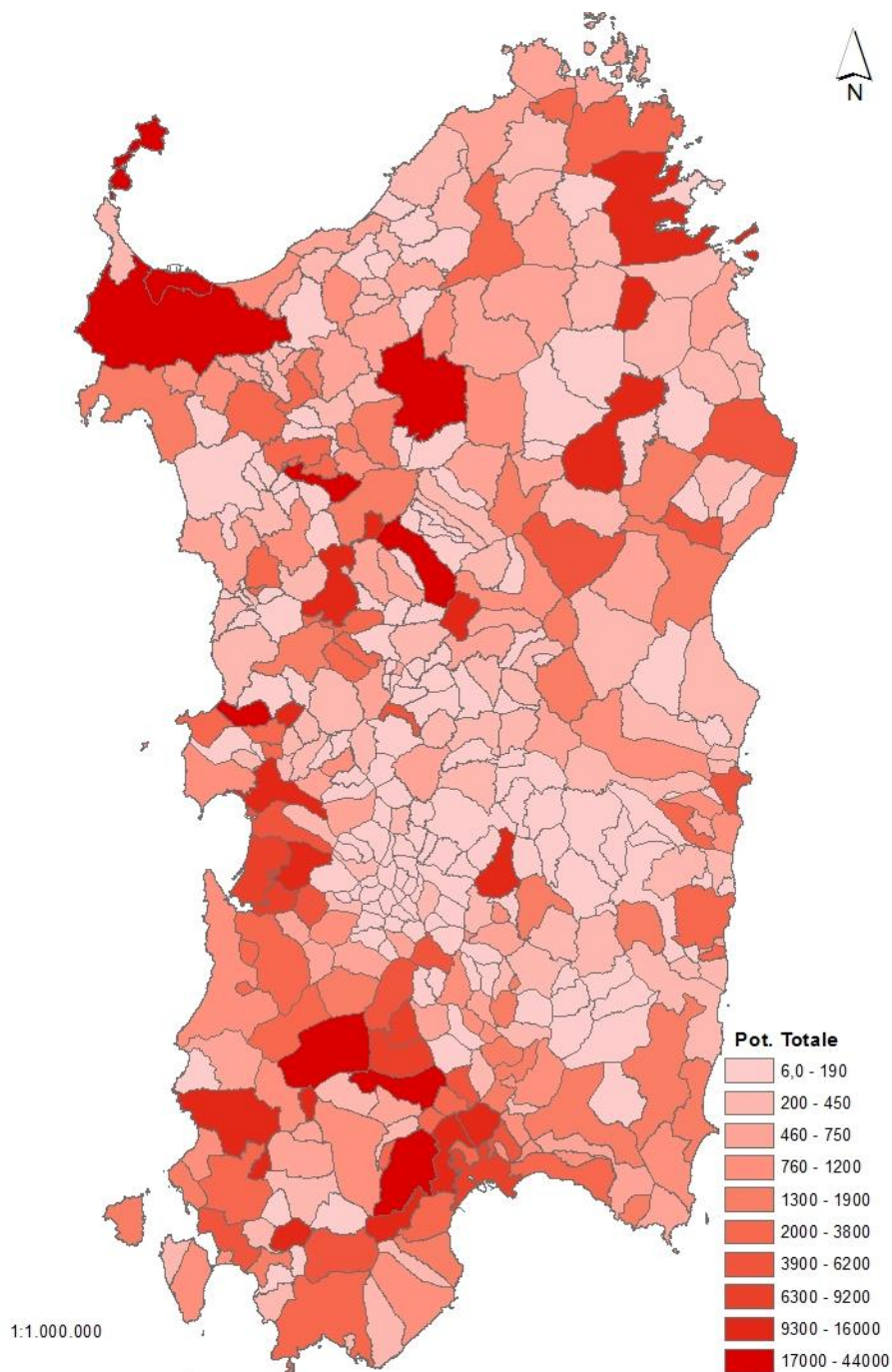


Fig. 8.31.a) Potenza totale FV installata [kW]

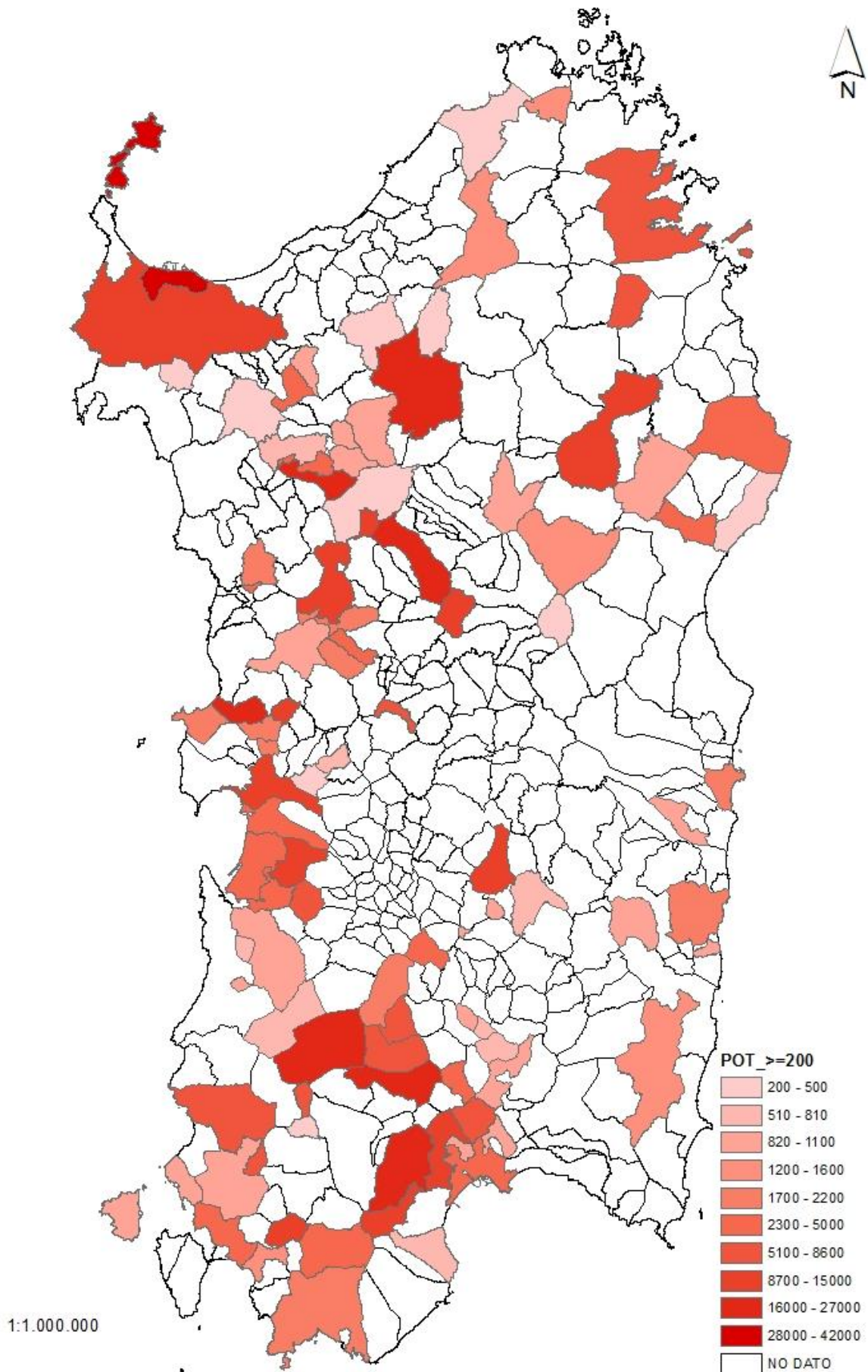


Fig. 8.31.b) Potenza FV installata considerando gli impianti di potenza superiore a 200 kW_p [kW]

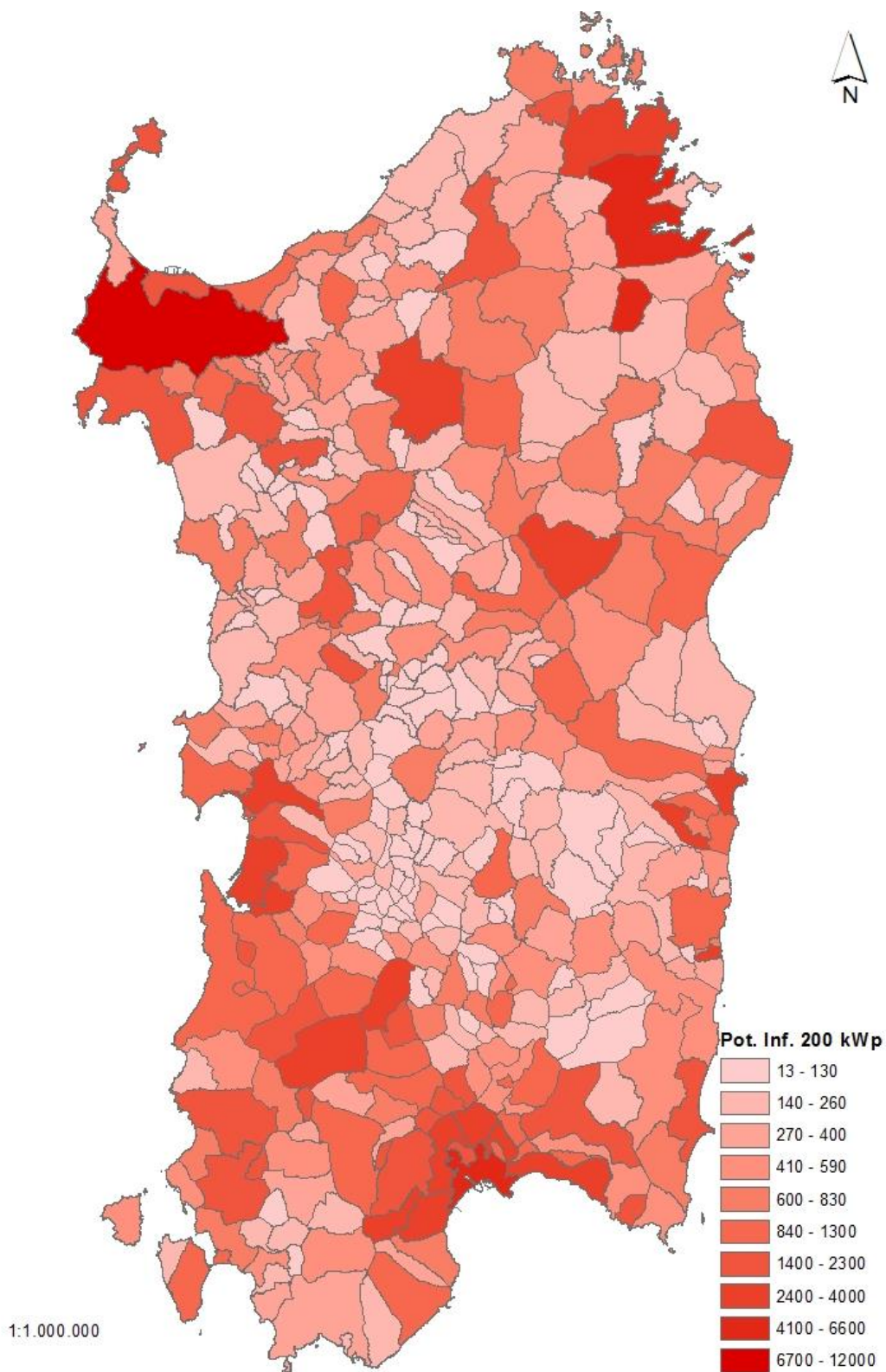


Fig. 8.31.c) Potenza FV installata considerando gli impianti di potenza inferiore o uguale a 200 kW_p [kW]

L'analisi della distribuzione della potenza fotovoltaica a livello comunale riportata nella Fig. 8.31.a evidenzia che soltanto 87 comuni su 377 presentano installazioni fotovoltaiche di potenza superiore a 200 kW_p. Ciò indica la significativa diffusione in Sardegna di impianti di dimensioni calibrate sul necessità delle utenze, distribuiti su tutto il territorio regionale e insistenti prevalentemente sulla rete di distribuzione BT.

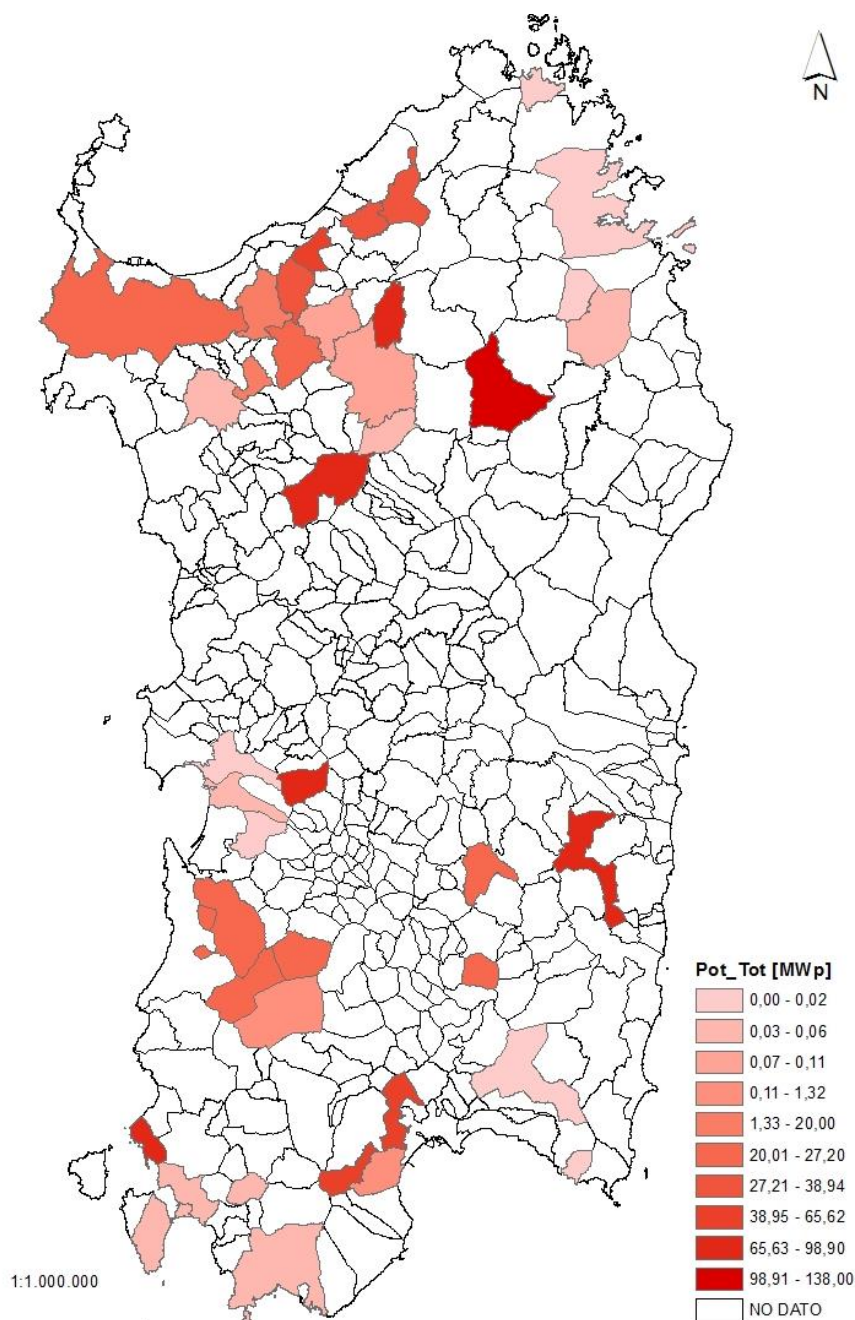


Fig. 8.32. Potenza totale [MW] impianti eolici installati

Nella Fig. 8.32 è riportata la distribuzione della potenza eolica installata a livello comunale. Per tale tipo di fonte è possibile osservare una distribuzione di potenza eolica concentrata sul 10% circa dei comuni della Sardegna (37 comuni). I livelli di potenza installata per comune evidenziano la natura centralizzata della generazione da fonte eolica e la sua distribuzione prevalente sulla rete di trasmissione. Dalla Fig. 8.32 è inoltre possibile osservare una significativa concentrazione geografica degli impianti, ubicati prevalentemente nel Nord Sardegna e in misura ridotta nel Sud. Tale distribuzione ha determinato la necessità, come esplicitato nei documenti di Terna, di programmare rinforzi della attuale rete di trasmissione per assicurare il dispacciamento dell’energia prodotta da fonte eolica in sicurezza verso le zone di maggior carico (si vedano le Fig. 8.7-8.9).

IMPIANTI FER PROGRAMMABILI

Questa categoria raggruppa tutti quegli impianti alimentati da fonti rinnovabili la cui produzione può essere programmata, a differenza di quella associata alla fonte eolica e alla tecnologia fotovoltaica. Gli impianti considerati sono quindi quelli basati su bioenergie (Bioliquidi, Biomasse Solide, Biogas, Gas da discarica, Rifiuti) e quelli idroelettrici (a serbatoio e ad acqua fluente). È necessario notare che all'interno delle bioenergie sono state considerate anche le parti a biomasse in cofiring degli impianti termoelettrici di Fiumesanto e di Enel-Grazia Deledda. La Fig. 8.33 mostra la potenza totale installata per Comune relativamente agli impianti alimentati da biomasse. Si noti che soltanto 28 comuni in tutta la Sardegna presentano sul proprio territorio impianti alimentati da biomassa. Il confronto con altre mappe tematiche ed in particolare con quella relativa agli impianti eolici, mostra come nel caso delle biomasse la potenza installata, fatta eccezione per gli impianti termoelettrici in cofiring a carbone e biomasse e l'impianto Biopower Sardegna, sia piuttosto contenuta proprio in virtù della loro programmabilità che consente di avere livelli di producibilità annua per kW installato sensibilmente superiori a quelli dell'eolico e del fotovoltaico.

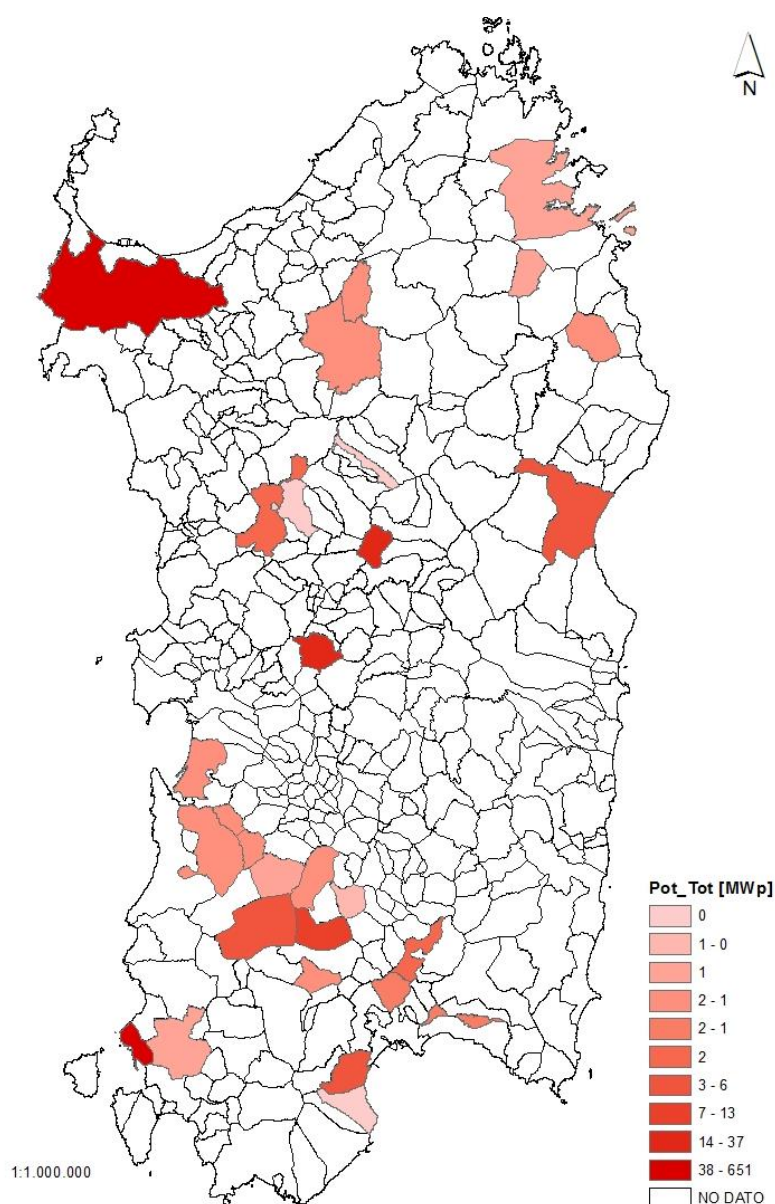
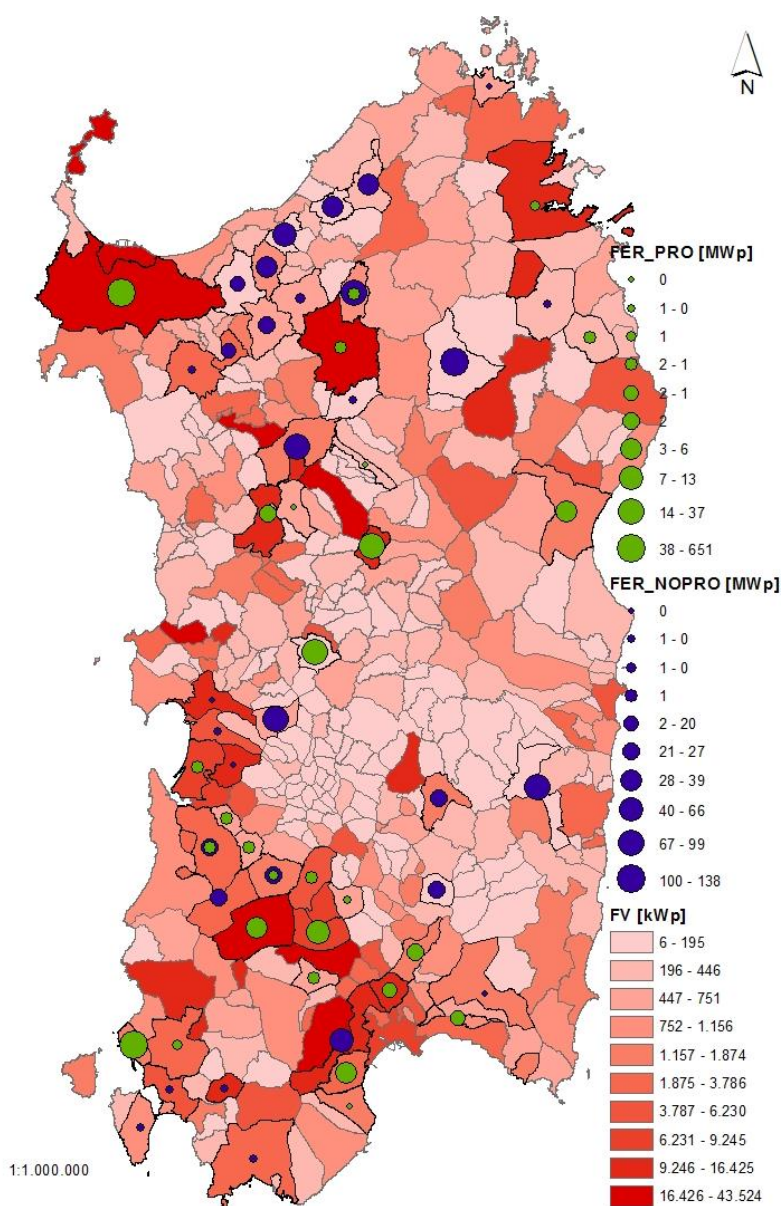


Fig. 8.33. Potenza totale [MW] impianti bioenergie e idroelettrici installati

ANALISI COMPLESSIVA

Allo scopo di fornire una rappresentazione complessiva della localizzazione degli impianti rinnovabili su base comunale, si riportano di seguito i risultati geo referenziati che uniscono i dati riportati nelle carte precedentemente descritte. Tale rappresentazione consente di identificare i comuni non solo con la maggior potenza installata per ciascuna fonte ma anche quelli in cui sono ubicate differenti tipologie di impianti FER. Risulta inoltre particolarmente interessante avere un riscontro sulla producibilità attesa di tali impianti. Per gli impianti eolici e fotovoltaici, questa è stata valutata partendo dai dati delle grandezze meteorologiche di riferimento per un anno tipo, ottenuti per ciascuno dei siti di interesse tramite il software Meteonorm; mentre per la valutazione della produzione annua degli impianti a biomassa e idroelettrici è stata utilizzata un'analisi statistica sviluppata utilizzando i dati degli anni precedenti e/o i valori di producibilità di impianti simili. I risultati così ottenuti sono riportati in Fig.8.34. Tale rappresentazione consente di presentare la produzione da FER associabile a ciascun comune della Sardegna distinta per fonte.



a. Potenza [MW] e [kW_p] per il fotovoltaico

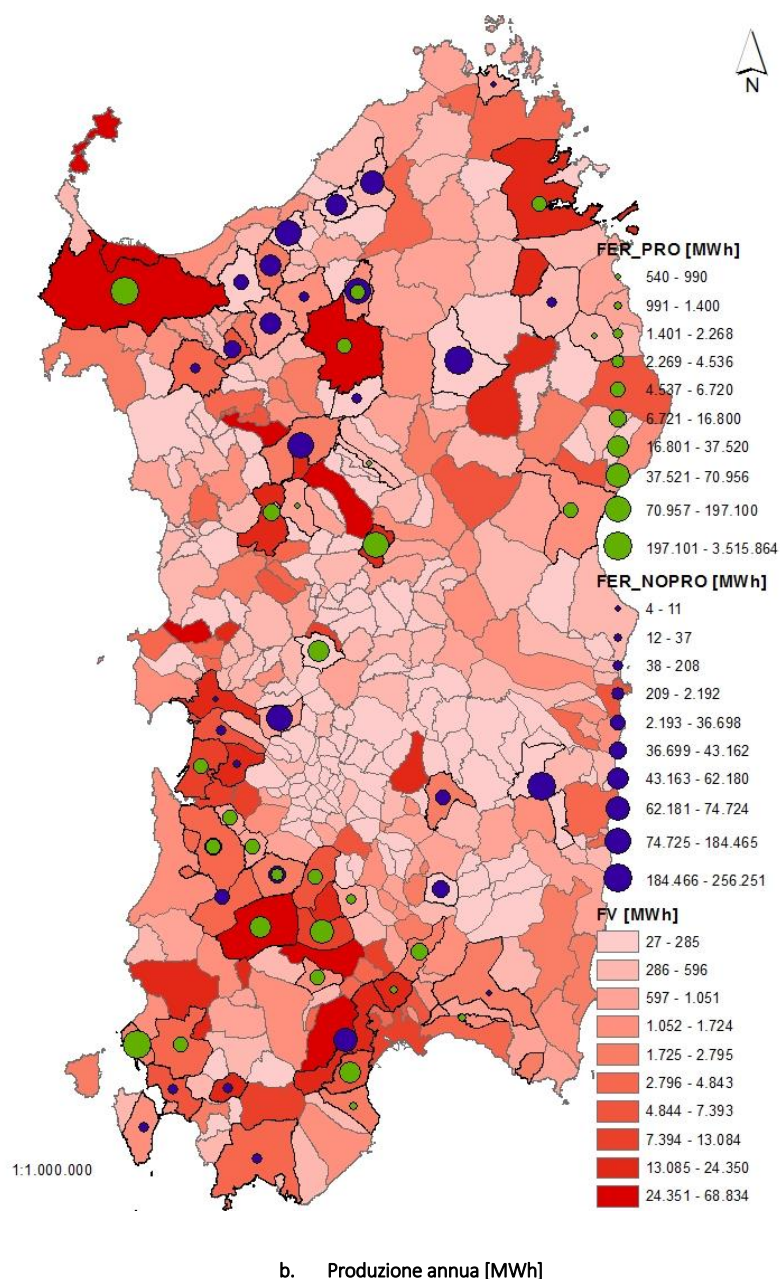


Fig. 8.34. Ripartizione potenza totale e produzione annua impianti FER installati a livello comunale – La dicitura FER_NOPRO (cerchi blu) si riferisce agli impianti eolici, mentre FER_PRO (cerchi verdi) raggruppa tutti gli impianti definiti programmabili nella classificazione precedente.

8.4 EMISSIONI DI CO₂ DEL SETTORE PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Nel 15 Dicembre del 2011 la Commissione Europea con la COM(2011) 885 ha esplicitato le strategie e gli obiettivi energetici della UE per il 2050. Documento di riferimento a tal riguardo è la *Energy Roadmap 2050*. Dopo il 2020, l'obiettivo della UE è quello di raggiungere entro il 2050 una riduzione di emissioni pari all'80-95% rispetto ai livelli del 1990. Per conseguire tale obiettivo ambizioso la Commissione ha elaborato dei possibili scenari in cui esamina gli impatti, le sfide e le opportunità di diverse strategie. In tale contesto riveste un ruolo particolarmente rilevante la riduzione delle emissioni del settore energetico ed industriale che, come è ben noto, rappresentano i settori maggiormente emissivi. Per garantire una efficace regolamentazione e un monitoraggio di tali settori, la UE ha sviluppato a partire dal 2005 un sistema destinato a decurtare le emissioni in maniera economicamente efficace, attraverso la creazione di un sistema di

mercato noto come Emission Trading System (ETS), basato sullo scambio di quote di emissioni. e definendo all'inizio del 2005 l'EU ETS. Il sistema EU ETS si basa sul principio del "cap and trade" che prevede che venga fissato un limite ("cap"), sul totale delle emissioni di specifici gas clima-alteranti che possono essere emessi dalle industrie e dagli impianti di generazione elettrica e termica che ricadono nel sistema. Tale limite viene progressivamente ridotto affinché si riducano sensibilmente anche le emissioni complessive. Obiettivo per il 2020 è quello di ridurre le emissioni dei settori annoverati nell'ambito dell'EU del 21% rispetto ai valori registrati nel 2005. Per il 2030 la Commissione Europea propone una riduzione del 43%. Il sistema EU ETS consente ai partecipanti di acquistare e vendere quote secondo le loro necessità all'interno del suddetto limite. Tale meccanismo ha di fatto generato un valore finanziario per le emissioni che vengono evitate e ha stimolato gli investimenti verso tecnologie più pulite e a bassa intensità di carbonio.

Il sistema EU ETS, promosso nel 2005, si trova attualmente nella sua terza fase, che si concluderà nel 2020. L'attuale Fase 3 è significativamente diversa dalle precedenti Fasi 1 e 2 ed è basata su regole maggiormente armonizzate. Le principali differenze si possono riassumere in :

- Un singolo tetto di emissioni a livello Europeo, al posto di singoli tetti nazionali;
- Le emissioni in concessione (allowances) che spettano a ciascun partecipante al sistema vengono assegnate, come prassi, tramite delle aste e non più gratuitamente. Nel 2013 più del 40% delle allowances verranno assegnate con le aste e tale percentuale andrà progressivamente ad aumentare.
- Per le allowances che sono ancora assegnate gratuitamente vengono definite regole più armonizzate basate su valori di riferimento europei per le prestazioni in termini di emissioni delle tecnologie impiegate
- Viene esteso il numero di settori e dei gas clima-alteranti inclusi nel sistema
- 300 milioni di allowances sono messe da parte nella "New Entrants Reserve" per promuovere lo sviluppo di tecnologie da fonti rinnovabili innovative e di cattura e sequestro della CO₂ attraverso il programma NER 300.

Nel suo insieme il Sistema EU ETS copre circa il 45% delle emissioni di gas clima-alteranti prodotte dai 28 Stati della EU.

In particolare, sono incluse nel sistema le emissioni di:

- Anidride carbonica (CO₂) derivanti dagli impianti di produzione di energia (elettrica e termica), da un'ampia gamma di industrie del settore "energy-intensive" (raffinerie di petrolio, acciaierie, produttori di ferro, alluminio, metalli, ecc...) e dall'aviazione commerciale.
- Ossido di Azoto (N₂O) derivanti dalla produzione di certi tipi di acido
- Perfluorocarburi (PFCs) derivanti dalla produzione di alluminio

Risulta quindi evidente che il sistema EU ETS ha come obiettivo quello di concentrarsi sulle emissioni che possono essere misurate, rendicontate e verificate con un elevato livello di accuratezza. La partecipazione al sistema è obbligatoria per le aziende che operano nei settori di interesse con poche eccezioni per alcuni settori in cui sono incluse solo aziende con una certa dimensione.

Nel 2020 si concluderà la Fase 3 e inizierà la Fase 4 del sistema EU ETS che dovrà portare la EU al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti del 40% al 2030 in linea con il "2030 climate and energy policy framework". Al fine di perseguire gli ambiziosi obiettivi la Fase 4, ancora in via di definizione da parte della Commissione Europea, prevede un incremento del tasso di riduzione annua del tetto delle emissioni (dall' 1,74% della Fase 3 al 2,2%). Considerato l'impatto che le nuove regole comunitarie relative alle quote di emissione ETS potranno avere in futuro sul sistema energetico elettrico regionale è stata condotta una analisi per valutare quale risulta essere lo

stato e quale sia stata l'evoluzione delle emissioni nel periodo di applicazione del meccanismo di scambio delle quote nel comparto energetico elettrico della Regione Sardegna.

Il livello di emissioni di CO₂ della Sardegna nel 1990 relativo al produzione di energia elettrica (fonte ISPRA⁶) è stato pari a circa 6,3 milioni di tonnellate. Esso ha rappresentato circa il 37 % delle emissioni complessive di CO₂. Tuttavia, sia la struttura produttiva sia il sistema energetico elettrico regionale, come quello del consumo, risultavano nel 1990 alquanto diversi da quelli attuali. In particolare, il parco di generazione era caratterizzato da una alimentazione prevalentemente ad olio combustibile (circa il 70% del totale) in perfetto equilibrio con il consumo interno a causa della natura debolmente interconnessa del sistema energetico elettrico dell'isola.

Nel periodo compreso tra il 1990 e il 2004 il sistema energetico elettrico della Sardegna ha subito, a causa degli incrementi di costo dell'olio combustibile, una transizione che ha condotto per motivazioni di sicurezza energetica il parco centrali termoelettrico verso l'utilizzo del carbone, sicuramente più economico e sicuro nella fase di approvvigionamento ma caratterizzato da un fattore di emissione superiore. A tutto ciò si è unita nel 2000 l'entrata in esercizio della centrale Sarlux che avendo priorità di dispacciamento, ha influenzato la distribuzione finale per fonte della produzione di energia elettrica. Le basi dati consultate^{7,8} hanno permesso di stimare la quota di emissioni di CO₂ relativa al comparto di generazione di produzione di energia elettrica nel 2013 in Sardegna. Essa è pari a circa 9,3 milioni di tonnellate corrispondente a un fattore di emissione specifico pari a circa 648 gCO₂/kWh. L'analisi comparativa con i valori specifici nazionali⁹ (pari nel 2013 a 337 gCO₂/kWh) indica che le emissioni specifiche associate alla produzione di energia elettrica in Sardegna sono circa doppie rispetto a quelle nazionali. In particolare, il confronto tra le emissioni specifiche del settore termoelettrico della Sardegna (842 gCO₂/kWh) con le medie nazionali (505 gCO₂/kWh), evidenzia una forte specificità del sistema energetico elettrico sardo dovuta all'utilizzo di fonti energetiche ad alto tasso emissivo.

Tali considerazioni mettono in evidenza il motivo per cui le emissioni associate alla produzione di energia elettrica siano aumentate in Sardegna nel periodo compreso tra il 1990 e il 2013 di circa il 60% rispetto ai valori registrati nel 1990. L'analisi dell'evoluzione delle emissioni di CO₂ nel comparto elettrico in Sardegna evidenzia che dal periodo di applicazione delle normativa ETS queste sono progressivamente diminuite sottolineando un certo livello di sensibilità connesso alla progressiva riduzione delle quote di emissioni disponibili a titolo gratuito.

Andamento emissioni CO₂ Impianti nel settore energetico elettrico in Sardegna

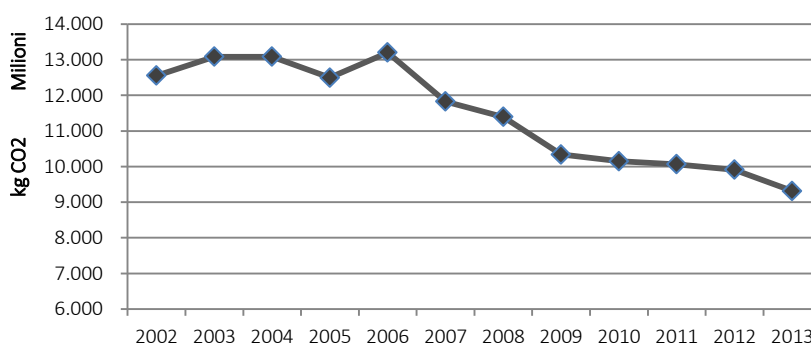


Fig. 8.35. Evoluzione storica delle emissioni totali del comparto elettrico dal 2005 al 2013. [fonte: E-PRTR].

⁶ Banche dati ISPRA (www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventario/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2010-v4.0 maggio 2015)

⁷ Banca dati European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR)

⁸ Banche dati ISPRA (www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventario/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2010-v4.0 maggio 2015)

⁹ Fonte ISPRA – Rapporto 212/2015 (A. Caputo, C. Sarti)

L'analisi dei dati riportati nella figura 8.35 inoltre mette in risalto che dal 2005 le emissioni totali di CO₂ relative al settore della produzione di energia elettrica si sono ridotte del 25,4 %. Tutto ciò è il risultato combinato di una diminuzione della produzione lorda di energia da fonti fossili, di una riduzione del fattore di emissione specifica del comparto termoelettrico e di un consistente aumento della quota da rinnovabili che ha prodotto tra il 2005 e il 2013 una riduzione del tasso di emissioni specifico elettrico da circa 860 gCO₂/kWh a 648 gCO₂/kWh (Fig. 8.36). L'analisi delle emissioni specifiche relative alla sola generazione del comparto di generazione termoelettrica (Fig. 8.37) evidenzia nello stesso periodo una riduzione del fattore di emissione specifico del 10,3%.

Evoluzione del fattore di emissione specifico di energia elettrica

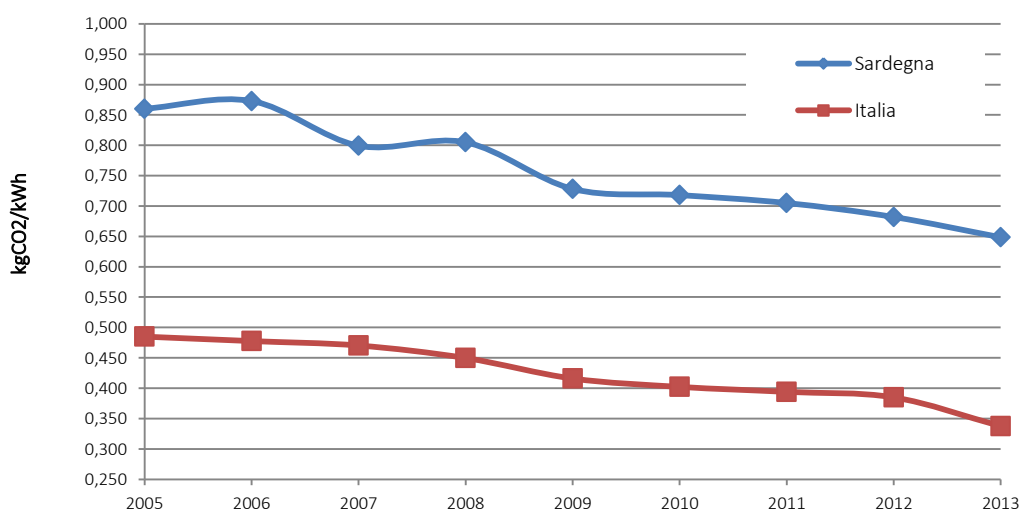


Fig. 8.36. Evoluzione storica del fattore di emissione specifico elettrico.

Evoluzione del fattore di emissione termoelettrico specifico

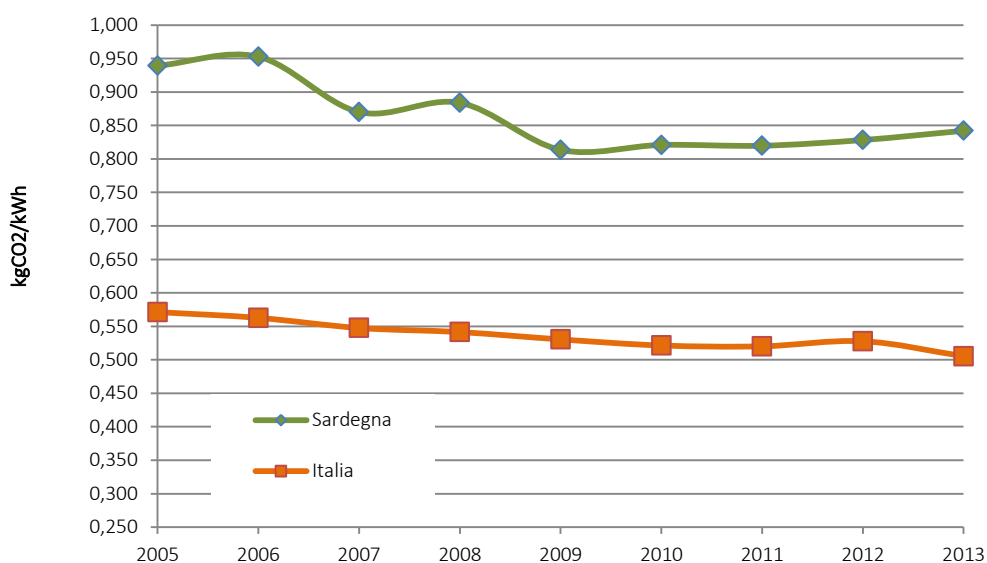


Fig. 8.37. Evoluzione storica del fattore di emissione termoelettrico specifico.

8.5 INFRASTRUTTURA ELETTRICA

Il sistema energetico elettrico si compone di quattro segmenti: la produzione, la trasmissione, la distribuzione e il consumo. Tale paragrafo verrà dedicato a descrivere quale risulta essere lo stato attuale della rete di trasmissione e distribuzione nella Regione Sardegna. La struttura della rete di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica si suddivide a seconda dei livelli di tensione alla quale essa è esercitata. La rete di Trasmissione è caratterizzata da livelli di altissima tensione (AAT) 400-220 kV e di alta tensione (AT), di solito compresi tra i 150-132 kV.

La consistenza della rete di trasmissione della Regione Sardegna al 31 dicembre 2011 è descritta nella tabella 8.38.

| Elementi RTN | Unità di misura | valore | % della consistenza nazionale |
|--|-----------------|--------------|-------------------------------|
| Elettrodotti 500 kV DC (SA.PE.I.) | [km] | 895 | |
| Elettrodotti 200 kV DC (SA.CO.I.) | [km] | 783 | |
| Elettrodotti di Interconnessione | [km] | 1678 | 8,15% |
| Elettrodotti 380 kV | [km] | 318 | |
| Elettrodotti 220 kV [km] | [km] | 551 | |
| Totale elettrodotti AAT in Sardegna | [km] | 869 | 4.2% |
| Elettrodotti 150 kV | [km] | 2.042 | |
| Totale elettrodotti AT in Sardegna | [km] | 2.042 | 5,3% |
| Stazioni 380 kV | [n°] | 6 | |
| Stazioni 220 kV | [n°] | 8 | |
| Stazioni 150 kV | [n°] | 7 | |
| Totale stazioni in Sardegna | [n°] | 21 | 4,9% |
| Potenza Trasformatori | [MVA] | 6577 | 5,1% |

tab. 8.38. Consistenza della Rete di Trasmissione della Regione Sardegna Fonte : Terna –elaborazioni RAS.

Il confronto con il dato nazionale mette in evidenza che, a fronte di una superficie regionale pari al 9% del territorio nazionale, la copertura territoriale delle reti di trasmissione rispetto al valore nazionale risulta mediamente per i diversi livelli di tensione pari al 5%. Ciò è essenzialmente attribuibile alla concentrazione dei carichi industriali di entità rilevante in tre zone geografiche ben definite nelle quali sono localizzate anche le centrali termoelettriche e i sistemi di stoccaggio e approvvigionamento delle fonti energetiche primarie. Tutto ciò ha condotto alla realizzazione di una unica dorsale di interconnessione a 380 kV dei due centri principali di carico e produzione ubicati a Sarroch e a Porto Torres ed un anello a 220 kV di interconnessione tra i centri industriali facenti capo alla stazioni di Portovesme, Rumianca e Codrongianos. In particolare, la stazione di Codrongianos ha assunto un ruolo strategico nel sistema elettrico regionale in virtù della funzione di interconnessione tra le reti di trasmissione di AT e AAT della Sardegna con le linee di interconnessione tra la Sardegna e il Continente Europeo. Infatti a Codrongianos è ubicata la stazione di conversione alternata continua e continua alternata (AC/DC/AC) che consente l'interconnessione Sardegna-Continente Europeo in corrente continua attraverso il Sa.Co.I (200 kV_{DC}. 300 MVA), ed è presente l'interconnessione con la stazione di conversione (AC/DC/AC) di Fiume Santo del Sa.Pe.I (tensione 500kV_{DC} – Potenza 2x500 MVA) e quella in AC del SARCO con la Corsica (150kV 100-50MW). Altre stazioni di interconnessione fondamentali sono quelle di Selargius e della Rumianca.

L'evoluzione della produzione di energia da fonte rinnovabile, principalmente da fonte eolica, e la trasformazione del consumo in Sardegna ha sottoposto il sistema elettrico di trasmissione della Sardegna ad una modifica della sua funzione con una trasformazione della distribuzione dei flussi di energia all'interno del sistema. In particolare, lo sviluppo degli impianti eolici, collegati prevalentemente sulle reti di AT e AAT ha richiesto un adeguamento della rete di trasmissione per

la realizzazione delle connessioni. Inoltre la presenza di una generazione diffusa sulla rete di alta tensione di entità prevedibile ma non programmabile e di tipo intermittente ha richiesto interventi atti a garantire la stabilità di rete, la continuità di fornitura dell'energia elettrica e la qualità della fornitura. Sicuramente, l'entrata in esercizio del secondo tratto del Sa.Pe.I nel 2010 ha contribuito a realizzare un'effettiva interconnessione tra Sardegna e Continente europeo, limitando la condizione di insularità energetica e garantendo una stabilità al sistema energetico elettrico anche in presenza di una rilevante componente produttiva intermittente come quella attuale. Tuttavia, la progressiva riduzione dei consumi, l'interconnessione in forma continua del Sa.Pe.I. e la trasformazione dei diagrammi di carico dovuta alla generazione distribuita sul sistema di distribuzione e le caratteristiche del sistema di generazione termoelettrica introducono nuove problematiche connesse alla regolazione di frequenza e di tensione, alla gestione interna dei flussi di energia e conseguentemente alla stabilità, alla gestione e alla qualità della trasmissione.

Tali aspetti emergono chiaramente dal **“Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale - edizione 2015”** redatta da Terna ai sensi dell'Articolo 36 comma 15 del Decreto Legislativo 93/11. Nella relazione di Terna vengono, per la rete di Trasmissione della Regione Sardegna, indicate le seguenti criticità:

- *gruppi di produzione termoelettrica obsoleti e limitati, in termini di flessibilità e affidabilità, e quindi non ottimali per il fabbisogno dell'isola;*
- *considerevole presenza di fonti rinnovabili non programmabili;*
- *considerevole riduzione strutturale del carico elettrico;*
- *ridotta disponibilità in servizio di gruppi di produzione con conseguente minore disponibilità di risorse utili alla regolazione;*
- *forti problematiche di esercizio nelle porzioni di rete AT nell'area Nord Orientale (Gallura), specialmente durante la stagione estiva ;*
- *scarsa magliatura della rete AT che determina problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione;*
- *limiti nella capacità di trasporto della rete che condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO);*
- *limitazioni della capacità di trasporto nella rete Nord Occidentale che vincolano l'esercizio della rete attuale rendendola meno flessibile e affidabile;*
- *limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione che fanno prevedere, nel breve – medio periodo, rischi di stabilità dei profili di tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema isolano e dell'interconnessione con il continente;*
- *problematiche nell'area Sud Ovest dove la configurazione di rete è tale da determinare in alcune condizioni di esercizio il degrado dei profili di tensione sulla rete 220 kV;*
- *problematiche nell'area Sud Est, fra l'Ogliastra e l'area di Cagliari che rende necessario aumentare la magliatura della rete per incrementare la flessibilità di esercizio e la sicurezza;*
- *criticità, nell'area di produzione di Sarlux e nell'area urbana di Cagliari dove si rende necessario incrementare l'affidabilità di esercizio e dei margini di continuità del servizio;*
- *l'elevata penetrazione di nuova produzione da fonte rinnovabile in forte sviluppo sul sistema elettrico della Sardegna rende necessario il potenziamento della rete di trasmissione in direzione Sud – Nord in sinergia con il rinforzo dell'interconnessione con il continente.*

Sono di seguito rappresentate in forma schematica nella figura 8.27 le aree della Sardegna di maggiore criticità per la gestione della rete di trasmissione indicate nella Relazione sullo stato della Rete. A tale scopo Terna ha programmato, per la risoluzione di tali problematiche, una serie di azioni contenute nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e indicate in Fig. 8.28.

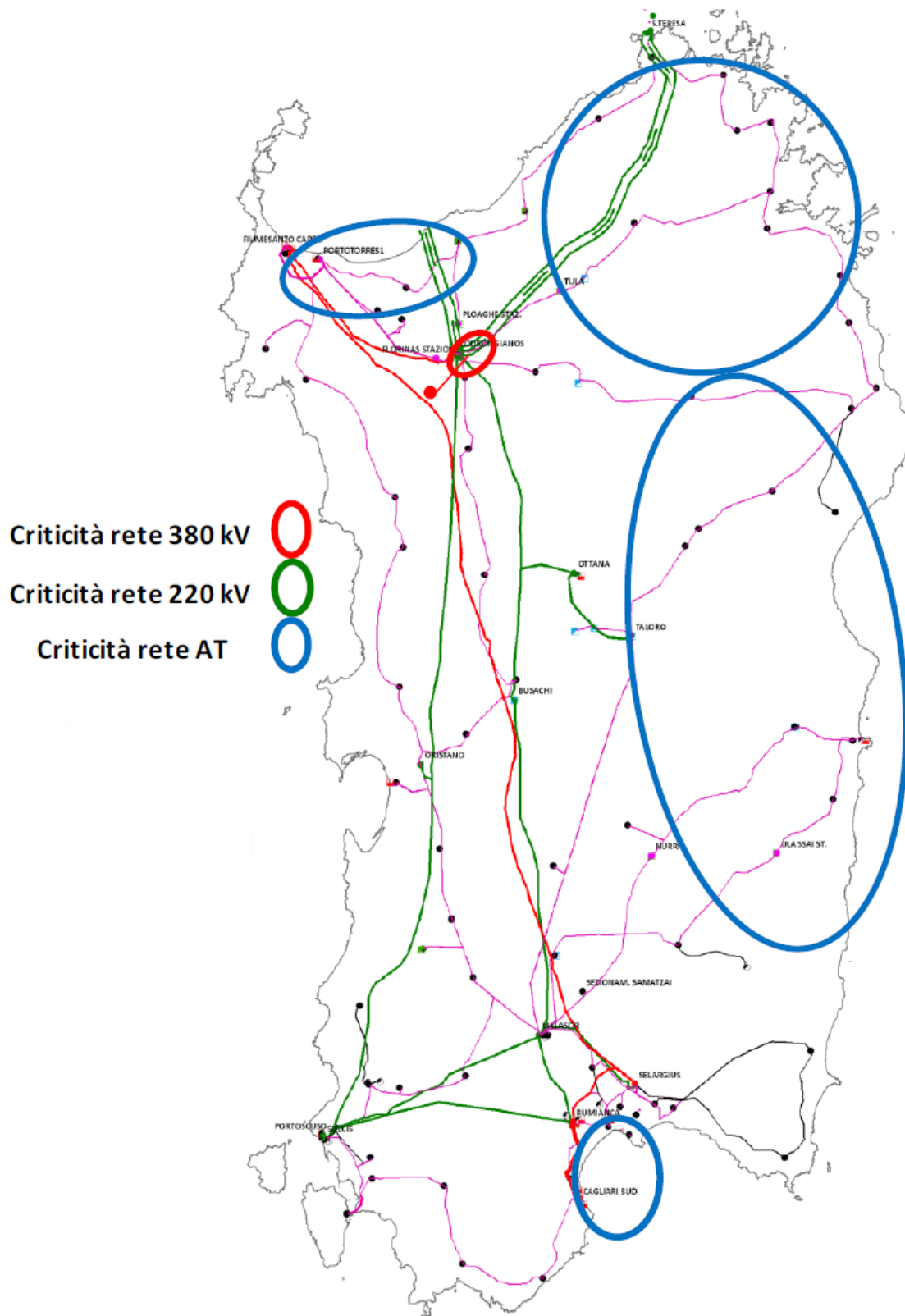


fig. 8.38. Indicazione delle aree di criticità nella rete di trasmissione dell'isola (fonte: Terna SpA).

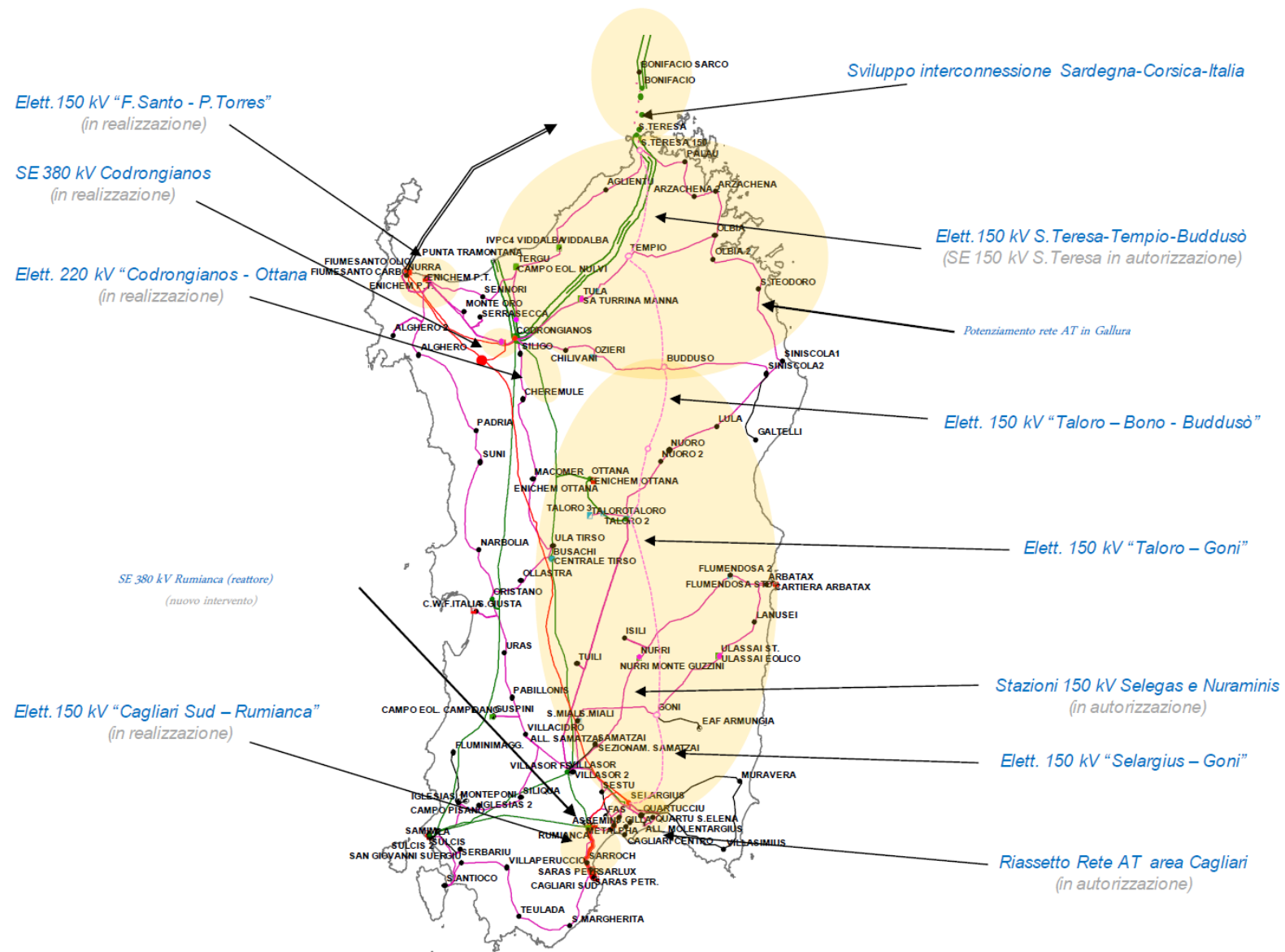


Fig. 8.39. Indicazione degli interventi nella rete di trasmissione dell'isola previsti nel Piano di Sviluppo della RTN-2015 (fonte: Terna SpA).

In riferimento ai principali interventi previsti da Terna per lo sviluppo della rete di trasmissione nell'isola, è particolarmente importante analizzare quelli che sono stati completati tra il 2014 e il 2015, e i cui effetti saranno quindi fondamentali per l'esercizio futuro del sistema elettrico sardo.

1. *Potenziamento Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud-Rumianca*: è stata realizzata una nuova linea a 150 kV che collegherà tra loro le stazioni RTN di Cagliari Sud e Rumianca, con contestuale ampliamento delle stesse. Tale nuovo collegamento è finalizzato a trasmettere, in condizioni di sicurezza, la potenza prodotta dalla centrale Sarlux verso il carico della città di Cagliari. Il potenziamento permetterà dunque di migliorare l'affidabilità di esercizio e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione;
2. *Installazione Compensatore Sincrono presso Stazione 380 kV Codrongianos*: è stato installato un compensatore sincrono presso la stazione di conversione di Codrongianos allo scopo di ridurre i rischi di stabilità della tensione e migliorare la sicurezza del sistema e dell'interconnessione con il continente. Inoltre, l'intervento consentirà il funzionamento di una nuova direttrice di riaccensione della rete della Sardegna. Il maggior beneficio connesso all'entrata in funzione del compensatore sincrono è legato alla riduzione del ricorso al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) e conseguentemente degli oneri per l'approvvigionamento di tali servizi. Infatti, il 22% degli oneri di dispacciamento totali nazionali è stato generato nel periodo Luglio 2013-Giugno 2014 solo dalla Sardegna, proprio a causa di vincoli strutturali della rete in termini di controllo di tensione e garanzia di margini di riserva di potenza e stabilità del sistema.
3. *Installazione Compensatore reattivo presso Stazione 380 kV Rumianca*: è stato installato un dispositivo di compensazione reattiva presso la Stazione 380/220/150 kV di Rumianca al fine di consentire il controllo della tensione nell'area Sud-Ovest della Sardegna e di incrementarne i margini di qualità del servizio.
4. *Elettrodotto 220 kV Codrongianos-Ottana*: Rimozione limitazioni sull'elettrodotto 220 kV tra le stazioni di Codrongianos e Ottana. L'intervento risulta rilevante per garantire, con adeguati margini di affidabilità, la copertura del fabbisogno dell'isola, oltre che il pieno sfruttamento delle infrastrutture di interconnessione dell'isola. Ciò, infatti, è reso spesso difficoltoso dallo scarso livello di magliatura della rete primaria sarda e dalla ridotta capacità di trasporto di alcuni dei collegamenti esistenti, che determinano una diminuzione dell'efficienza di utilizzo del sistema elettrico isolano.
5. *Prima fase potenziamento rete AT Gallura*: Rimozione delle limitazioni degli elettrodotti 150 kV Tergu-Villalba, Tergu-Ploaghe, Palau-S. Teresa, Ploaghe-Codrongianos. Lo scopo è quello di risolvere le problematiche di congestione legate alla scarsa magliatura della rete e agli elevati carichi, che si registrano particolarmente nella stagione estiva, e di contenimento dei profili di tensione.

Le problematiche osservate per la rete di trasmissione sono presenti con un grado di diffusione notevolmente più esteso sulla rete di distribuzione che ha risentito maggiormente dell'inteso sviluppo registrato in tali anni della generazione distribuita soprattutto di tipo solare. Infatti, il numero di impianti di Generazione Distribuita (GD), che insistono quindi sulla rete di distribuzione (secondo la definizione AEEGSI basata su Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo), alimentati da fonte rinnovabile al 31 Dicembre 2013 era pari a circa 27.800 con una potenza installata complessiva pari a circa 1.031,9 MW. La gestione di tale modello di generazione prevede che le reti di distribuzione siano pronte alla gestione di tale flusso di energia. Infatti il sistema di distribuzione è strutturato per essere mono direzionale, mentre già oggi in alcune zone della Sardegna si stanno manifestando inversioni del flusso di potenza con risalita dell'energia dai

livelli di tensione più bassa verso livelli di tensione più alta. Tutto ciò, oltre che creare problemi di gestione e di qualità del servizio, rende, in taluni casi, inefficiente l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Dai dati forniti dall'ente distributore è emersa la presenza di diversi punti critici nella rete distribuzione sarda, in cui la concentrazione della produzione da fonte rinnovabile, e in particolare da fotovoltaico, ha determinato condizioni di inversione della potenza e problemi di qualità della fornitura. In tale contesto lo sviluppo delle smart grid e soprattutto dell'accumulo distribuito è già indicato nel **"Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture 2015-17"** di Enel Distribuzione S.p.A e pianificato dal gestore della rete di distribuzione come uno degli interventi necessari per risolvere le problematiche sopra menzionate e ormai già registrate. Le Zone della regione Sardegna ad alta concentrazione di fonti energetiche rinnovabili con la presenza di fenomeni di inversione della potenza sono quelle industriali di Macchiareddu, Villacidro, Chilivani, Isili, Ottana, Ula Tirso, Abbasanta e Macomer. In questi casi i dati evidenziano una significativa inversione di potenza sino alla sottostazione di alta tensione. Inoltre, l'analisi dei centri metropolitani evidenzia la presenza sulla rete di distribuzione delle principali città di sistemi di generazione distribuita di potenza cumulata in media pari al 10% della potenza prelevabile con punte nell'area di Oristano, dove si raggiungono valori del 33%. Le proiezioni basate sulle richieste di allaccio relative alle installazioni future di impianti di generazione distribuita consentono di stimare ulteriori incrementi nel prossimo futuro concentrati su Cagliari, Olbia, Alghero, Sassari e Oristano.

La rete di distribuzione della Regione Sardegna presenta la seguente consistenza:

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|--------|
| Media Tensione km | 17.532,66 | 17.686,85 | 17.766,47 | 17.848,93 | 17.936,93 | 18.103,34 | 18.227,38 | 18.321 | 18.374 |
| Bassa Tensione km | 34.359,33 | 32.931,25 | 33.475,35 | 33.904,87 | 34.692,48 | 35.639,20 | 36.788,85 | 37.427 | 37.763 |

tab. 8.39. Consistenza della Rete di Distribuzione della Regione Sardegna Fonte : Authority per Energia Elettrica e Gas –elaborazioni RAS.

Partendo dalle analisi georeferenziate riportate nelle Figura 8.40, è stato possibile confrontare i dati di consumo comunali sulla rete di distribuzione con i dati di produzione da fonti rinnovabili da fotovoltaico e biomassa (escluse le biomasse utilizzate in cofiring e nell'impianto Biopower di Ottana), che rappresentano gli impianti da FER la cui produzione può già a oggi essere facilmente disacciata a livello locale e distribuito. Da quest'analisi, è emersa la presenza di alcune zone nelle quali si rileva, a livello di bilancio annuo, una produzione di energia da tali fonti rinnovabili superiore rispetto all'energia elettrica prelevata. Questo dato è facilmente osservabile nelle mappe georeferenziate di seguito riportate, dove è possibile osservare a livello regionale i comuni aventi una differenza annua tra i consumi e la produzione da FER positiva (colore rosso) o negativa (colore blu). Questi ultimi sono quelli per i quali la produzione da FER fotovoltaica e da bioenergie sul territorio comunale può considerarsi superiore ai consumi comunali annui registrati, presentando dunque un surplus di energia prodotta. L'analisi di Figura 8.40 ha permesso quindi di individuare le aree della Regione Sardegna nelle quali sussistano già oggi le condizioni tecniche per risolvere le problematiche associate alla generazione distribuita, attraverso lo sviluppo sia di smart grid sia di sistemi accumulo distribuito, utilizzando in modo efficiente l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. La successiva Figura 8.41 mostra infatti come sia possibile individuare 11 distretti energetici a "energia quasi zero". I distretti sono stati ottenuti accorpando i Comuni aventi un surplus di produzione con quelli limitrofi in modo tale da creare dei cluster territoriali, nei quali il bilanciamento energetico elettrico possa essere considerato il più vicino possibile allo zero. I distretti individuati possono essere classificati come riportato in Tab. 8.xx. Essi rappresentano perciò quelle aree della Regione Sardegna in cui sono già presenti le condizioni tecniche per lo sviluppo di sistemi assimilati a smart grid e/o micro-reti intelligenti, partendo dalla gestione ottimale e integrata della produzione e del consumo.

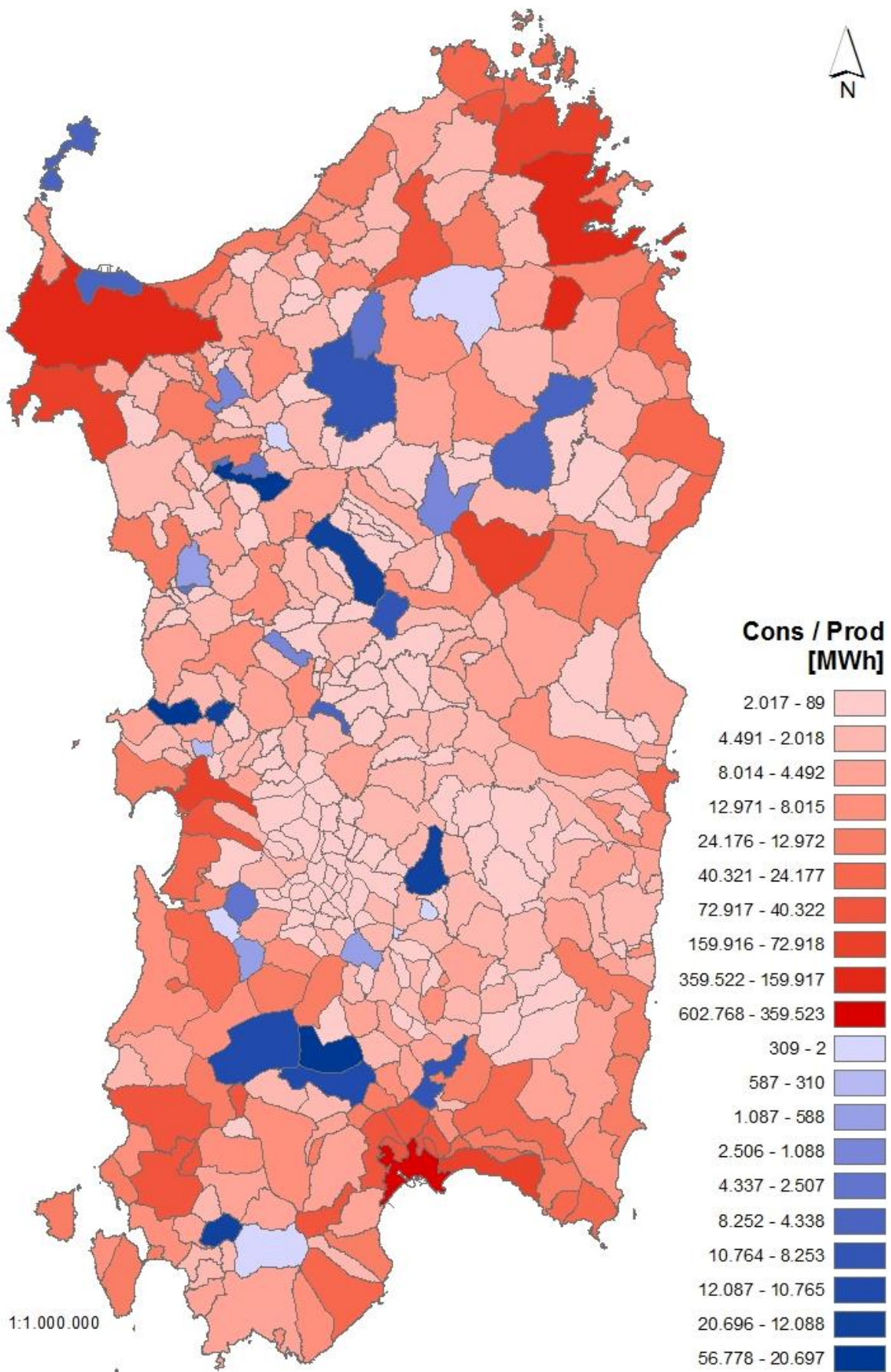


Fig. 8.40. Suddivisione comuni sulla base dei consumi e produzione da FER distribuiti sul territorio comunale – surplus di produzione locale annua (rosso) e deficit di produzione locale annua (blu).

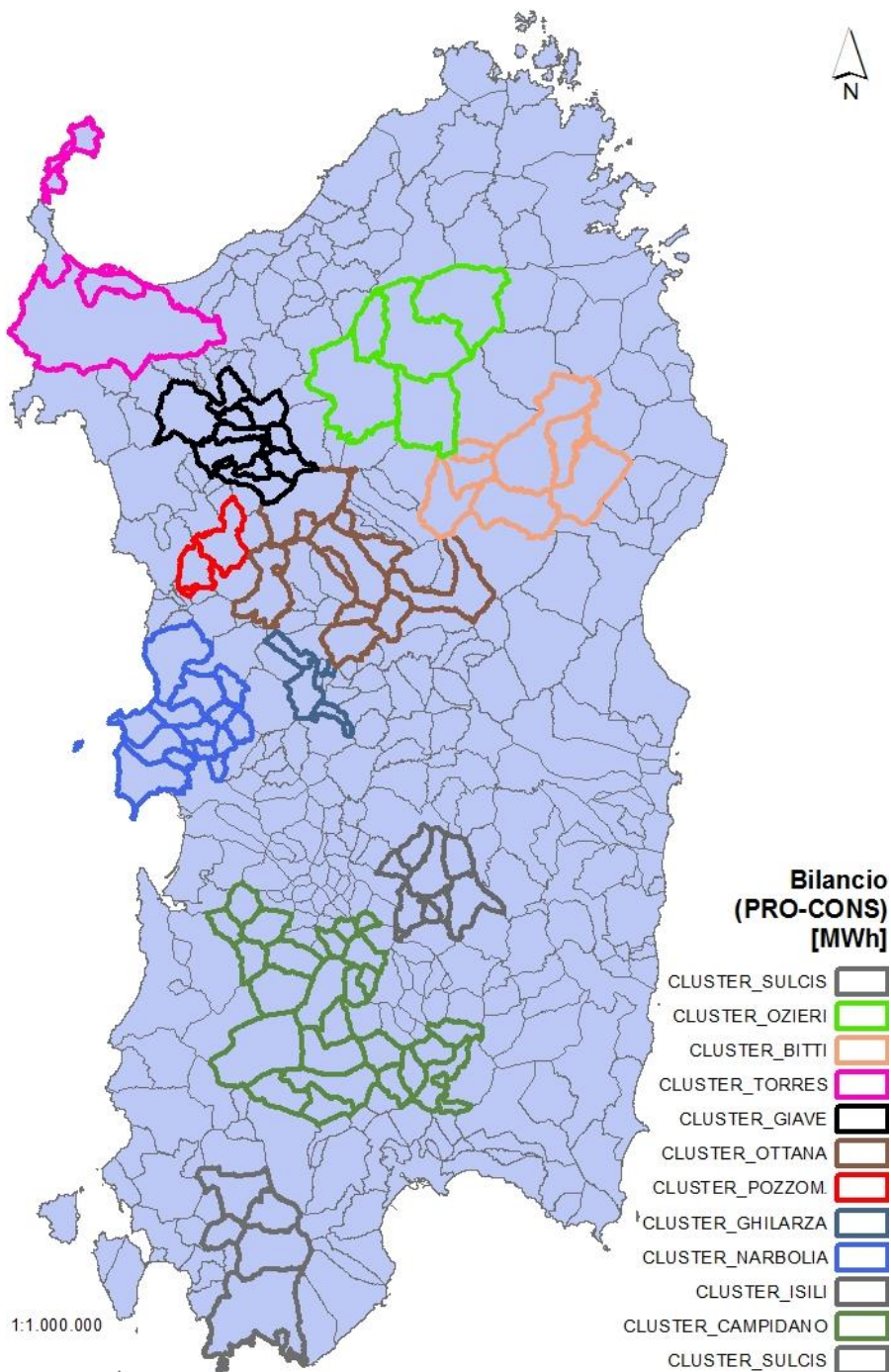


Fig. 8.41. Possibile suddivisione comuni Regione Sardegna in distretti energetici

| # | CLUSTER | DIFF_PRO [MWh] | DIFF_CONS [MWh] | BILANCIO (PRO - CONS) [MWh] |
|----|-----------|----------------|-----------------|-----------------------------|
| 1 | SULCIS | 16.660,99 | 16.654,53 | 6,46 |
| 2 | CAMPIDANO | 96.621,28 | 96.643,61 | - 22,33 |
| 3 | ISILI | 15559,49 | 15.172,34 | 387,15 |
| 4 | NARBOLIA | 50.911,53 | 49.871,78 | 1.039,75 |
| 5 | GHILARZA | 10.477,99 | 10.359,20 | 118,79 |
| 6 | POZZOM. | 4.609,12 | 4.653,26 | - 44,14 |
| 7 | OTTANA | 30.385,02 | 29.672,74 | 712,28 |
| 8 | GIAVE | 38.186,80 | 37.337,76 | 849,04 |
| 9 | TORRES | 8.252,36 | 359.521,61 | - 351.269,25 |
| 10 | BITTI | 9.280,33 | 8.345,89 | 934,44 |
| 11 | OZIERI | 14.906,11 | 16.187,55 | - 1.281,44 |

Tab. 8.40. Classificazione distretti energetici regionali

8.6 MERCATO ELETTRICO

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 nelle relazioni sullo stato del mercato relative al 2014¹⁰.

Il rapporto evidenzia che a livello nazionale è stata registrata una lieve flessione delle quantità di energia scambiata sul Mercato del Giorno Prima (MGP). Questo effetto può essere associato sia alle conseguenze della crisi finanziaria sia alla differenza tra programmazione e consumo effettivo sia a nuove strategie di acquisto dell'energia. In particolare, la crescita delle produzioni di energia da fotovoltaico ha determinato un incremento sensibile della quota di autoconsumo che non transitando per il mercato elettrico ha contribuito a deprimere il MPG. L'analisi dei volumi scambiati nel 2014 evidenzia una riduzione dei volumi totali scambiati (586,6 TWh -1,7%) associato prevalentemente al calo degli scambi sui mercati spot gestiti dal GME, che segnano il minimo storico a 305 TWh (-2,5%). La contrazione interessa sia il MGP, che con 185 TWh si attesta sui propri valori minimi (-10%), sia il MI, che torna sotto i 23 TWh dopo i picchi del 2012.

| TWh | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Var. 14/13 |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| Mercati Elettrici | | | | | | | |
| MGP | 313,43 | 318,56 | 311,49 | 298,67 | 289,15 | 281,98 | -2,5% |
| Borsa | 213,03 | 199,45 | 180,35 | 178,66 | 206,90 | 185,85 | -10,2% |
| Bilaterale | 100,39 | 119,11 | 131,15 | 120,00 | 82,25 | 96,13 | +16,9% |
| MI/MA | 11,93 | 14,61 | 21,87 | 25,13 | 23,34 | 22,79 | -2,4% |
| MI1 | 1,68 | 9,47 | 14,47 | 15,99 | 12,80 | 12,23 | -4,5% |
| MI2 | 0,95 | 5,15 | 5,38 | 6,21 | 6,07 | 6,47 | +6,6% |
| MI3 | | | 1,22 | 1,72 | 2,00 | 2,01 | +0,1% |
| MI4 | | | 0,80 | 1,21 | 2,47 | 2,09 | -15,5% |
| MA | 9,30 | | | | | | |
| MTE | 0,12 | 6,29 | 33,44 | 54,96 | 41,10 | 32,27 | -21,5% |
| Borsa | 0,12 | 6,29 | 31,67 | 30,36 | 8,00 | 18,40 | +130,1% |
| OTC clearing | - | - | 1,77 | 24,60 | 33,10 | 13,87 | -58,1% |
| PCE* | 176,35 | 236,48 | 290,82 | 307,61 | 325,50 | 345,72 | +6,2% |

fig. 8.42. Volumi scambiati nel Mercato Elettrico (fonte: Relazione Annuale 2014 del GME).

La liquidità sul MGP nel 2014, intesa come rapporto tra volumi venduti e offerta totale, ha registrato un leggero calo, attestandosi ad un valore pari a circa il 66% ed evidenziando una netta prevalenza di termini di quote scambiate degli operatori non istituzionali.

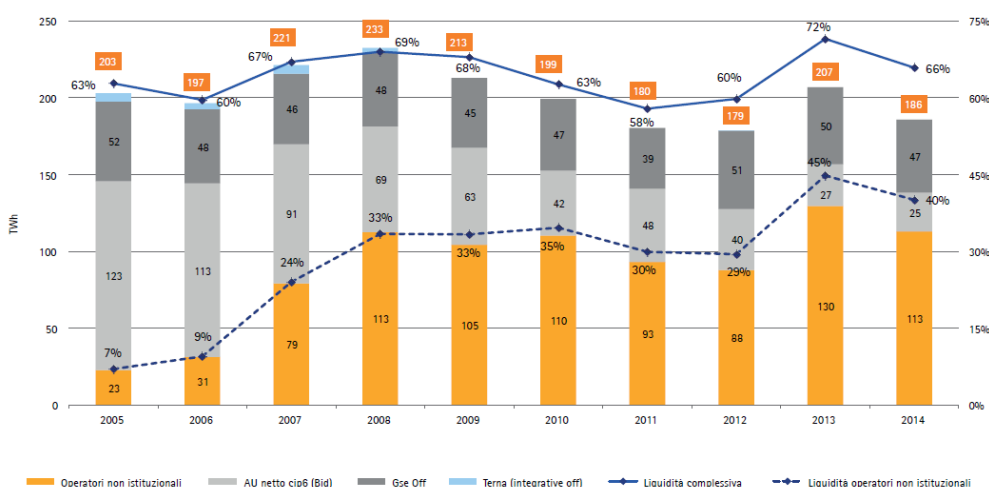


fig. 8.43. Liquidità del MGP. (fonte: Relazione Annuale 2014 del GME).

¹⁰ Relazione Annuale del Mercato Elettrico 2014

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN), che rappresenta il prezzo di riferimento per la valutazione dell'evoluzione dei prezzi energetici elettrici nazionali, si è attestato nel 2014 a 52,08 €/MWh (-17,3%), valore più basso dall'avvio del mercato, mostrando un differenziale con i paesi limitrofi più contenuto rispetto al passato ma ancora elevato, come è possibile osservare in fig. 8.44. Il differenziale tra l'Italia e gli altri paesi europei costituisce ovviamente uno svantaggio competitivo per le imprese italiane. La forte differenza con gli altri mercati europei è riconducibile sia alla presenza di una quota consistente di energia prodotta con gas naturale, molto più contenuta negli altri paesi europei, sia ai livelli di competitività di mercato elettrico.

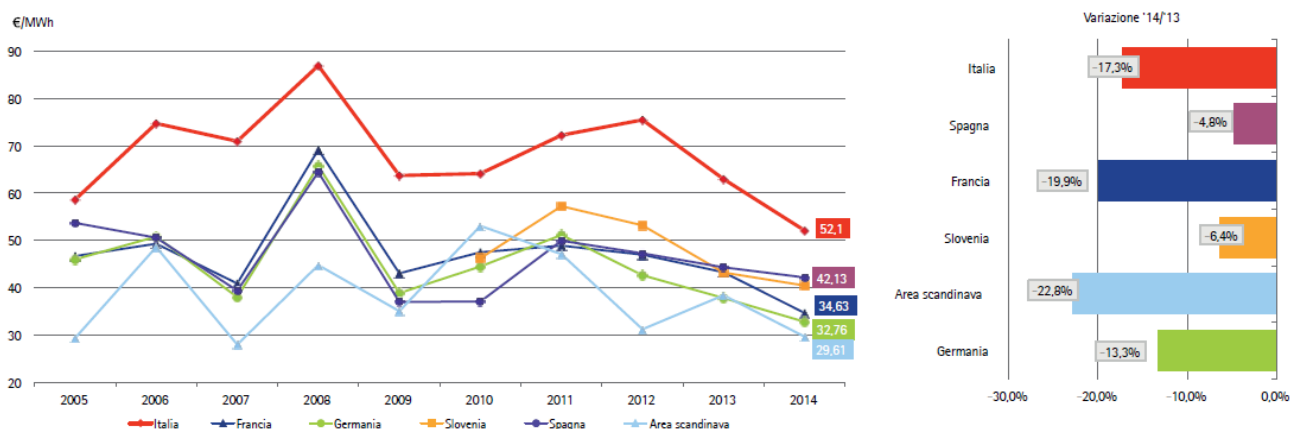


fig. 8.44. Confronto tra il PUN e i principali prezzi delle altre borse europee (fonte: GME - Elaborazione Poyry Management Consulting Italia srl).

In fig. 8.45 è riportata l'evoluzione storica del PUN medio per gruppi di ore determinato come media ponderale dei volumi e dei relativi costi. Il calo osservato sul PUN nel 2014 interessa in maniera analoga i singoli gruppi di ore. I dati rivelano diminuzioni tali da spingere le quotazioni in tutti i blocchi orari al nuovo minimo storico o a ridosso di esso. In particolare, nelle ore di picco il prezzo è sceso a 59,52 €/MWh, evidenziando una contrazione identica a quella del fuori picco lavorativo (49,69 €/MWh, -16,3%). Inoltre, sono particolarmente evidenti gli effetti legati alla diffusione della nuova potenza rinnovabile, manifestatisi in particolare nel processo di convergenza tra PUN di picco e PUN fuori picco lavorativo (59,52 €/MWh vs 49,69 €/MWh), il cui rapporto è progressivamente calato per stabilizzarsi intorno a 1,2 nel biennio 2013-14, valore tra i più bassi in Europa.

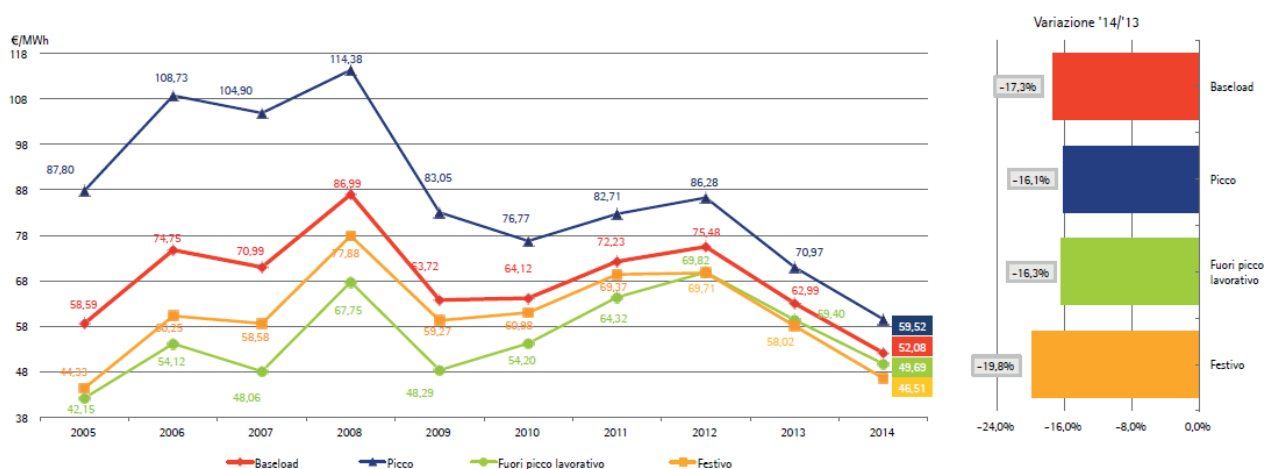


fig. 8.45. Evoluzione storica del PUN medio annuale totale per gruppi di ore (fonte: Relazione Annuale 2014 del GME)

Tali effetti sono presenti anche nell'evoluzione dei prezzi zionali riportati in fig. 8.46. In particolare, relativamente alla zona di mercato Regione Sardegna, si osserva un prezzo zonale medio nel 2014 pari a 52,18 € perfettamente allineato con il PUN e solo di 5 €/MWh superiore rispetto al prezzo medio del Sud (erano oltre 20 €/MWh nel 2009). Tale risultato è dovuto essenzialmente alla completa entrata in esercizio del SAPEI che ha risolto definitivamente le criticità connesse ad alcune ore di scarsità d'offerta e ridotta capacità sui transiti con il continente.

Riferendosi alle fasce orarie, si osserva che il rapporto Picco/Fuori Picco del Prezzo Zonale medio della Sardegna nel 2014 risulta inferiore rispetto al corrispettivo valore calcolato sul PUN. Tale differenza è principalmente legata al maggior sviluppo delle fonti rinnovabili al Sud e nelle isole. In particolare, è evidente l'impatto del fotovoltaico che, soprattutto in queste zone, ha produzioni tali da avere un deciso effetto ribassista sui prezzi nelle ore diurne, favorendo la riduzione del differenziale di questi ultimi dai prezzi notturni. L'elevata penetrazione delle rinnovabili ha determinato anche una crescita della frequenza di azzeramento delle quotazioni orarie, fenomeno che nel 2014 si è fortemente intensificato rispetto al passato in tutte le zone e che risulta particolarmente marcato in Sardegna. Infatti, nella zona Sardegna il numero di ore con prezzo pari a zero è passato da 91 del 2013 a 168 del 2014, con un incremento di quasi l'80%.

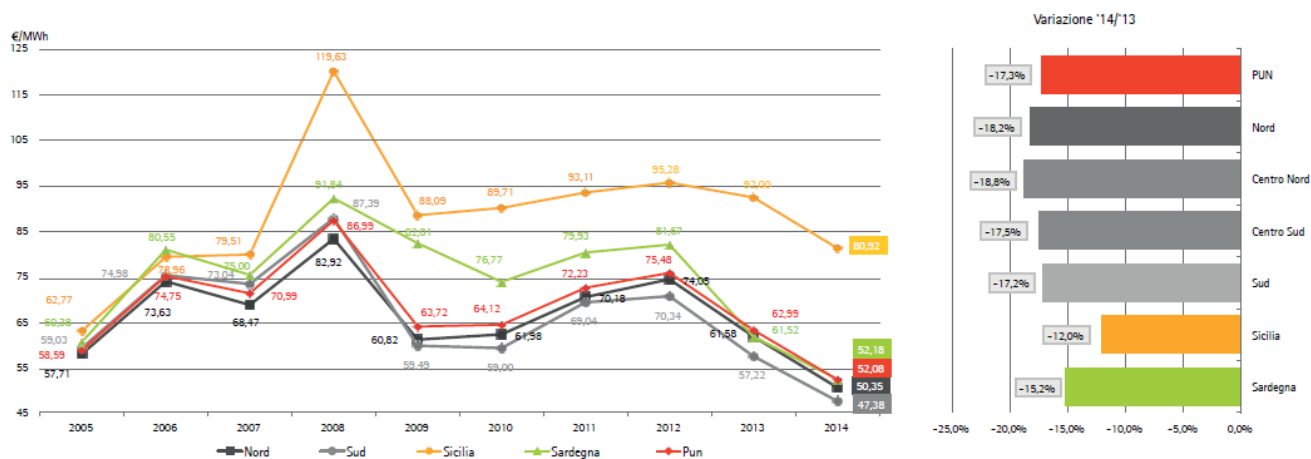


fig. 8.46. Andamento dei prezzi zionali medi annui sul MGP(fonte: Relazione Annuale 2014 del GME).

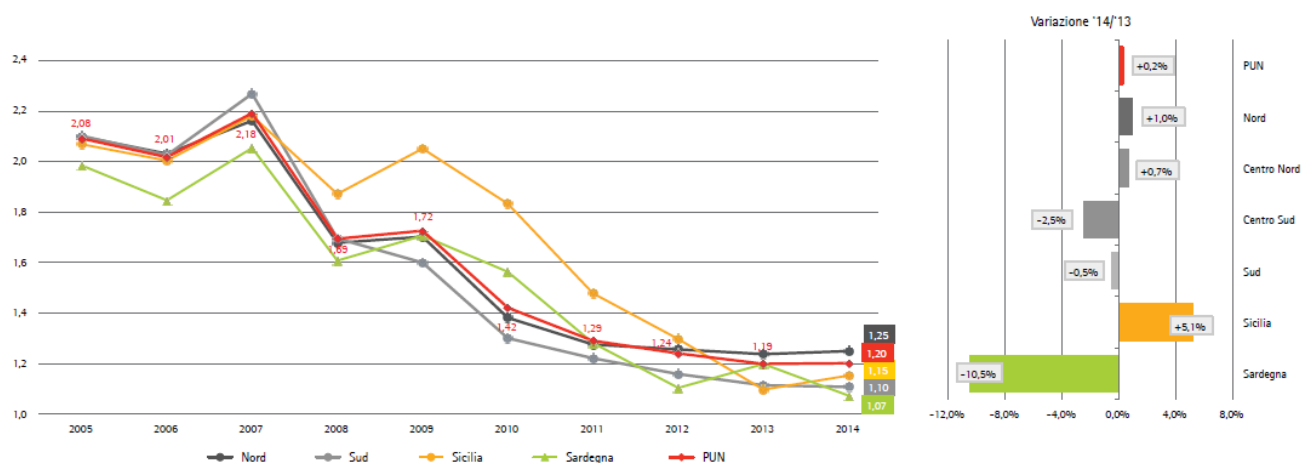


fig. 8.47. Evoluzione dei prezzi zionali medi sul MGP e confronto dei prezzi zionali per fasce orarie (fonte: Relazione Annuale 2014 del GME).

L'analisi dell'indice CR3, che rappresenta la quota percentuale di vendite/acquisti detenuta dai primi tre operatori sul mercato, evidenzia una riduzione della concentrazione del mercato sia a livello nazionale che zonale, ancora una volta a causa dell'effetto della maggiore e diffusa offerta a costo variabile nullo. Tuttavia, è importante notare come il mercato

sardo presenti ancora un limitato grado di concorrenza, con il valore del CR3 più elevato a livello nazionale e prossimo all'80%.

| | Totale | Nord | | Centro Nord | | Centro Sud | | Sud | | Sicilia | | Sardegna | | |
|--------------|--------|---------|---------|-------------|---------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|
| HHI Offerte | | 1.958 | (1.918) | 4.212 | (4.035) | 5.008 | (5.192) | 2.007 | (2.254) | 3.131 | (3.052) | 3.629 | (3.643) | |
| HHI Vendite | | 1.456 | (1.285) | 2.838 | (2.810) | 4.094 | (3.452) | 2.095 | (2.050) | 2.628 | (3.205) | 4.311 | (4.141) | |
| CR3 | 44,7% | (49,6%) | 46,9% | (48,9%) | 68,6% | (78,8%) | 74,7% | (75,8%) | 59,0% | (68,1%) | 58,1% | (84,7%) | 79,9% | (95,9%) |
| CR5 | 57,7% | (61,1%) | 62,7% | (64,4%) | 84,6% | (89,6%) | 83,8% | (83,4%) | 74,4% | (82,1%) | 74,4% | (93,9%) | 95,1% | (98,0%) |
| IOR Quantità | 8,1% | (7,5%) | 0,4% | (0,6%) | 24,1% | (25,1%) | 27,3% | (22,6%) | 5,9% | (4,1%) | 9,1% | (11,2%) | 19,7% | (21,3%) |
| IOM 1° Oper | 21,0% | (14,0%) | 15,0% | (6,6%) | 19,9% | (10,5%) | 21,7% | (14,9%) | 25,0% | (16,6%) | 65,0% | (72,2%) | 25,9% | (18,2%) |
| ITM Ccgt | 53,5% | (60,8%) | 55,1% | (61,9%) | 51,8% | (58,5%) | 51,0% | (60,0%) | 49,0% | (58,9%) | 79,3% | (82,6%) | 45,2% | (56,0%) |

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

fig. 8.48 Confronto Indici di concentrazione sul MGP - Anno 2014 (fonte: Relazione Annuale 2014 del GME).

8.7 INDICATORI ECONOMICI DEL SISTEMA ENERGETICO ELETTRICO

La criticità dell'attuale periodo può anche essere osservata dall'analisi dell'evoluzione temporale della domanda di energia elettrica. In Fig. 8.49 sono stati riportati gli andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo in Sardegna nel periodo compreso tra il 1999 al 2012 normalizzati rispetto ai valori assunti nel 1999. Dal confronto è possibile osservare la presenza sia di alcune similitudini sia di marcate differenze tra i due tracciati.

Mentre la ricchezza prodotta nella Regione Sardegna, espressa in termini di PIL, aumenta in circa 7 anni di 10 punti percentuali, la domanda elettrica si incrementa di 21 punti. Emerge inoltre chiaramente come le crisi economiche del 2009 e del 2012 abbiano inciso gravemente sia sulla richiesta di energia elettrica sia sul PIL. Tuttavia l'evoluzione del fabbisogno elettrico aveva già evidenziato un rallentamento negli anni precedenti alla crisi. Tale fenomeno non è invece riscontrabile nell'evoluzione del PIL che mostra per il 2007 un incremento di quasi 2 punti percentuali e nel 2008 un valore costante.

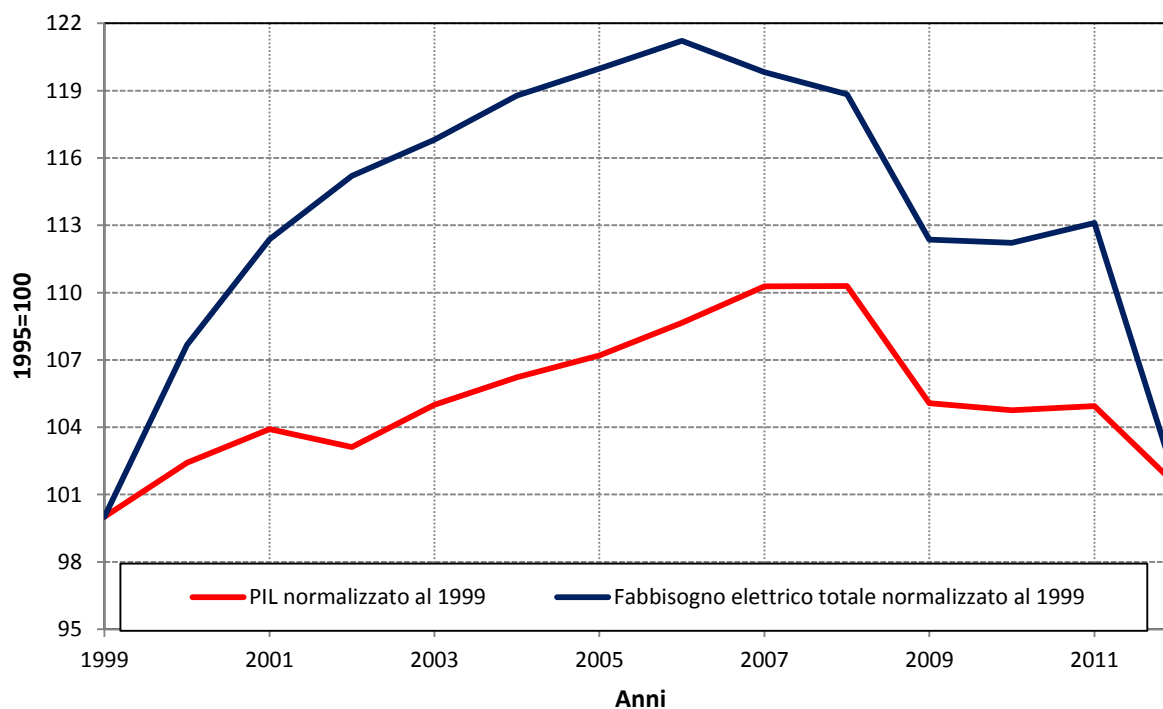


fig. 8.49. Evoluzione temporale domanda elettrica e PIL in Sardegna (1999=100).

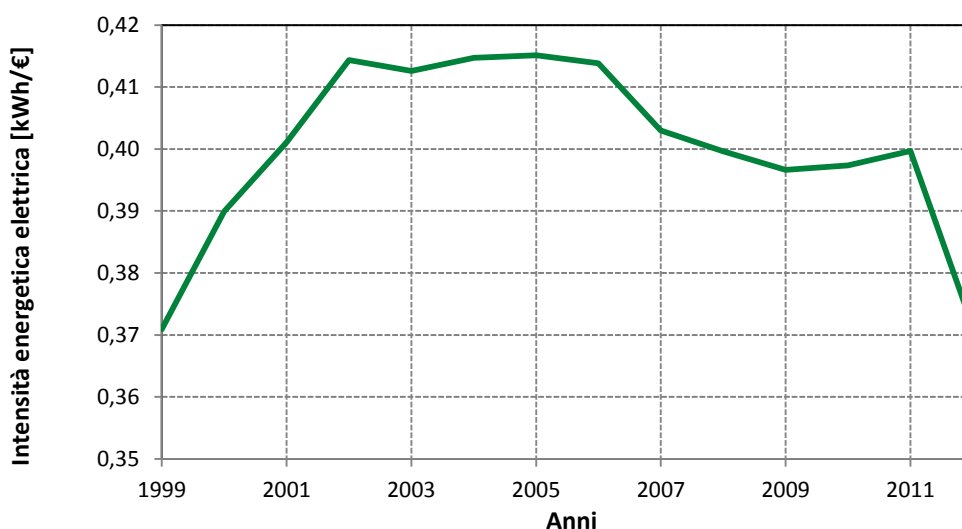


fig. 8.50. Intensità energetica elettrica per la Sardegna nel periodo 1999-2012

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica. L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL. L'evoluzione dell'indice di intensità elettrica sardo tra il 1999 e il 2012 è riportato in fig. 8.49. Nel 2012 in Sardegna si è richiesta energia elettrica per circa 0.371 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante, con un decremento di -7,12% rispetto al 2011. Tale risultato rispecchia la crisi economica attraversata dalla Sardegna e che si è tradotta contemporaneamente in una contrazione sia dei consumi elettrici che del PIL, soprattutto a causa della grave crisi del comparto industriale dell'isola. Se nel periodo compreso tra il 2002 e il 2006 l'intensità elettrica si era mantenuta in un ambito di variazione piuttosto ristretto, nel periodo 2006-2010 si è osservata una decisa decrescita. Nell'analisi dell'evoluzione temporale dell'intensità elettrica è importante però tener conto che questo indicatore, per sua natura costruito sul rapporto tra due grandezze, risente degli andamenti di queste ultime. Ad esempio, per il 2007 – anno contraddistinto da una considerevole volatilità dei prezzi sui mercati energetici - si era segnalato come un anno di riduzione dell'intensità elettrica. Il 2008, caratterizzato da un nuovo calo della domanda elettrica e da un'invarianza del PIL, appariva ancora come un anno di flessione dell'intensità. Il 2011 è stato caratterizzato da una crescita della domanda elettrica (+0,78%) superiore a quella del PIL (+0,18%), dando luogo a un nuovo incremento dell'intensità elettrica. I dati sulla domanda elettrica, sul PIL, sull'intensità elettrica e sulle relative variazioni percentuali annue sono riportati per la regione Sardegna nella tabella 8.41 per il periodo 1999-2012.

| ANNI | DOMANDA ELETTRICA [GWh] | Var. Domanda elettrica | PIL [M€] | Var. PIL | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | Var. IE |
|------|-------------------------|------------------------|----------|----------|------------------------------|---------|
| 1999 | 10511,00 | | 28339,6 | 1,05% | 0,3709 | 5,13% |
| 2000 | 11317,00 | 7,67% | 29023,7 | 2,41% | 0,3899 | 2,87% |
| 2001 | 11812,00 | 4,37% | 29449,3 | 1,47% | 0,4011 | 3,31% |
| 2002 | 12109,00 | 2,51% | 29223,9 | -0,77% | 0,4144 | -0,42% |
| 2003 | 12278,00 | 1,40% | 29757,3 | 1,83% | 0,4126 | 0,51% |
| 2004 | 12485,00 | 1,69% | 30104,5 | 1,17% | 0,4147 | 0,09% |
| 2005 | 12611,00 | 1,01% | 30379,9 | 0,92% | 0,4151 | -0,31% |
| 2006 | 12742,00 | 1,04% | 30792,1 | 1,36% | 0,4138 | -2,62% |
| 2007 | 12594,00 | -1,16% | 31252,9 | 1,50% | 0,4030 | -0,83% |

| | | | | | | |
|------|----------|---------|---------|--------|--------|--------|
| 2008 | 12491,00 | -0,82% | 31258,1 | 0,02% | 0,3996 | -0,75% |
| 2009 | 11810,00 | -5,45% | 29776,0 | -4,74% | 0,3966 | -0,30% |
| 2010 | 11796,00 | -0,12% | 29687,9 | -0,30% | 0,3973 | 0,18% |
| 2011 | 11888,00 | 0,78% | 29742,5 | 0,18% | 0,3997 | 0,60% |
| 2012 | 10669,00 | -10,25% | 28738,4 | -3,38% | 0,3712 | -7,12% |

tab. 8.41. Fabbisogno di energia elettrica, PIL e intensità elettrica per la regione Sardegna nel periodo 1999-2012 [Fonte Terna e ISTAT]

A livello nazionale l'intensità elettrica nel 2012 è stata pari a 0,236 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante, con un incremento di +0,5% rispetto al 2011, corrispondente in termini assoluti ad una variazione di +0,1 kWh/€cent. Tale valore è stato circa il 36% più basso di quella registrato in Sardegna nello stesso anno. Tale risultato è dovuto al differente peso dei consumi industriali e dal relativo valore aggiunto nella struttura dei consumi elettrici totali e del prodotto interno lordo a livello nazionale e sardo. Infatti al 2012, in Sardegna il 53% circa dei consumi elettrici erano imputabili all'industria mentre in Italia tale percentuale era del 43%. Inoltre a fronte di consumi percentuali così rilevanti si registra un'incidenza del corrispondente valore aggiunto pari al 13% del PIL regionale. Tale percentuale a livello nazionale è pari al 22%.

In tab.8.42 sono riportati i dati relativi al valore aggiunto e all'intensità elettrica riferita ai consumi elettrici per i principali settori economici (agricoltura, terziario e industria) in Sardegna nel periodo 1995-2012. È possibile osservare come l'intensità elettrica per il settore industriale abbia fatto registrare nel periodo considerato valori molto elevati e sempre al di sopra dell'unità, con un massimo di 1,55 kWh/€ nel 2011. In Italia, l'intensità elettrica del comparto industriale è stata invece pari a 0,44 kWh/€ nel 2011, cioè circa 3,5 volte più bassa.

| ANNI | AGRICOLTURA | | | TERZIARIO | | | INDUSTRIA | | |
|------|----------------------|------------------------------|---------|----------------------|------------------------------|---------|----------------------|------------------------------|---------|
| | VALORE AGGIUNTO [M€] | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | Var. IE | VALORE AGGIUNTO [M€] | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | Var. IE | VALORE AGGIUNTO [M€] | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | Var. IE |
| 1995 | 1025,6 | 0,1424 | | 17956,1 | 0,0669 | | 5042,1 | 1,2871 | |
| 1996 | 1121,7 | 0,1251 | -12,14% | 18226,9 | 0,0679 | 1,39% | 4752,7 | 1,4080 | 9,39% |
| 1997 | 1165,1 | 0,1374 | 9,86% | 18819,7 | 0,0701 | 3,32% | 4988,4 | 1,3204 | -6,22% |
| 1998 | 1199,3 | 0,1315 | -4,31% | 19251,7 | 0,0717 | 2,27% | 4757,9 | 1,3375 | 1,30% |
| 1999 | 1191,1 | 0,1429 | 8,67% | 19532,0 | 0,0769 | 7,17% | 4701,7 | 1,3895 | 3,89% |
| 2000 | 1092,9 | 0,1497 | 4,76% | 20153,8 | 0,0783 | 1,87% | 4861,2 | 1,4447 | 3,97% |
| 2001 | 1135,2 | 0,1743 | 16,46% | 20352,4 | 0,0812 | 3,71% | 4982,4 | 1,4380 | -0,46% |
| 2002 | 1069,5 | 0,1629 | -6,57% | 19916,7 | 0,0892 | 9,81% | 5274,7 | 1,3776 | -4,20% |
| 2003 | 1056,1 | 0,1686 | 3,54% | 20314,7 | 0,0965 | 8,22% | 5259,4 | 1,3853 | 0,56% |
| 2004 | 1107,5 | 0,1690 | 0,24% | 20520,6 | 0,0987 | 2,29% | 5394,2 | 1,3703 | -1,08% |
| 2005 | 1016,6 | 0,1988 | 17,61% | 20732,6 | 0,1043 | 5,62% | 5437,0 | 1,3665 | -0,27% |
| 2006 | 1012,3 | 0,2070 | 4,10% | 21341,7 | 0,1074 | 3,04% | 5157,5 | 1,4474 | 5,92% |
| 2007 | 1047,3 | 0,1948 | -5,88% | 21373,0 | 0,1061 | -1,21% | 5558,5 | 1,2797 | -11,59% |
| 2008 | 1036,8 | 0,2037 | 4,58% | 21601,2 | 0,1105 | 4,10% | 5436,5 | 1,3035 | 1,86% |
| 2009 | 1005,4 | 0,2019 | -0,88% | 21217,0 | 0,1137 | 2,92% | 4678,9 | 1,3549 | 3,94% |
| 2010 | 1012,2 | 0,1951 | -3,37% | 21617,9 | 0,1118 | -1,66% | 4352,7 | 1,4402 | 6,30% |
| 2011 | 996,2 | 0,2164 | 10,92% | 21536,9 | 0,1122 | -1,29% | 4088,1 | 1,5529 | 7,83% |
| 2012 | 961,2 | 0,2288 | 5,71% | 21857,6 | 0,1107 | -1,35% | 3688,8 | 1,5242 | -1,85% |

Tab. 8.42. Valore aggiunto, consumo elettrico e Intensità elettrica nell'industria in senso stretto e in due sue sotto-categorie dal 1995 al 2012 [Fonte Terna e ISTAT].

È interessante individuare quali siano le attività industriali in cui l'intensità elettrica risulta essere più elevata, per evidenziare in quali settori si registra la più alta incidenza di consumo di energia elettrica per la produzione di valore aggiunto. Per quanto riguarda i dati economici, essi sono stati estratti dal documento ISTAT del 2013. I risultati ottenuti da questa analisi sono mostrati in Tab. 8.41 e mettono in evidenza come l'intensità energetica elettrica dell'industria in senso stretto sia stata pari a circa 2 kWh/€ dal 1996 in poi e come il settore delle "Cokerie, raffinerie, industria chimica e dei prodotti in metallo" abbia fatto registrare dal 2000 al 2010 valori quasi sempre al di sopra dei 5 kWh/€. Infine, è possibile osservare come l'industria dei metalli non ferrosi sia stata costantemente caratterizzata da valori di intensità elettrica molto elevati, toccando un picco pari a circa 10 kWh/€ nel 2009 quando, a causa della crisi economica e della chiusura dell'Eurallumina, il valore aggiunto di tale settore ha subito una diminuzione del 25% mentre i consumi elettrici totali del settore sono diminuiti del 6% circa (rispetto ai valori del 2008). Il secondo picco è registrabile nel 2011 (11,43 kWh/€) sempre in concomitanza dell'acuirsi della crisi del settore manifatturiero dell'alluminio.

Dall'analisi dei dati di tab. 8.41 è invece interessante notare come il maggior contributo al PIL sardo venga dal settore terziario, il cui valore aggiunto al 2012 corrisponde a circa l'82% della ricchezza totale prodotta nell'isola nello stesso anno.

Un ulteriore elemento di confronto macro-economico di natura energetica tra i due settori può essere rappresentato dal consumo energetico elettrico annuo per occupato. Tale dato si trova riportato in Tabella 8.43 per l'industria in senso stretto e per i suoi due sotto-comparti e in Tabella. 8.44 per i 3 settori merceologici (agricoltura, terziario e industria), in cui è indicato come riferimento anche il numero di occupati totali in Sardegna dal 1995 al 2012.

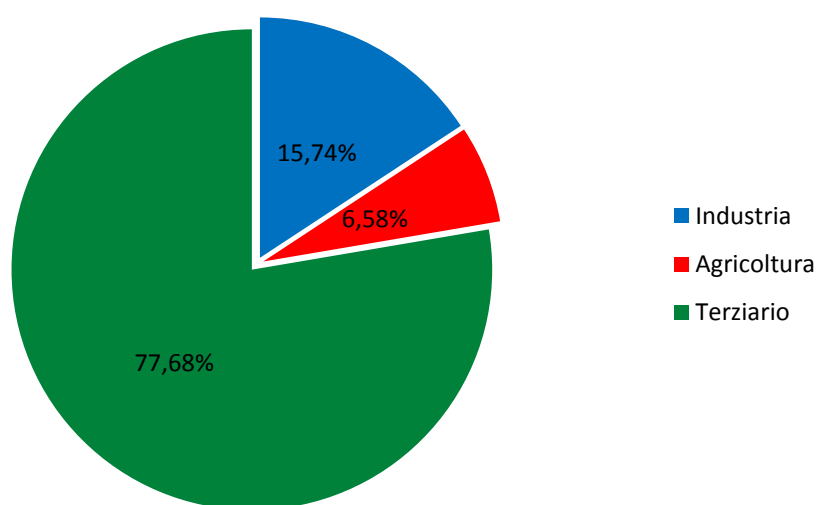


fig. 8.51. Ripartizione occupati in Sardegna nel 2012 nei tre settori merceologici: Industria, Terziario e Agricoltura [Fonte ISTAT]

Il numero totale di occupati in Sardegna nel 2012 è stato pari a circa 605,000, suddivisi come mostrato in fig. 8.51. È evidente quindi che, non solo il settore terziario produce circa quattro quinti del PIL sardo, ma rappresenta circa il 78% degli occupati totali della Sardegna. Di contro il 16% degli occupati è impiegato nell'industria e, in particolare, il 10% degli occupati totali è occupato nell'industria in senso stretto. Ciò determina consumi energetici elettrici per occupato nell'industria che risultano essere di un ordine di grandezza superiore rispetto agli altri.

| ANNO | INDUSTRIA in senso stretto | | | | | COKERIE, RAFFINERIE, CHIMICA E PRODOTTI IN METALLO | | | | | PRODOTTI IN METALLO (99% METALLI NON FERROSI) | | | | |
|------|----------------------------|-------------------------|------------------------------|----------------------|----------|--|-------------------------|------------------------------|----------------------|----------|---|-------------------------|------------------------------|----------------------|----------|
| | VALORE AGGIUNTO [M€] | CONSUMO ELETTRICO [GWh] | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | OCCUPATI in migliaia | MWh/lav | VALORE AGGIUNTO [M€] | CONSUMO ELETTRICO [GWh] | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | OCCUPATI in migliaia | MWh/lav | VALORE AGGIUNTO [M€] | CONSUMO ELETTRICO [GWh] | INTENSITA' ELETTRICA [kWh/€] | OCCUPATI in migliaia | MWh/lav |
| 1995 | 3261,01 | 6456,60 | 1.9799 | 69,00 | 93,57 | | | | | | | | | | |
| 1996 | 3045,09 | 6652,40 | 2.1846 | 66,80 | 99,59 | | | | | | | | | | |
| 1997 | 3284,80 | 6551,80 | 1.9946 | 65,60 | 99,88 | | | | | | | | | | |
| 1998 | 3131,65 | 6333,40 | 2.0224 | 65,90 | 96,11 | | | | | | | | | | |
| 1999 | 3074,22 | 6502,90 | 2.1153 | 64,90 | 100,20 | | | | | | | | | | |
| 2000 | 3190,47 | 6991,70 | 2.1914 | 64,50 | 108,40 | 989,39 | 5557,5 | 5,6171 | 14,9 | 372,9866 | 397,5 | 2994,2 | 7,5323 | 8,7 | 344,1609 |
| 2001 | 3313,89 | 7132,50 | 2.1523 | 69,40 | 102,77 | 1023,73 | 5523,2 | 5,3952 | 15,8 | 349,5696 | 410,2 | 2996,2 | 7,3042 | 9,4 | 318,7447 |
| 2002 | 3483,52 | 7235,80 | 2.0771 | 72,70 | 99,53 | 954,45 | 5556,1 | 5,8213 | 16,1 | 345,0994 | 412,0 | 3018,9 | 7,3267 | 10,0 | 301,89 |
| 2003 | 3367,44 | 7248,20 | 2.1524 | 73,60 | 98,48 | 907,14 | 5547,7 | 6,1156 | 16,3 | 340,3497 | 415,5 | 2877,1 | 6,9237 | 10,3 | 279,3301 |
| 2004 | 3415,85 | 7350,60 | 2.1519 | 74,20 | 99,06 | 867,15 | 5606,2 | 6,4651 | 16,3 | 343,9387 | 379,4 | 2946,6 | 7,7660 | 10,2 | 288,8824 |
| 2005 | 3581,04 | 7380,70 | 2.0610 | 73,10 | 100,97 | 1039,77 | 5688,8 | 5,4712 | 15,9 | 357,7862 | 383,4 | 3018,7 | 7,8745 | 10,0 | 301,87 |
| 2006 | 3446,55 | 7409,90 | 2.1499 | 72,90 | 101,64 | 1007,76 | 5761,2 | 5,7169 | 15,8 | 364,6329 | 414,0 | 2996,3 | 7,2368 | 10,2 | 293,7549 |
| 2007 | 3634,52 | 7053,60 | 1.9407 | 74,00 | 95,32 | 1166,04 | 5529,1 | 4,7418 | 16,4 | 337,1402 | 433,1 | 2798,7 | 6,4627 | 10,5 | 266,5429 |
| 2008 | 3533,85 | 7026,80 | 1.9884 | 71,20 | 98,69 | 919,7 | 5529,1 | 6,0119 | 14,7 | 376,1293 | 355,3 | 2868,7 | 8,0739 | 9,6 | 298,8229 |
| 2009 | 2928,31 | 6277,10 | 2.1436 | 69,00 | 90,97 | 675,32 | 4916 | 7,2795 | 14,3 | 343,7762 | 267,2 | 2682,7 | 10,0398 | 9,2 | 291,5978 |
| 2010 | 2856,59 | 6208,50 | 2,1734 | 68,5 | 90,63504 | 704,3 | 4873,2 | 6,9192 | 14 | 348,0857 | 262,43 | 2437,0 | 9,2863 | 8,9 | 273,8202 |
| 2011 | 2788,55 | 6294,90 | 2,2574 | 64,3 | 97,89891 | 802,36 | 4972,6 | 6,1975 | 13,1 | 379,5878 | 240,62 | 2751,7 | 11,4359 | 8,1 | 339,716 |
| 2012 | 2515,56 | 5577,40 | 2,2172 | 58,0 | 96,16207 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

tab. 8.43. Valore aggiunto e Intensità elettrica nell'agricoltura, nel terziario e nell'industria della Sardegna dal 1995 al 2012 [Fonte Terna e ISTAT].

| ANNI | TOTALI | | AGRICOLTURA | | | TERZIARIO | | | INDUSTRIA | | |
|------|-------------------------|---------|-------------------------|-----------------------------------|---------|-------------------------|-----------------------------------|---------|-------------------------|-----------------------------------|---------|
| | OCCUPATI in migliaia | MWh/lav | OCCUPATI in migliaia | % SUL N° TOTALE DI OCCUPATI | MWh/lav | OCCUPATI in migliaia | % SUL N° TOTALE DI OCCUPATI | MWh/lav | OCCUPATI in migliaia | % SUL N° TOTALE DI OCCUPATI | MWh/lav |
| 1995 | 535,5 | 18,1 | 56,8 | 10,61% | 2,6 | 367,2 | 68,57% | 3,3 | 111,5 | 20,82% | 58,2 |
| 1996 | 540,4 | 18,4 | 55,0 | 10,18% | 2,6 | 376,1 | 69,60% | 3,3 | 109,3 | 20,23% | 61,2 |
| 1997 | 550,8 | 18,1 | 58,1 | 10,55% | 2,8 | 383,8 | 69,68% | 3,4 | 108,9 | 19,77% | 60,5 |
| 1998 | 559,2 | 17,6 | 51,0 | 9,12% | 3,1 | 399,5 | 71,44% | 3,5 | 108,7 | 19,44% | 58,5 |
| 1999 | 564,1 | 18,0 | 47,8 | 8,47% | 3,6 | 406,9 | 72,13% | 3,7 | 109,4 | 19,39% | 59,7 |
| 2000 | 568,1 | 18,8 | 49,7 | 8,75% | 3,3 | 409,0 | 71,99% | 3,9 | 109,4 | 19,26% | 64,2 |
| 2001 | 585,5 | 18,7 | 48,6 | 8,30% | 4,1 | 420,2 | 71,77% | 3,9 | 116,7 | 19,93% | 61,4 |
| 2002 | 592,0 | 19,0 | 49,3 | 8,33% | 3,5 | 421,2 | 71,15% | 4,2 | 121,5 | 20,52% | 59,8 |
| 2003 | 601,8 | 19,1 | 46,5 | 7,73% | 3,8 | 430,5 | 71,54% | 4,6 | 124,8 | 20,74% | 58,4 |
| 2004 | 602,5 | 19,6 | 42,6 | 7,07% | 4,4 | 434,6 | 72,13% | 4,7 | 125,3 | 20,80% | 59,0 |
| 2005 | 602,5 | 20,0 | 43,5 | 7,22% | 4,6 | 434,4 | 72,10% | 5,0 | 124,6 | 20,68% | 59,6 |
| 2006 | 614,2 | 19,9 | 43,2 | 7,03% | 4,8 | 449,2 | 73,14% | 5,1 | 121,8 | 19,83% | 61,3 |
| 2007 | 621,3 | 19,0 | 45,0 | 7,24% | 4,5 | 450,6 | 72,53% | 5,0 | 125,7 | 20,23% | 56,6 |
| 2008 | 620,1 | 19,2 | 44,2 | 7,13% | 4,8 | 455,9 | 73,52% | 5,2 | 120,0 | 19,35% | 59,1 |
| 2009 | 603,4 | 18,6 | 40,9 | 6,78% | 5,0 | 445,1 | 73,77% | 5,4 | 117,4 | 19,46% | 54,0 |
| 2010 | 605,9 | 18,4 | 37 | 6,11% | 5,3 | 456,8 | 75,39% | 5,3 | 112,1 | 18,50% | 55,9 |
| 2011 | 611,0 | 18,4 | 38,8 | 6,35% | 5,6 | 465,9 | 76,25% | 5,2 | 106,3 | 17,40% | 59,7 |
| 2012 | 605,3 | 17,4 | 39,8 | 6,58% | 5,5 | 470,2 | 77,68% | 5,1 | 95,3 | 15,74% | 59,0 |

tab. 8.44. Numero di occupati totali, nell'agricoltura, nel terziario e nell'industria in Sardegna dal 1995 al 2012 [Fonte Terna e ISTAT].

CAPITOLO 9. IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE.

MACROSETTORE CALORE

9.1 PREMESSA

La determinazione dei consumi energetici relativi al macrosettore calore risulta una delle attività più complesse nella definizione del bilancio energetico sia a livello nazionale sia a livello regionale. Ciò è emerso anche dal confronto a livello nazionale durante la definizione dei criteri di contabilizzazione del calore per la sua ripartizione tra i diversi vettori energetici ai fini della valutazione degli obiettivi *burdensharing*, evidenziando la presenza di diverse criticità nelle metodologie di calcolo proposte che non consentono, come invece avviene nel caso elettrico, di giungere ad una determinazione oggettiva, o di tipo deterministico, dei consumi associati a tale macrosettore.

I motivi sono da ricercarsi nella pluralità di fonti utilizzate, nella mancata tracciabilità di alcune fonti e nella molteplicità e stratificazione temporale di processi utilizzati nella generazione di calore e nelle differenti caratteristiche della fornitura di calore. Inoltre in determinati settori, quali quello domestico, si registrano ulteriori difficoltà connesse non solo alla natura intrinsecamente distribuita della richiesta di calore ma anche alla struttura sia della rete di distribuzione di prodotti energetici, che non consente una completa tracciabilità e una quantificazione dei vettori energetici, sia delle tipologie impiantistiche utilizzate, che sono il risultato di una sovrapposizione e presenza contemporanea di diversi sistemi di generazione di calore che non permettono, sulla base delle informazioni disponibili, una definizione univoca della sorgente di energia primaria utilizzata o del relativo fattore di utilizzo.

Non meno complessa appare la situazione nel settore industriale nella quale vi è da registrare la presenza di integrazioni tra processi produttivi finalizzati a un'ottimizzazione dell'uso delle risorse energetiche che richiedono un'attenta e puntuale valutazione degli scambi di servizi energetici tra strutture allo scopo di giungere a una corretta definizione delle effettive quantità di energia destinate alla generazione di calore. In tale contesto, a livello industriale, è stata condotta una dettagliata campagna di rilevamento dati mentre per il settore domestico si è ricorsi all'integrazione delle basi dati disponibili ricercando, attraverso basi dati proprie della Regione Sardegna, riscontri utili alla definizione di modelli e stime che fossero rappresentative della effettiva condizione di consumo.

In tale processo ci si è avvalsi di un continuo e proficuo confronto a livello nazionale con ENEA, GSE, altre Regioni Italiane e il Ministero dello Sviluppo Economico allo scopo di giungere all'adozione di una metodologia di calcolo che fosse coerente con gli strumenti e criteri in corso di elaborazione a livello nazionale.

Nel presente capitolo si ricostruisce la componente calore dei consumi finali lordi di energia in Sardegna per il 2013.

9.2 IL SETTORE DOMESTICO

Il presente paragrafo è dedicato alla descrizione del fabbisogno, della produzione e del consumo di energia termica nel settore domestico in Sardegna. La base dati utilizzate sono state:

1. Istat. *Il 15° Censimento della popolazione e delle abitazioni 2011* (di seguito Censimento Generale 2011) e l'indagine *I consumi energetici delle famiglie (2012/2013)* eseguita in collaborazione con ENEA.
2. Ministero dello sviluppo Economico. *Bollettino Petroliifero* (aggiornamento fino al 2014).
3. Assessorato Industria della RAS:

- *Catasto Regionale degli Attestati di Certificazione Energetica (ACE) / Attestati di prestazione Energetica (APE);*
 - *Indagine - Bando fotovoltaico 2012/13* (di seguito “Indagine Regionale”) che contiene i dati sugli impianti termici di ca. 8.000 unità immobiliari acquisiti in occasione del Bando di incentivazione degli impianti fotovoltaici 2012.
4. ENEA: Dati consuntivi del sistema di incentivazione 55% (aggiornamento 2015).
 5. Cresme Ricerche Spa: Studio *“Il mercato delle costruzioni e le prospettive degli impianti termici e di condizionamento – Settore Residenziale ”* anno 2010 (di seguito Studio CRESME).
 6. Catasti provinciali degli impianti termici (aggiornamento 2012).

9.2.1 ABITAZIONI IN SARDEGNA

I dati definitivi del 15° Censimento Generale dell’ISTAT per l’anno 2011 consentono di rappresentare il panorama edilizio in Sardegna. L’articolazione degli edifici per tipologia è sintetizzata nella tabella seguente:

| | utilizzati | | | | | | | | non utilizzati | totale |
|------------|----------------|--------------|---------------|-----------------------|---------------------|--------------|------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | residenziale | produttivo | commerciale | Direzionale terziario | Turistico ricettivo | servizi | altro tipo di utilizzo | Tutte le voci | | |
| SS | 89.301 | 1.598 | 2.380 | 512 | 391 | 1.810 | 6.305 | 102.297 | 5.969 | 108.266 |
| NU | 54.138 | 852 | 1.099 | 280 | 304 | 957 | 2.670 | 60.300 | 6.695 | 66.995 |
| CA | 131.587 | 1.526 | 2.402 | 562 | 455 | 1.752 | 2.692 | 140.976 | 6.756 | 147.732 |
| OR | 69.551 | 1.286 | 1.727 | 442 | 281 | 1.360 | 3.022 | 77.669 | 6.131 | 83.800 |
| OT | 62.119 | 935 | 1.906 | 381 | 535 | 707 | 3.071 | 69.654 | 3.335 | 72.989 |
| OG | 24.090 | 356 | 353 | 132 | 134 | 408 | 903 | 26.376 | 2.809 | 29.185 |
| VS | 40.045 | 615 | 1.033 | 234 | 117 | 571 | 1.364 | 43.979 | 2.932 | 46.911 |
| CI | 41.479 | 370 | 797 | 135 | 117 | 554 | 1.048 | 44.500 | 2.013 | 46.513 |
| SAR | 512.310 | 7.538 | 11.697 | 2.678 | 2.334 | 8.119 | 21.075 | 565.751 | 36.640 | 602.391 |

Tab. 9.1. Edifici in Sardegna. Fonte: ISTAT 2011.

Nello specifico il settore abitativo presenta la seguente situazione:

| Territorio | abitazioni occupate da residenti | superficie delle abitazioni (mq) | abitazioni occupate da non residenti | abitazioni non occupate | Totale | altri tipi di alloggio occupati da residenti | edifici residenziali |
|-------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|----------------|--|----------------------|
| Sassari | 134.944 | 13.972.813 | 104 | 46.341 | 181.389 | 450 | 89.301 |
| Nuoro | 64.054 | 7.118.961 | 31 | 25.507 | 89.592 | 111 | 54.138 |
| Cagliari | 220.869 | 22.844.442 | 808 | 47.585 | 269.262 | 640 | 131.587 |
| Oristano | 65.016 | 7.711.610 | 19 | 26.537 | 91.572 | 96 | 69.551 |
| Olbia-Tempio | 63.616 | 6.204.720 | 188 | 71.614 | 135.418 | 182 | 62.119 |
| Ogliastra | 24.305 | 2.492.504 | 16 | 14.652 | 38.973 | 47 | 24.090 |
| Medio Campidano | 38.938 | 4.575.259 | 10 | 9.971 | 48.919 | 64 | 40.045 |
| Carbonia-Iglesias | 52.010 | 5.258.902 | 24 | 18.913 | 70.947 | 145 | 41.479 |
| Sardegna | 663.752 | 70.179.211 | 1.200 | 261.120 | 926.072 | 1.735 | 512.310 |

Tab. 9.2. Abitazioni in Sardegna. Fonte: ISTAT 2011.

Per la ricostruzione dei consumi energetici del settore domestico sono stati inizialmente analizzati i dati relativi alla composizione del patrimonio edilizio. Il Censimento Generale fornisce una serie di informazioni relative alla ripartizione degli edifici residenziali in classi secondo il numero come sintetizzato nella seguente tabella.

| | | Numero di abitazioni | | | | | | | totale |
|-------------------|---------------|----------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|----------------|
| | | 0 | 1 | 2 | 3-4 | 5-8 | 9-15 | 16 e più | |
| Sassari | | 1.399 | 63.122 | 12.416 | 5.573 | 3.502 | 2.190 | 1.099 | 89.301 |
| Nuoro | | 651 | 35.825 | 11.400 | 4.512 | 1.170 | 409 | 171 | 54.138 |
| Cagliari | | 2.121 | 86.090 | 23.893 | 10.586 | 4.913 | 2.414 | 1.570 | 131.587 |
| Oristano | | 1.111 | 56.915 | 8.196 | 2.289 | 688 | 242 | 110 | 69.551 |
| Olbia-Tempio | | 745 | 36.492 | 12.940 | 6.751 | 3.557 | 1.056 | 578 | 62.119 |
| Ogliastra | | 179 | 15.183 | 5.656 | 2.381 | 607 | 70 | 14 | 24.090 |
| Medio Campidano | | 1.045 | 33.473 | 4.331 | 921 | 170 | 72 | 33 | 40.045 |
| Carbonia-Iglesias | | 817 | 27.151 | 8.297 | 3.472 | 1.202 | 355 | 185 | 41.479 |
| Sardegna | totale | 8.068 | 354.251 | 87.129 | 36.485 | 15.809 | 6.808 | 3.760 | 512.310 |
| | % | 2% | 69% | 17% | 7% | 3% | 1% | 1% | 100% |

Tab. 9.3. Ripartizione tipologica edifici residenziali per numero di abitazioni in Sardegna. Fonte: ISTAT 2011.

Si evidenzia che circa l'86% degli edifici residenziali è costituito da tipologie monofamiliari e bifamiliari.

La tabella seguente sintetizza il quadro complessivo sullo stato di conservazione degli edifici residenziali in Sardegna.

| Stato di conservazione | | ottimo | buono | mediocre | pessimo | totale |
|------------------------|------------|----------------|----------------|---------------|--------------|----------------|
| Sassari | | 27.674 | 44.672 | 14.712 | 2.243 | 89.301 |
| Nuoro | | 14.521 | 30.836 | 8.015 | 766 | 54.138 |
| Cagliari | | 37.357 | 72.101 | 19.797 | 2.332 | 131.587 |
| Oristano | | 20.860 | 36.255 | 11.127 | 1.309 | 69.551 |
| Olbia-Tempio | | 20.608 | 32.864 | 7.831 | 816 | 62.119 |
| Ogliastra | | 7.465 | 12.256 | 3.927 | 442 | 24.090 |
| Medio Campidano | | 10.934 | 22.003 | 6.544 | 564 | 40.045 |
| Carbonia-Iglesias | | 11.556 | 23.086 | 6.225 | 612 | 41.479 |
| SAR | tot | 150.975 | 274.073 | 78.178 | 9.084 | 512.310 |
| | % | 29,5% | 53,5% | 15,3% | 1,8% | 100% |

Tab. 9.4. Ripartizione del numero di abitazioni residenziali per classi dimensionali. Fonte: ISTAT 2011.

Di seguito la ripartizione delle abitazioni residenziali in classi dimensionali tratta dal Censimento Generale ISTAT 2011.

| mq | <=29 | 30-39 | 40-49 | 50-59 | 60-79 | 80-99 | 100-119 | 120-149 | >=150 | tot |
|-----|-------------|--------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|
| SS | 161 | 2.131 | 5.275 | 7.323 | 23.215 | 33.090 | 25.256 | 20.851 | 17.642 | 134.944 |
| NU | 57 | 692 | 1.806 | 2.853 | 8.882 | 14.458 | 12.120 | 11.750 | 11.436 | 64.054 |
| CA | 140 | 2.549 | 8.178 | 11.965 | 39.189 | 51.239 | 43.087 | 37.036 | 27.486 | 220.869 |
| OR | 35 | 445 | 1.246 | 1.990 | 7.324 | 13.320 | 12.523 | 13.825 | 14.308 | 65.016 |
| OT | 71 | 1.393 | 3.323 | 4.847 | 12.996 | 14.338 | 10.596 | 9.006 | 7.046 | 63.616 |
| OG | 29 | 464 | 944 | 1.389 | 3.950 | 5.424 | 4.902 | 3.884 | 3.319 | 24.305 |
| VS | 25 | 262 | 771 | 1.033 | 4.005 | 8.353 | 7.850 | 8.830 | 7.809 | 38.938 |
| CI | 47 | 634 | 1.737 | 3.190 | 9.493 | 13.140 | 9.828 | 8.290 | 5.651 | 52.010 |
| SAR | 565 | 8.570 | 23.280 | 34.590 | 109.054 | 153.362 | 126.162 | 113.472 | 94.697 | 663.752 |
| | 0,1% | 1,3% | 3,5% | 5,2% | 16,4% | 23,1% | 19,0% | 17,1% | 14,3% | 100,0% |

Tab. 9.5. Ripartizione del numero di abitazioni residenziali per classi dimensionali. Fonte: ISTAT 2011.

Le tabelle che seguono riportano il quadro complessivo delle abitazioni per classe di anzianità e stato di conservazione. Tali dati risultano significativi ai fini della valutazione del fabbisogno e dei consumi di energia termica in quanto consente di correlare la tipologia edilizia adottata nel periodo con i parametri energetici.

| Epoca di costruzione | 1918 e precedenti | 1919-1945 | 1946-1960 | 1961-1970 | 1971-1980 | 1981-1990 | 1991-2000 | 2001-2005 | 2006 e successivi | tot |
|----------------------|-------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|-------------------|----------------|
| Sassari | 13.459 | 11.594 | 20.745 | 29.916 | 37.543 | 30.491 | 19.909 | 9153 | 8023 | 180.833 |
| Nuoro | 4.485 | 6.679 | 13.313 | 16.353 | 19.326 | 14.631 | 7.993 | 3927 | 2437 | 89.144 |
| Cagliari | 10.092 | 11.705 | 32.061 | 44.301 | 59.421 | 50.899 | 31.239 | 16619 | 12312 | 268.649 |
| Oristano | 7.595 | 7.906 | 13.105 | 14.711 | 17.111 | 14.063 | 8.946 | 4324 | 3148 | 90.909 |
| Olbia-Tempio | 3.658 | 5.346 | 8.283 | 14.334 | 29.343 | 26.678 | 21.061 | 13707 | 12709 | 135.119 |
| Ogliastra | 1.756 | 2.568 | 5.104 | 6.732 | 7.459 | 5.872 | 4.884 | 2474 | 1955 | 38.804 |
| Medio Campidano | 2.483 | 5.159 | 7.915 | 8.340 | 8.686 | 7.595 | 4.831 | 2106 | 1582 | 48.697 |
| Carbonia-Iglesias | 3.201 | 13.433 | 10.871 | 9.718 | 10.924 | 9.966 | 6.339 | 3.564 | 2.810 | 70.826 |
| Sardegna | 46.729 | 64.390 | 111.397 | 144.405 | 189.813 | 160.195 | 105.202 | 55.874 | 44.976 | 922.981 |
| | 5,1% | 7,0% | 12,1% | 15,6% | 20,6% | 17,4% | 11,4% | 6,1% | 4,9% | 100,0% |

Tab. 9.6. Ripartizione del numero di abitazioni per classi di anzianità. Fonte: ISTAT 2011.

E' interessante notare come ca. l'88% delle abitazioni in Sardegna è stato realizzato nel secondo dopoguerra. Dallo studio CRESME si riportano la tabella relativa ai lavori di ristrutturazione e manutenzione delle abitazioni in Sardegna negli anni 2000, sia la tabella che riporta il dato, rilevato nelle isole maggiori, relativo al valore percentuale delle famiglie che hanno effettuato nel periodo 1998-2009 lavori di sostituzione o nuova installazione di caldaie, radiatori e impianti di condizionamento. Queste informazioni consentono di acquisire un primo quadro relativo al grado di manutenzione del parco impianti regionale.

| Epoca costruzione abitazione | Senza lavori | Con lavori | |
|------------------------------|--------------|--------------|-------------------------------|
| | | Totale | di cui con lavori su impianti |
| | % | % | % |
| Prima del 1919 | 52,6% | 47,4% | 26,1% |
| Dal 1919 al 1945 | 51,6% | 48,4% | 28,4% |
| Dal 1946 al 1961 | 52,5% | 47,5% | 30,0% |
| Dal 1962 al 1971 | 52,2% | 47,8% | 30,4% |
| Dal 1972 al 1981 | 52,4% | 47,6% | 26,8% |
| Dal 1982 al 1991 | 56,3% | 43,7% | 24,3% |
| Dal 1992 al 2001 | 57,9% | 42,1% | 22,1% |
| dopo il 2001 | 70,7% | 29,3% | 18,6% |
| totale | 55,6% | 44,4% | 26,0% |

Tab. 9.7. Lavori di manutenzione e ristrutturazione nelle abitazioni in Sardegna. Periodo 1998-2009. Fonte: CRESME.

| Impianti | % isole |
|-----------------------------|---------------|
| caldaia autonoma | 18,20 % |
| caldaia centralizzata | 1,00 % |
| radiatori | 4,40 % |
| impianti di condizionamento | 12,90 % |
| Totale famiglie | 36,5 % |

Tab. 9.8. Percentuale di famiglie in Sicilia e Sardegna che hanno effettuato lavori di sostituzione o installazione di caldaie, radiatori e impianti di condizionamento nel periodo 1998-2009. Fonte: CRESME.

9.2.2. IL FABBISOGNO DI ENERGIA

La stima preliminare del valore di fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria per le unità abitative della Regione Sardegna, è stata sviluppata a partire dall'analisi dei dati del catasto regionale degli Attestati di Certificazione Energetica e degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) presso l'Assessorato dell'Industria. Questi dati rappresentano allo stato attuale un importante riferimento dal momento che costituiscono l'unica base dati ufficiale redatta da professionisti relativa al fabbisogno energetico nel settore residenziale. Per giungere alla stima del suddetto fabbisogno i risultati ottenuti dell'analisi degli attestati sono poi stati integrati con quelli relativi al censimento sul patrimonio edilizio regionale.

Il catasto regionale degli ACE/APE è così costituito attualmente da circa 44.400 attestazioni così articolate:

- 22.000 documenti cartacei di cui circa 8.000 autodichiarazioni fino a Maggio 2015;
- 22.400 attestati in formato elettronico pervenuti via PEC (aggiornamento a Settembre 2015)

Si fa presente che il catasto regionale degli ACE/APE è in corso di realizzazione e che, pertanto, i dati sono riferiti solo alla parte relativa al periodo 2009 – 2014. E' stato estratto un campione di 4.368 ACE/APE sui cui dati sono state condotte le analisi relativamente al fabbisogno. Di queste 365 sono relative ad edifici di tipo non residenziale appartenenti secondo le categorie di cui al DPR 412/93 mentre per 104 non è presente il dato relativo alla destinazione d'uso. Le rimanenti 3.702 (pari allo 0,4% del patrimonio abitativo regionale secondo il censimento ISTAT 2011) appartengono invece alla categoria E1. *Edifici adibiti a residenza e assimilabili* di cui si sintetizzano di seguito le analisi sviluppate. Di seguito la tabella riassume la situazione:

| | | | |
|---------|--|-------|---------|
| E1 | Edifici adibiti a residenza e assimilabili | 3.702 | 84,75% |
| E2 | Edifici adibiti a uffici ed assimilabili | 165 | 3,78% |
| E3 | Edifici adibiti a ospedali, cliniche o case di cura e assimilabili | 2 | 0,05% |
| E4 | Edifici adibiti ad attività ricreative, associative, di culto e assimilabili | 20 | 0,46% |
| E5 | Edifici adibiti ad attività commerciali e assimilabili | 299 | 6,85% |
| E6 | Edifici adibiti ad attività sportive e assimilabili | 11 | 0,25% |
| E7 | Edifici adibiti ad attività scolastiche di tutti i livelli e assimilabili | 11 | 0,25% |
| E8 | Edifici adibiti ad attività industriali ed artigianali ed assimilabili | 54 | 1,24% |
| <hr/> | | | |
| No data | | 104 | 2,38% |
| <hr/> | | | |
| Totale | | 4.368 | 100,00% |

La prima analisi si è concentrata sulla localizzazione geografica delle unità immobiliari certificate e in particolare sono state selezionate le ACE/APE di quegli edifici siti nei centri aventi popolazione superiore ai 40.000 abitanti. Da valutazioni statistiche e dall'analisi di dati campionari risultano, infatti, differenze sostanziali dal punto di vista energetico per quegli edifici ricadenti nelle aree più o meno densamente popolate. Le motivazioni sono legate in particolare al rapporto tra superficie e volume degli edifici, dalle temperature dell'aria registrate, dalla concentrazione di attività terziarie, dai fenomeni legati alle isole di calore, ecc. Rispetto al campione totale, il 37% (1.616) appartiene alle zone urbane con popolazione superiore a 40.000 abitanti mentre il restante 63 % ricade nelle altre aree. Limitatamente alle residenze l'incidenza zone urbane con popolazione superiore a 40.000 abitanti scende al 30% (1.310).

La Regione Sardegna, non avendo adottato una legislazione specifica in materia della certificazione energetica, attua la normativa nazionale che, come detto, prevede la redazione degli attestati di prestazione energetica per nuove costruzioni, passaggi di proprietà e riqualificazioni energetiche. La composizione del campione esaminato è la seguente:

| | Contratto Locazione | Nuova costruzione | Passaggio di Proprietà | Riqualif. Energetica | Dato non Presente |
|----|---------------------|-------------------|------------------------|----------------------|-------------------|
| n. | 161 | 610 | 2255 | 334 | 342 |
| % | 4,35% | 16,48% | 60,91% | 9,02% | 9,24% |

Tab. 9.9. Statistiche sulla ripartizione degli ACE/APE in base alle motivazioni di redazione.

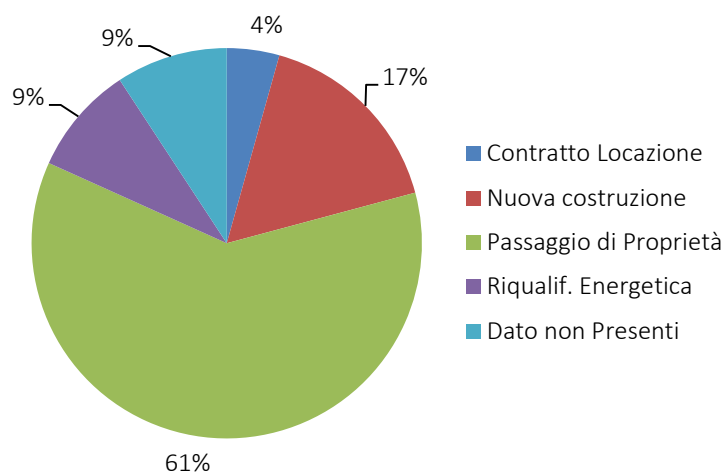


Fig. 9.1. Ripartizione percentuale campione ACE/APE per motivazione di redazione.

Se si escludono le casistiche relative al “*Contratto di Locazione*” e le certificazioni in cui non è presente il dato, circa il 78% del campione è relativo a nuove costruzioni e trasferimenti di proprietà e si registra, altresì, un segnale interessante relativo alle ristrutturazioni energetiche, per il 9% del campione. Va comunque segnalato che oltre il 16% del campione è relativo a nuove costruzioni, per le quali è verosimile che molti dei dati necessari per la determinazione del fabbisogno energetico facciano riferimento a valori prestazionali migliori in quanto associati a requisiti minimi imposti dalla recente normativa in materia edilizia. Inoltre, bisogna considerare che a partire dal 2005 si è registrata in Sardegna una diminuzione continua e costante dei consumi di combustibili fossili per il riscaldamento (gasolio e GPL). Tale andamento può quindi essere imputato ad un utilizzo crescente di sistemi di riscaldamento più efficienti con costi di gestione inferiori. Occorre considerare, infine, che le tecnologie impiantistiche legate al settore delle pompe di calore ed alle caldaie e stufe a biomassa (e similari) hanno registrato negli ultimi anni significativi progressi.

Successivamente, è stata effettuata un’analisi relativa alla ripartizione percentuale del campione in classi energetiche i cui risultati sono riportati in tabella:

| Classe Energetica | G | F | E | D | C | B | A | A+ |
|-------------------|--------|--------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|
| n. | 1.687 | 579 | 431 | 231 | 391 | 278 | 86 | 19 |
| % | 45,57% | 15,64% | 11,64% | 6,24% | 10,56% | 7,51% | 2,32% | 0,51% |

Tab. 9.10. Ripartizione in classi energetiche degli attestati ACE unità abitative.

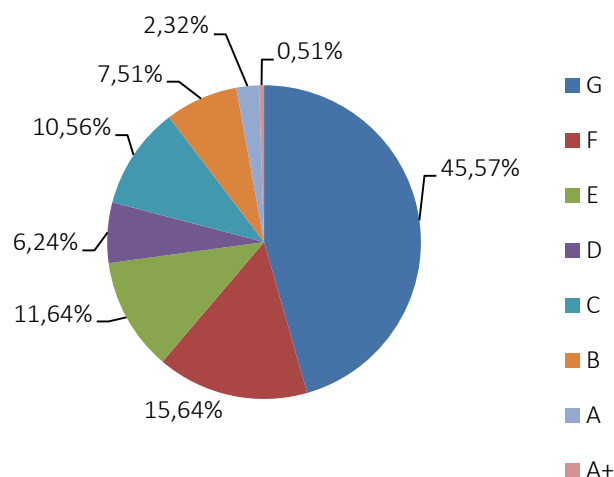


Fig. 9.2. Ripartizione percentuale campione ACE/APE per classi energetiche.

I risultati dell'analisi evidenziano che la percentuale maggiore si registra per le abitazioni classificate in classe G, a cui vanno aggiunte anche tutte le dichiarazioni di autocertificazione di classe minima. È altresì interessante constatare che circa il 21% delle ACE/APE risulta in classe uguale o superiore alla "C" che rappresenta allo stato attuale il valore prestazionale minimo da raggiungere per le nuove costruzioni.

Dall'analisi delle ACE/APE, relative alle abitazioni residenziali, emerge che il valore medio dell'indice di prestazione energetica globale, che include sia il riscaldamento che la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) è pari a 125,07 kWh/m² anno di cui 86,64 kWh/m² anno per la fase di riscaldamento, mentre 38,43 kWh/m² anno che la produzione di ACS.

I dati sono stati confrontati con quelli ottenuti dall'applicazione dell'algoritmo utilizzato per la stima del fabbisogno del patrimonio edilizio regionale nella proposta di PEARS 2006 e validato con i dati di fabbisogno forniti dall'ENEA.

Dall'applicazione dell'algoritmo si ottiene un fabbisogno energetico medio per il riscaldamento pari a 109,04 kWh/m² anno, superiore del 22% rispetto ai valori ottenuti dall'analisi delle ACE. I due valori risultano abbastanza in linea se si considera quanto evidenziato in precedenza relativamente alle migliori performance di una parte significativa di edifici realizzati dopo il 2005 che costituiscono il campione analizzato delle ACE.

Per la valutazione dell'indice di prestazione energetica globale, a partire dei risultati ottenuti dall'algoritmo, si è considerato un rapporto medio tra ACS e riscaldamento pari a 0,18 (fonte ENEA). In base a tale ipotesi si ottiene un valore globale pari a 128,66 kWh/m² anno. Il valore è praticamente sovrapponibile a quello ottenuto dall'analisi delle ACE/APE. Occorre tuttavia evidenziare che l'applicazione alla Sardegna del metodo nazionale ENEA riferito alla produzione di ACS per le abitazioni della regione Sardegna conduce ad un valore leggermente sottostimato. Tale considerazione, legata alle peculiarità del sistema energetico regionale, caratterizzato dall'assenza del metano, è confermata dai valori emersi dalle ACE/APE.

Utilizzando il dato di superficie globale delle abitazioni occupate da residenti (70.179.211 mq) del Censimento Generale ISTAT 2011, si ottiene un fabbisogno globale di energia primaria per riscaldamento e ACS nel settore residenziale in Sardegna pari a 8.777 GWh_t ~ 755 kTep.

9.2.3 GLI IMPIANTI NEGLI EDIFICI

CONFIGURAZIONE GENERALE DEL PARCO IMPIANTI REGIONALE.

Allo scopo di pervenire ad una stima del valore globale di consumo di energia termica e della sua possibile ripartizione tra i vari vettori energetici nel settore domestico è stata condotta un'analisi specifica di cui si riporta una sintesi.

Il Censimento Generale dell'ISTAT 2011 fornisce il dato relativo alla presenza di servizi nelle abitazioni occupate da persone residenti in Sardegna:

| acqua potabile | impianto di riscaldamento | acqua calda | Almeno una cucina | solo un cucinino | solo un angolo cottura | almeno un gabinetto | almeno un impianto doccia o vasca |
|----------------|---------------------------|-------------|-------------------|------------------|------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| 630.773 | 514.645 | 655.140 | 442.603 | 104.963 | 111.645 | 662.642 | 659.922 |

Tab. 9.11. Disponibilità di servizi nelle abitazioni residenziali in Sardegna. Fonte: ISTAT 2011.

Di seguito nello specifico la tabella di sintesi riguardo i servizi di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria:

| Impianto di riscaldamento senza ACS | impianto di riscaldamento ed ACS prodotta dallo stesso impianto | impianto di riscaldamento ed ACS prodotta da un impianto diverso | impianto di riscaldamento ed acqua calda prodotta da un impianto diverso | | |
|-------------------------------------|---|--|--|---|---------------------------------------|
| | | | prodotta da un impianto ad energia elettrica | prodotta da un impianto ad energia solare | prodotta da un altro tipo di impianto |
| 4.017 | 138.931 | 371.415 | 260.266 | 20.938 | 127.118 |

Tab. 9.12. Disponibilità impianto di Riscaldamento vs Acqua Calda Sanitaria nelle abitazioni residenziali in Sardegna. Fonte: ISTAT 2011.

Per quanto concerne gli impianti di riscaldamento il Censimento Generale ISTAT 2011 fornisce per la Sardegna un quadro relativo alla ripartizione tipologica autonomo/centralizzato/altro per le abitazioni residenziali.

| impianto centralizzato ad uso di più abitazioni | impianto autonomo ad uso esclusivo dell'abitazione | apparecchi singoli fissi che riscaldano l'intera abitazione, o la maggior parte di essa | apparecchi singoli fissi che riscaldano alcune parti dell'abitazione |
|---|--|---|--|
| 77.094 | 172.872 | 122.791 | 254.484 |

Tab. 9.13. Impianti per la produzione del calore per riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna. (ISTAT 2011).

L'indagine ISTAT sui consumi energetici delle famiglie riporta a riguardo il seguente quadro fornendo informazioni anche riguardo la ripartizione tipologica (%) dell'impianto principale o prevalente di riscaldamento e di quello ausiliario:

| | | Impianto centralizzato | Impianto autonomo | Apparecchi singoli fissi o portatili | Totale Presenza | Assenza |
|-----------------------------|-----|------------------------|-------------------|--------------------------------------|-----------------|---------|
| impianto unico o prevalente | SAR | 8,9% | 32,2% | 58,9% | 95,4% | 4,6% |
| | ITA | 15,7% | 65,8% | 18,5% | 98% | 2% |
| impianto ausiliario | SAR | 12,1% | 21,3% | 22,6% | 48,6% | 51,4% |
| | ITA | 8,3% | 26,3% | 14,2% | 43,1% | 56,9% |

Tab. 9.14. Ripartizione tipologica degli impianti per la produzione del calore per riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna. (ISTAT-ENEA 2013).

A riguardo lo Studio CRESME fornisce le seguenti indicazioni:

| | prima 1919 | 1919 - 1945 | 1946 - 1961 | 1962 - 1971 | 1972 - 1981 | 1982 - 1991 | 1992 - 2001 | dopo 2001 | totale |
|---------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------|---------------|
| centralizzato | 1,60% | 2,70% | 5,90% | 23,90% | 27,10% | 20,70% | 16,30% | 12,30% | 16,70% |
| autonomo | 6,20% | 8,00% | 9,60% | 11,70% | 17,90% | 29,20% | 40,10% | 32,30% | 20,30% |
| altro | 92,20% | 89,30% | 84,50% | 64,40% | 55,00% | 50,10% | 43,60% | 55,42% | 63,00% |

Tab. 9.15. Impianti per la produzione del calore per riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna per epoca costruzione. (CRESME – ASSOTERMICA).

RISCALDAMENTO ABITAZIONE

Il Censimento Generale dell'ISTAT 2011 fornisce il dato a livello provinciale relativo al numero di abitazioni occupate da persone residenti con impianto di riscaldamento per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto. Tale tipo di informazione, espressa in termini di incidenza percentuale nella seguente tabella, consente di ricavare interessanti indicazioni qualitative sulla distribuzione geografica dei combustibili impiegati per il riscaldamento delle abitazioni.

| | Gpl | gasolio | solido | energia elettrica | Olio comb. | altro |
|-------------------|-------|---------|--------|-------------------|------------|-------|
| Sassari | 20,8% | 26,0% | 21,2% | 22,3% | 0,3% | 4,1% |
| Nuoro | 11,9% | 34,9% | 43,4% | 10,6% | 0,2% | 3,7% |
| Cagliari | 15,8% | 11,5% | 27,9% | 36,4% | 0,3% | 2,6% |
| Oristano | 13,8% | 15,5% | 50,4% | 21,2% | 0,2% | 3,3% |
| Olbia-Tempio | 26,6% | 17,9% | 30,2% | 25,4% | 0,3% | 3,4% |
| Ogliastra | 20,1% | 8,4% | 56,1% | 14,7% | 0,2% | 3,9% |
| Medio Campidano | 11,8% | 5,4% | 58,2% | 22,0% | 0,2% | 2,9% |
| Carbonia-Iglesias | 14,8% | 7,8% | 39,7% | 30,9% | 0,3% | 2,8% |

Tab. 9.16. Incidenza provinciale del combustibile negli impianti per il riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna secondo Cen. Gen. ISTAT 2011.

La figura mette in evidenza alcune interessanti informazioni ricavabili dalla tabella che potranno essere utilizzate per guidare la definizione di azioni specifiche calibrate in base alle differenti condizioni locali. In particolare, nelle province di Oristano, dell'Ogliastra e del Medio-Campidano oltre il 50% degli impianti sono alimentati con combustibile solido, biomassa, mentre le percentuali minori si registrano nelle province in cui sono presenti i centri urbani più popolosi.

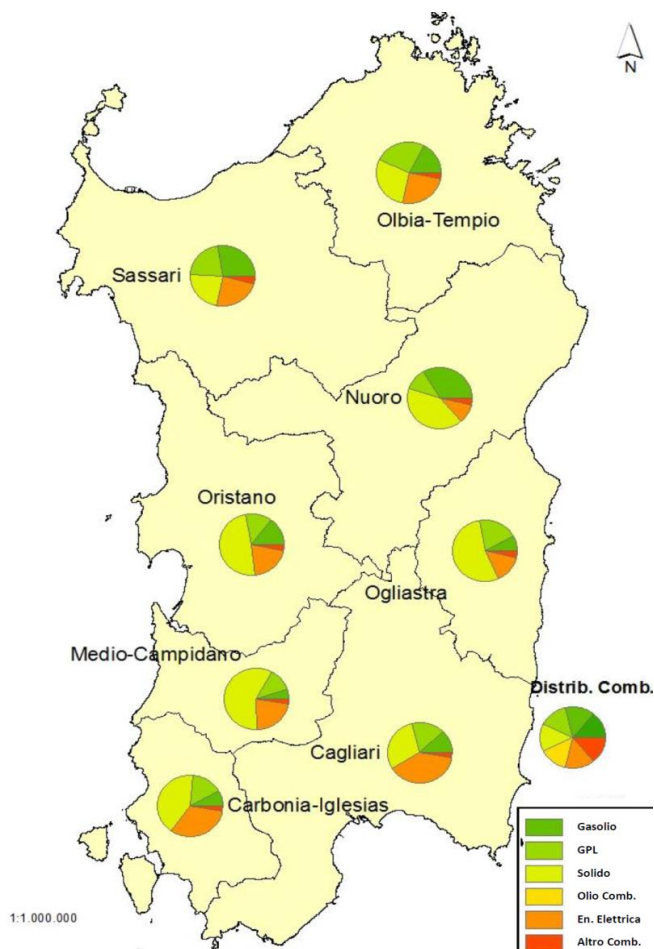


Fig. 9.2. Ripartizione provinciale degli impianti termici per tipologia di combustibile (Fonte ISTAT 2011– elaborazioni RAS).

Una valutazione di tipo quantitativo può essere invece effettuata analizzando le diverse fonti a disposizione. Il Censimento Generale ISTAT 2011 a riguardo fornisce il seguente quadro:

| combustibile | Gpl | gasolio | solido | energia elettrica | Olio comb. | altro |
|---------------|---------|---------|---------|-------------------|------------|--------|
| n. abitazioni | 113.649 | 112.516 | 227.030 | 175.429 | 1.831 | 21.394 |
| Quota % | 17,4% | 17,3% | 34,5% | 26,9% | 0,3% | 3,3% |

Tab. 9.16bis. Incidenza del combustibile negli impianti per il riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna secondo Cen. Gen. ISTAT 2011.

Lo Studio CRESME fornisce la seguente incidenza dei combustibile degli impianti presenti nelle abitazioni residenziali per la produzione esclusiva del calore per riscaldamento.

| Combustibile | gassoso | liquido | solido | energia elettrica | altro o senza |
|--------------|---------|---------|--------|-------------------|---------------|
| Quota % | 27,90% | 17,60% | 30,20% | 23,40% | 0,90% |

Tab. 9.16. Incidenza del combustibile negli impianti per il riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna secondo Studio CRESME.

L'indagine ISTAT/ENEA sui consumi energetici delle famiglie fornisce il seguente quadro per l'alimentazione dell'impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione:

| combustibile | Gpl | Gasolio | Solido | Energia Elettrica |
|------------------|-------|---------|--------|-------------------|
| Quota Famiglie % | 21,2% | 18,9% | 40,2% | 19,7% |

Tab. 9.18. Incidenza del combustibile negli impianti per il riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna secondo Indagine ISTAT/ENEA.

A riguardo è stata effettuata un'analisi con i dati estratti dal catasto APE/ACE da cui emerge che gli impianti per il riscaldamento degli ambienti negli edifici residenziali utilizzano le seguenti fonti di approvvigionamento:

| combustibile | Gas | Gasolio | Biom. | E.E. | Bio + E.E. | Gpl + E.E. | Gasolio + E.E. | Gpl + Bio | no Impianto | no dato |
|--------------|--------|---------|-------|--------|------------|------------|----------------|-----------|-------------|---------|
| n. | 593 | 325 | 151 | 1.752 | 12 | 16 | 5 | 1 | 234 | 613 |
| Quota % | 16,02% | 8,78% | 4,08% | 47,33% | 0,32% | 0,43% | 0,14% | 0,03% | 6,32% | 16,56% |

Tab. 9.19. Incidenza del combustibile negli impianti per il riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna secondo catasto reg. ACE/APE.

Rispetto alla precedente tabella, si sottolinea che oltre il 22% del campione non dichiara la presenza di un impianto termico oppure non presenta il dato. Si può ipotizzare che circa il 20% del campione utilizzi dei sistemi di riscaldamento costituiti da caminetti tradizionali e sistemi di produzione di calore non fissi (piccole stufe elettriche o a gas) che, soprattutto nelle aree non metropolitane, costituiscono nella maggior parte dei casi l'unico impianto termico disponibile per il riscaldamento di una parte degli ambienti domestici. Dall'analisi emerge altresì che la percentuale di abitazioni dotate di un impianto alimentato da energia elettrica è pari al 47,33%. Le motivazioni sono molteplici e dipendono dalla possibilità di sfruttare il medesimo impianto anche per la climatizzazione, dai ridotti costi di installazione e gestione nel ciclo di vita e dalla flessibilità in termini di potenza installabile nei differenti ambienti. Inoltre, non va trascurato l'aspetto legato alle performance prestazionali che, per le diverse tipologie di pompe di calore, possono raggiungere dei coefficienti di prestazione stagionali (SCOP) elevati e un'efficace integrazione con impianti da fonti rinnovabili per la produzione di energia necessaria al loro funzionamento.

Non è un caso che, come emerge nella tabella seguente, all'aumentare della classe energetica delle abitazioni si abbia un incremento della percentuale di impianti alimentati da energia elettrica rispetto alle altre fonti, facendo registrare un interessante dato di incidenza della tipologia di impianti per il riscaldamento rispetto alla classe energetica complessiva.

| classe | biomasse | Gpl | gasolio | E.E. | Bio + E.E. | GPL + E.E. | Gasolio + E.E. | Gpl + Biomassa | No impianto | no dato | totale |
|--------|----------|-------|---------|--------|------------|------------|----------------|----------------|-------------|---------|--------|
| G | 4,09% | 9,72% | 13,34% | 31,83% | 0,18% | 0,00% | 0,06% | 0,00% | 8,95% | 31,83% | 45,57% |
| F | 0,89% | 6,46% | 3,73% | 19,09% | 0,12% | 0,24% | 0,06% | 0,00% | 1,96% | 1,78% | 15,64% |
| E | 0,77% | 4,80% | 0,77% | 16,18% | 0,12% | 0,24% | 0,06% | 0,00% | 1,13% | 1,48% | 11,64% |
| D | 0,71% | 2,85% | 0,77% | 7,88% | 0,00% | 0,18% | 0,00% | 0,00% | 0,59% | 0,71% | 6,24% |
| C | 1,01% | 7,88% | 0,41% | 12,92% | 0,12% | 0,24% | 0,06% | 0,00% | 0,24% | 0,30% | 10,56% |
| B | 0,77% | 2,55% | 0,24% | 11,97% | 0,18% | 0,00% | 0,06% | 0,06% | 0,47% | 0,18% | 7,51% |
| A | 0,53% | 0,83% | 0,00% | 3,20% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,47% | 0,06% | 2,32% |
| A+ | 0,18% | 0,06% | 0,00% | 0,77% | 0,00% | 0,06% | 0,00% | 0,00% | 0,06% | 0,00% | 0,51% |
| TOTALE | 4,1% | 16,0% | 8,8% | 47,3% | 0,3% | 0,4% | 0,1% | 0,0% | 6,3% | 16,6% | 3.702 |

Tab. 9.20. Correlazione tra classi energetiche e impianti termici nelle abitazioni. Catasto Regionale ACE/APE.

La tabella precedente evidenzia l'incidenza degli impianti alimentati ad energia elettrica (pompe di calore) che, escludendo la classe G, supera in media il 62% del totale degli impianti con punte, per la classe energetica B, del 73%.

La tabella sinottica seguente riassuntiva mette a confronto i dati delle diverse fonti sopra illustrati:

| Tipo combustibile | CRESME 2010 | ISTAT 2011 | ISTAT-ENEA 2012-2013 | ACE/APE 2009-2014 |
|------------------------------------|-------------|------------|----------------------|-------------------|
| GPL (Aria Propanata) | 27,9% | 17,4% | 21,2% | 16,0% |
| Gasolio | 17,6% | 17,3% | 18,9% | 8,8% |
| Biomassa | 30,2% | 34,5% | 40,2% | 4,1% |
| Energia Elettrica | 23,4% | 26,9% | 19,7% | 47,3% |
| Senza Impianto / No dato / Altro * | 0,9% | 3,3% | - | 23,8% |
| totale | 100% | 100% | 100% | 100% |

Tab. 9.21. Incidenza dei vettori energetici negli impianti per il riscaldamento nelle abitazioni in Sardegna. Confronto delle fonti.

La tabella mostra delle discrepanze tra le diverse basi dati, dovute alle caratteristiche intrinseche dei campioni presi in considerazione, ma fornisce anche delle conferme relativamente al gasolio ed energia elettrica. Dall'analisi dei dati contenute nel catasto regionale ACE/APE, emerge che il principale vettore energetico utilizzato per il riscaldamento degli ambienti è l'energia elettrica che alimenta sistemi termici in pompa di calore. Con oltre il 47% del campione, l'alimentazione elettrica è di gran lunga superiore alle altre tipologie di impianto. C'è inoltre un importante ricorso ai sistemi a GPL alimentati, nelle aree metropolitane ed in alcuni centri del Campidano e del Centro Sardegna, da infrastrutture di rete del gas e nelle restanti aree attraverso il ricorso a bombole e depositi.

Dall'elaborazione dei dati contenuti nelle ACE/APE è stato possibile determinare i valori medi delle potenze installate e dell'indice prestazionale degli impianti suddivisi per tipologia di alimentazione utilizzata per il funzionamento:

| Alimentazione | biomasse | Gas (gpl) | gasolio | elettricità | No impianto | no dato |
|--------------------------------------|----------|-----------|---------|-------------|-------------|---------|
| Potenza Media [kWpt] | 17,73 | 27,35 | 49,18 | 6,92 | | 10,50 |
| Superficie | 126,91 | 99,12 | 144,98 | 77,66 | 90,06 | 87,56 |
| Potenza/Superficie | 0,14 | 0,28 | 0,34 | 0,09 | 0,00 | 0,12 |
| % Impianti | 4,12% | 16,17% | 8,86% | 47,76% | 6,38% | 16,71% |
| Indice prestazionale RISC [Medio] | 88,2 | 66,35 | 97,18 | 55,68 | 110,41 | 170,93 |
| Indice prestazionale Globale [Medio] | 119,00 | 91,79 | 138,03 | 99,22 | 152,38 | 222,78 |

Tab. 9.22. Statistiche su potenza media, numerosità e indice prestazionale impianti termici nelle abitazioni. Fonte: Catasto ACE/APE.

PRODUZIONE ACQUA CALDA SANITARIA

E' stata condotta un'analisi specifica relativamente alla ripartizione tra vettori energetici utilizzati nella produzione acqua calda sanitaria. Di seguito si riportano i dati relativi allo Studio CRESME inerenti la ripartizione percentuale nell'utilizzo di vettori energetici per la produzione di acqua calda sanitaria nel settore domestico:

| combustibile | Energia Elettrica | Gpl | Energia solare | Stock Totale |
|--------------|-------------------|--------|----------------|--------------|
| Quota % | 84,13% | 11,17% | 4,70% | 100% |

Tab. 9.23. Ripartizione percentuale per vettori energetici degli impianti per la produzione di ACS nelle abitazioni in Sardegna. Fonte: CRESME.

Il vettore maggiormente utilizzato in Sardegna per la produzione di acqua calda sanitaria è l'energia elettrica a causa della presenza massiva nelle abitazioni degli scaldabagni elettrici.

L'indagine sui consumi energetici delle famiglie, relativamente alla presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente per il riscaldamento dell'acqua, fornisce il seguente quadro:

| Impianto centralizzato | Impianto autonomo | Scaldabagni/scaldacqua | | Totale presenza | Assenza | Totale | Stesso impianto riscaldamento acqua e abitazione | | |
|------------------------|-------------------|------------------------|----------------|-----------------|---------|--------|--|-------------------|------------------------|
| | | Elettrici | Ad altre fonti | | | | Impianto centralizzato | Impianto autonomo | Totale stesso impianto |
| 0,6% | 42,9% | 46,4% | 10,1% | 97,7% | 2,3% | 100,0% | 0,3% | 22,0% | 22,3% |

Tab. 9.24. Tipologia impianti per il riscaldamento dell'acqua nelle abitazioni in Sardegna. Fonte: ISTAT-ENEA 2012/13.

Relativamente al vettore energetico utilizzato la suddetta indagine fornisce il seguente quadro di sintesi:

| Fonte | Energia elettrica | Biomasse | GPL | Gasolio | Energia solare | Totale |
|-------|-------------------|----------|-------|---------|----------------|--------|
| % | 48,2% | 3,1% | 36,4% | 9,9% | 2,4% | 100,0% |

Tab. 9.25. Incidenza dei diversi vettori energetici nella produzione di acqua calda sanitaria nelle abitazione in Sardegna . (ISTAT-ENEA 2012/13).

Analogamente al caso precedente, è stata condotta l'analisi relativamente agli impianti per la produzione di acqua calda sanitaria sui dati desunti dal *Database ACE/APE*. Dall'analisi non è stato possibile determinare se per entrambe le funzioni di riscaldamento e produzione di ACS venisse utilizzato il medesimo impianto termico. I risultati sono riportati nella tabella seguente:

| Fonte | Energia elettrica | Biomasse | GPL | Gasolio | Solare Termico | Dato Non Presente |
|-------|-------------------|----------|--------|---------|----------------|-------------------|
| % | 53,89% | 1,11% | 29,66% | 2,59% | 239 (NUMERO) * | 12,75% |

Tab. 9.26. Classificazione per combustibile degli impianti per la produzione di ACS nelle abitazioni in Sardegna. (Catasto Regionale ACE/APE).

* Impianti Integrativi e non esclusivi

Da questa emerge che il principale vettore energetico utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria è l'energia elettrica che alimenta boiler e scaldacqua. Con il 54 % del campione, l'alimentazione elettrica è di gran lunga superiore alle altre tipologie di impianto. C'è inoltre un importante ricorso ai sistemi a GPL con scaldini, piccole caldaie e caldaie per uso combinato con il riscaldamento, alimentati, nelle aree metropolitane ed in alcuni centri del Campidano e del Centro Sardegna, da infrastrutture di rete del gas e nelle restanti aree, attraverso il ricorso a bombole di volume e pressione variabile. Il ricorso a ulteriori fonti (gasolio e biomassa legnosa) è limitato ai casi di utilizzo combinato di caldaie per il riscaldamento e la produzione di ACS.

La tabella riassuntiva che segue mette a confronto i dati delle diverse fonti sopra illustrati:

| Tipo combustibile | CRESME 2010 | ISTAT-ENEA 2012-2013 | ACE/APE 2009-2014 |
|------------------------------------|-------------|----------------------|-------------------|
| Energia Elettrica | 84,13% | 48,2% | 53,89% |
| GPL (Aria Propanata) | 11,17% | 36,4% | 29,66% |
| Gasolio | - | 9,9% | 2,59% |
| Biomasse | - | 3,1% | 1,11% |
| Solare | 4,70% | 2,4% | - |
| Senza Impianto / No dato / Altro * | - | - | 12,75% |
| totale | 100% | 100% | 100% |

Tab. 9.27. Incidenza dei vettori energetici negli impianti per la produzione di ACS nelle abitazioni in Sardegna. Confronto delle fonti.

Per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria, l'elaborazione dei dati contenuti nelle ACE è stato possibile determinare i valori medi delle potenze installate e dell'indice prestazionale degli impianti suddivisi per tipologia di alimentazione utilizzata per il funzionamento:

| Alimentazione | Potenza Media | N° Impianti | % Impianti | Dato non Presente | Sup. | Potenza/Superficie | Indice prestazionale ACS | Indice prestazionale GLOBALE |
|-------------------|---------------|-------------|------------|-------------------|-------|--------------------|--------------------------|------------------------------|
| | [kWpt] | - | % | - | [mq] | kW/mq | kWh/mq a | kWh/mq a |
| Biomasse | 21,23 | 41 | 1,11% | 5 | 68,39 | 0,31 | 44,22 | 111,2 |
| GPL | 20,79 | 1098 | 29,66% | 205 | 94,88 | 0,22 | 35,26 | 100,31 |
| Elettricità | 2,3 | 1995 | 53,89% | 441 | 94,13 | 0,02 | 94,72 | 138,97 |
| Gasolio | 46,56 | 96 | 2,59% | 16 | 69,79 | 0,67 | 38,67 | 100,19 |
| Dato Non Presente | 4,8 | 472 | 12,75% | 397 | 81,03 | 0,06 | 39,87 | 130,14 |

Tab. 9.28. Statistiche su potenza media, numerosità e indice prestazionale impianti termici per ACS nelle abitazioni. Catasto ACE/APE.

INDAGINE REGIONALE.

Con l'implementazione del bando regionale di incentivazione degli impianti fotovoltaici annualità 2012-2013, l'Assessorato dell'Industria ha avuto modo di condurre, presso i soggetti partecipanti, un'indagine relativa agli impianti installati negli edifici ed ai consumi energetici ad essi associati.

Si evidenzia che l'indagine per la sua natura ha rilevato i consumi e le caratteristiche degli impianti termici in maniera generale, includendo indistintamente sia quelli dediti al riscaldamento dell'abitazione che quelli relativi alla produzione di ACS dalle fonti CRESME, ISTAT, ISTAT/ENEA e del Catasto Regionale APE/ACE. Nonostante ciò, come illustrato in seguito, i risultati dell'analisi condotta sui dati di tale indagine offrono importanti conferme rispetto alle risultanze delle analisi condotte sulle altre fonti. La scheda presentata all'utente non prevedeva l'indicazione di un impianto esclusivo o prevalente, ma era tesa piuttosto a descrivere la varietà degli impianti presenti nelle abitazioni. I risultati che seguono, pertanto, non riportano statistiche relative ad un impianto prevalente o esclusivo, ma l'incidenza delle singoli vettori energetici nelle abitazioni.

Rispetto alle 7.795 schede iniziali complessivamente ricevute dall'Assessorato e a seguito dell'eliminazione di quelle non relative ad unità abitative residenziali, si è pervenuti ad un campione finale di 6.878 unità abitative residenziali per le quali l'analisi ha condotto ai seguenti risultati:

| CATEGORIE | con almeno un impianto a fonti fossili | di cui solo fossile | con almeno un impianto a biomassa | di cui solo biomasse | con almeno una pompa di calore | di cui solo con pompe di calore |
|-----------|--|---------------------|-----------------------------------|----------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| % | 45,57% | 20,41% | 53,75% | 23,45% | 47,05% | 15,69% |

Tab. 9.29. Incidenza tipologia impianti termici nelle abitazioni residenziali sarde. Fonte: Indagine Ass. Industria - Bando FV 2012/13.

L'analisi non riporta il dato relativo agli impianti solari termici in quanto non ritenuto significativo.

Rispetto alla tabella sopra è interessante notare l'incidenza degli impianti a pompa di calore che coincide con quanto si deduce dall'analisi del catasto regionale ACE/APE (47,3%) e dall'indagine ISTAT-ENEA (47,5%) come messo in evidenza al paragrafo successivo dedicato agli impianti di condizionamento. Per quanto concerne le biomasse, il dato sopra è di poco superiore a quello fornito dall'indagine ISTAT-ENEA (50,7%), come messo in evidenza al paragrafo successivo.

E' interessante focalizzare l'attenzione sugli impianti alimentati da fonti fossile che incidono per circa il 46% del campione totale e si articolano al loro interno come segue:

| | Gpl | Gasolio | Altro | Totale |
|--------------------------------|--------|---------|--------|---------|
| Incidenza su fossili | 47,19% | 41,23% | 11,58% | 100,00% |
| Incidenza su totale abitazioni | 21,50% | 18,80% | 5,30% | 45,57% |

Tab. 9.30. Incidenza tipologia impianti termici alimentati a fonti fossili nelle abitazioni residenziali sarde . (Ass. Industria - Bando FV 2012/13).

Nell'ambito della categoria "altro" è contenuta anche la quota di abitazioni alimentate con aria propanata per la quale l'indagine non fornisce un'indicazione precisa; una ricognizione dati presso le aziende distributrici che trattano tale prodotto ha portato a stimare con buon livello di approssimazione l'incidenza sul totale dell'aria propanata pari a ca. il 4,7% delle abitazione residenziali regionali pari a ca. 10,30% sul totale delle abitazioni che hanno almeno un impianto a fonte fossile. In considerazione di ciò, la tabella di cui sopra può essere riformulata come segue:

| | Gpl | Aria propanata | Gasolio | Altro | Totale |
|--------------------------------|--------|----------------|---------|-------|---------|
| Incidenza su totale fossili | 47,19% | 10,30% | 41,23% | 1,29% | 100,00% |
| Incidenza su totale abitazioni | 21,50% | 4,69% | 18,80% | 0,59% | 45,57% |

Tab. 9.31. Revisione incidenza tipologia impianti termici alimentati a fonti fossili nelle abitazioni residenziali sarde . (Ass. Industria - Bando FV 2012/13).

Sul totale di abitazioni dotate di almeno un impianto fossile, circa il 57 % è alimentato a gpl/aria propanata ed il 41% a Gasolio. Tale dato risulta in linea con quelli derivanti da un campione significativo rappresentato dai catasti provinciali degli impianti termici civili relativo a ca. 18.000 unità immobiliari localizzate nelle province di Cagliari, Oristano, Medio Campidano e Carbonia-Iglesias (fino al 2013). Nei catasti provinciali sono presenti prevalentemente impianti da fonte fossile in quanto derivano dal sistema di controlli previsto per legge per i medesimi. Tali dati rappresentano solo una parte del patrimonio impiantistico regionale e pertanto non possono esser considerati pienamente rappresentativi; la loro consistenza tuttavia consente di utilizzarli come parametro di riferimento per i vettori fossili nel settore domestico.

| combustibile | gpl | gas rete/a. prop. | gasolio | Altro o non indicato | totale |
|--------------|--------|-------------------|---------|----------------------|---------|
| % | 51,62% | 6,00% | 40,38% | 1,91% | 100,00% |

Tab. 9.32. Incidenza dei combustibili negli impianti termici censiti nei Catasti provinciali CA, CI, OR, VS.

Dalla precedente tabella, si può notare come la somma delle quote relative al Gpl ed all'aria propanata è pari a al 57,62% del totale degli impianti a fonte fossile contro il 57,49% dell'indagine regionale mentre la quota del gasolio è pari a 40,38% % contro il dato pari al 41% dell'indagine regionale. In considerazione di quanto sopra rappresentato, i dati descritti avvalorano l'analisi relativa all'indagine effettuata dall'Assessorato dell'Industria relativamente alla ripartizione dei vettori energetici.

Come premesso, l'indagine regionale condotta non presenta una distinzione specifica tra impianti per il riscaldamento degli ambienti e quello per la produzione di acqua calda sanitaria e pertanto non è perfettamente allineata con le altre fonti dati utilizzate. Rimandando ai successivi paragrafi dedicati un'analisi specifica sulle pompe di calore e le biomasse, un confronto sulle fonti fossili per il riscaldamento negli ambienti fornisce comunque delle indicazioni significative:

| Tipo combustibile | CRESME 2010 | ISTAT 2011 | ISTAT-ENEA | ACE/APE 2009-2014 | Indagine Regionale |
|-----------------------|-------------|------------|------------|-------------------|--------------------|
| GPL | 27,9% | 17,4% | 21,2% | 16,0% | 21,5% |
| Aria Propanata | - | - | - | - | 4,7% |
| Gasolio | 17,6% | 17,3% | 18,9% | 8,8% | 18,8% |

Tab. 9.33. Incidenza dei combustibili negli impianti termici. Confronto fra diverse fonti dati e l'indagine regionale.

Dalla tabella sopra emerge come il dato di incidenza del gasolio derivante dall'indagine regionale è praticamente coincidente con l'indagine ISTAT/ENEA e comunque prossimo al dato dello studio CRESME e di quello del Censimento Generale dell'ISTAT 2011.

Anche il dato del Gpl risulta pressoché coincidente anche se il confronto non risulta immediato in quanto non si dispone per le altre fonti dati dell'informazione relativa all'aria propanata. Se, come è presumibile, nelle indagini ISTAT/ENEA/CRESME l'aria propanata è conteggiata all'interno della medesima voce Gpl, il dato "Gpl+Aria Propanata" dell'indagine regionale, apparentemente non linea, è in realtà sia coerente in quanto contempla anche gli impianti utilizzato per la sola produzione di acqua calda sanitaria.

L'Indagine Regionale ha consentito di raccogliere una serie di informazioni di dettaglio sugli impianti termici presenti nelle abitazioni residenziali in Sardegna. In particolare, di seguito si riporta il quadro relativo al dato di potenza media degli impianti a fonte fossile.

| Alimentazione | Dati medi impianto termico | | dati medi unità immobiliare rilevazione | | |
|----------------|----------------------------|------------------|---|----------------|-------------------|
| | Anno installazione | Potenza nominale | Anno costruzione | Superficie | Consumi elettrici |
| | - | kW | - | m ² | kWh |
| Gpl | 2003 | 23,5 | 1990/1991 | 147 | 4.119 |
| Gasolio | 1993 | 31 | 1987 | 163 | 4.285 |
| Aria Propanata | 2003 | 30,5 | 1985 | 159 | 4.552 |
| Altro | 2001 | 12 | 1987 | 144 | 4.410 |

Tab. 9.34. Indagine Regionale. Impianti termici alimentati a fonti fossili. Analisi di dettaglio.

Dalla tabella di sopra emerge chiaramente come gli impianti a Gpl ed aria propanata abbiano una potenza media inferiore e siano mediamente più recenti rispetto a quelle a gasolio rispetto ai quali negli ultimi anni sono stati preferiti nel settore domestico.

ANALISI DI DETTAGLIO SUGLI IMPIANTI A BIOMASSA

In questa sezione si intende fornire un quadro generale dell'impiego di biomasse in Sardegna in ambito domestico prendendo in considerazione tutte le categorie di impianti (caminetti, termocamini, stufe e caldaie).

Come visto precedentemente l'incidenza degli impianti a biomassa quali impianti primari è in Sardegna particolarmente elevato; il confronto tra i dati delle fonti ufficiali fornisce il seguente quadro complessivo in termini di impianto esclusivo o prevalente per il riscaldamento degli ambienti:

| fonte | CRESME | Istat 2011 | Istat/enea 2012/13 | ACE/APE |
|-----------------------------------|--------|------------|--------------------|---------|
| Quota impianto unico o prevalente | 30,2% | 34,5% | 40,2% | 4,1% |

Tab. 9.35. Incidenza delle biomasse nell'alimentazione dell'impianto esclusivo o prevalente per il riscaldamento degli ambienti. Confronti fonti.

Solo il dato derivante dal catasto ACE/APE si discosta con un valore percentuale particolarmente basso giustificabile con la specificità dei dati stessi e tenendo conto del fatto che ben il 24% delle certificazioni comunque non riporta il dato ovvero si dichiara l'assenza di impianto.

Le informazioni di cui sopra costituiscono però un quadro non esaustivo del panorama regionale in quanto ragionare in termini di impianto prevalente porta a trascurare tutte le situazioni nelle quali l'impianto a biomasse, pur non essendo prevalente, ha comunque un'incidenza nei consumi complessivi per il riscaldamento dell'abitazione. Da questo punto di vista, l'indagine ISTAT/ENEA mostra come più in generale l'utilizzo delle biomasse presso le famiglie sarde vada ben oltre il 40,2% degli impianti prevalenti:

| | LEGNA | PELLETS | TOTALE |
|----------|-------|---------|--------|
| Sardegna | 39,2% | 11,5 | 50,3% |
| Italia | 21,4 | 4,1 | 25,5% |

Tab. 9.36. Quota Famiglie utilizzatrici (a) di legna e pellets in Sardegna rispetto alla media italiana. Fonte: ISTAT/ENEA.

La medesima indagine ISTAT/ENEA fornisce indicazioni riguardo la ripartizione tipologica degli impianti fra le famiglie sarde distinguendo tra legna e pellets:

| | LEGNA | | | PELLETS | |
|-----|---------------------------|-------------------------|------------------|---------------------------|------------------|
| | Camini/stufe tradizionali | Camini/stufe innovativi | Altri apparecchi | Camini/stufe tradizionali | Altri apparecchi |
| SAR | 91,2% | 10,7% | 4,7% | 92,2% | 8,5% |
| ITA | 85,2% | 13,4% | 8,1% | 84,2% | 18,5% |

Tab. 9.37. Famiglie per tipologia di dotazione per l'utilizzo di legna e pellets. (fonte: ISTAT/ENEA)

Al fine di ricostruire un quadro complessivo sull'utilizzo delle biomasse in Sardegna sono state condotte delle analisi specifiche sui dati derivanti dall'Indagine Regionale basate sui dati del bando fotovoltaico 2012/2013.

Preliminarmente, è stata analizzata l'incidenza sul totale del campione delle diverse combinazioni di abbinamento delle biomasse con altre fonti di approvvigionamento:

| solo biomasse | biomasse + fossili | biomasse + pdc | Biomasse + pdc + fossili | totale |
|---------------|--------------------|----------------|--------------------------|--------|
| 23,45% | 9,10% | 15,31% | 5,89% | 53,75% |

Tab. 9.38. Incidenza delle biomasse nelle abitazioni residenziali in Sardegna in funzione delle altre fonti energetiche. Fonte: Indagine Regionale.

Di seguito, sono state analizzate, le ripartizioni tipologiche impiantistiche raffrontandole con le diverse tipologie di approvvigionamento i cui dati sono riportati nella seguente tabella:

| | legna | pellets | Altro (cippato, birchette, ecc...) | totale |
|--------------------------------------|--------------|--------------|------------------------------------|---------------|
| camino (camino/caldaia,camino/stufa) | 40,9% | 1,4% | 1,5% | 43,7% |
| termocamino | 16,6% | 1,6% | 1,0% | 19,2% |
| caldaia | 1,2% | 3,1% | 0,5% | 4,8% |
| stufa (stufa/caldaia) | 7,8% | 17,1% | 0,8% | 25,6% |
| altro | 0,7% | 6,0% | | 6,7% |
| totale | 67,2% | 29,1% | 3,7% | 100,0% |

Tab. 9.39. Dati relativi agli impianti a biomassa da indagine associata a Bando FV2012. Tipologie impiantistiche vs alimentazione. Fonte: Ind. Regionale.

Indagine Regionale. Biomasse. Incidenza tipologia impianto.

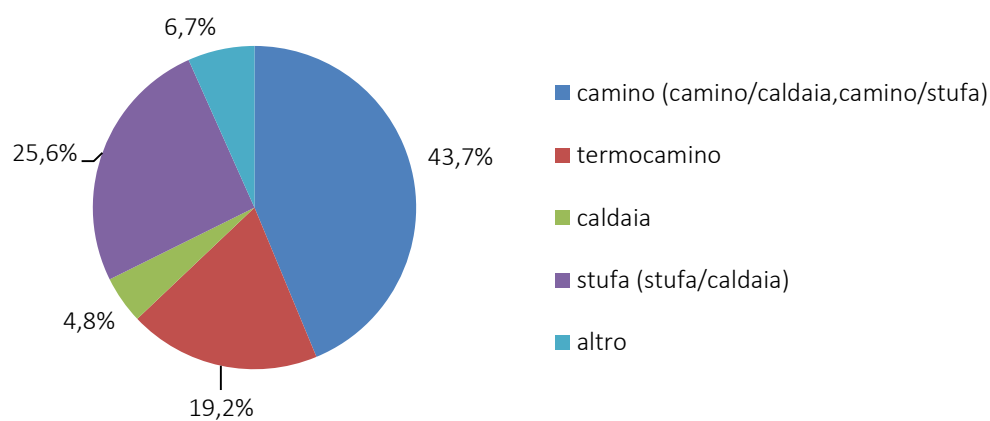


Fig. 9.3. Indagine Regionale. Biomasse. Incidenza tipologia impianto sul totale abitazioni dotate almeno di un impianto a biomassa.

Indagine Regionale. Biomasse. Incidenza alimentazione

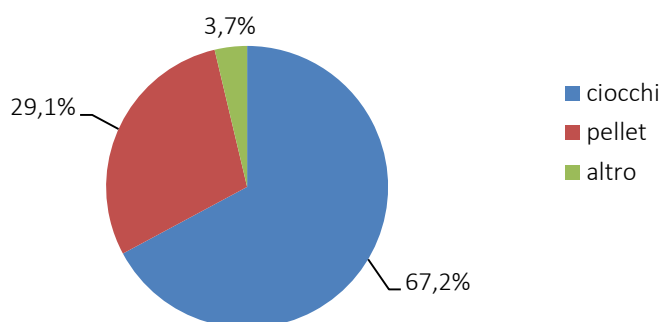


Fig. 9.4. Indagine Regionale. Biomasse. Incidenza alimentazione impianto sul totale abitazioni dotate almeno di un impianto a biomassa.

Sono state analizzate, infine, i dati di potenza media degli impianti in funzione della tipologia impiantistica e della presenza o meno di altri impianti oltre le biomasse all'interno delle abitazioni censite.

| TIPOLOGIA | ALIMENTAZIONE | Solo biomasse | | | | Biomasse + fonti fossili | | | | Biomasse + Pompe di calore | | | | Biomasse+ PdC + fossili | | | | Totale | | | |
|---------------|-------------------------|---------------|--------------|-------------|-------------|--------------------------|--------------|-------------|-------------|----------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|
| | | % spec | % tot | P [kWp] | Anno | % spec | % tot | P [kWp] | Anno | % spec | % tot | P [kWp] | Anno | % spec | % tot | P [kWp] | Anno | % spec | % tot | P [kWp] | Anno |
| camino | ciocchi | 94% | 39,8% | 16,4 | 1998 | 93% | 42,5% | 12,1 | 1992 | 93% | 40,5% | 13,2 | 1989 | 94% | 44,0% | 11,8 | 1993 | 93,51% | 40,9% | 27,4 | 2001 |
| | pellet | 3% | 1,4% | 13,1 | 2009 | 3% | 1,4% | 13,2 | 2011 | 4% | 1,5% | 13,2 | 2007 | 2% | 1,0% | 12,9 | 2008 | 3,15% | 1,4% | 13,1 | 2008 |
| | cippato/brichette | 3% | 1,4% | 18,3 | 1994 | 4% | 1,8% | 8 | 1996 | 3% | 1,3% | 11,6 | 1988 | 4% | 1,7% | 12,4 | 1989 | 3,34% | 1,5% | 14,16 | 1992 |
| | totale camino | 100% | 42,5% | 16,2 | 1998 | 100% | 45,7% | 12,0 | 1993 | 100% | 43,3% | 13,1 | 1989 | 100% | 46,7% | 11,7 | 1993 | 100% | 43,7% | 25,4 | 2001 |
| termocamino | ciocchi | 87% | 15,9% | 24,3 | 2005 | 88% | 16,0% | 24,27 | 2005 | 84% | 17,6% | 23,1 | 1994 | 91% | 17,3% | 22,9 | 2006 | 86,32% | 16,6% | 25,6 | 2002 |
| | pellet | 7% | 1,4% | 21,1 | 2009 | 8% | 1,4% | 16,56 | 2008 | 12% | 2,5% | 16,9 | 2008 | 4% | 0,7% | 20,3 | 2011 | 8,46% | 1,6% | 18,5 | 2009 |
| | cippato/brichette/altro | 6% | 1,1% | 25,9 | 2005 | 4% | 0,8% | 24,12 | 2007 | 5% | 0,9% | 21,6 | 2007 | 5% | 1,0% | 19,2 | 2007 | 5,22% | 1,0% | 23,7 | 2006 |
| | totale | 100% | 18,4% | 24,1 | 2006 | 100% | 18,2% | 23,6 | 2005 | 100% | 21,0% | 22,2 | 1997 | 100% | 19,0% | 22,6 | 2007 | 100% | 19,2% | 24,8 | 2003 |
| caldaia | ciocchi | 16% | 0,9% | 28,66 | 2009 | 52% | 1,8% | 16,6 | 1997 | 21% | 0,9% | 26,1 | 2008 | 56% | 2,5% | 25,48 | 2005 | 25,57% | 1,2% | 25,6 | 2005 |
| | pellet | 73% | 4,3% | 35,52 | 2010 | 43% | 1,4% | 22,4 | 2011 | 67% | 2,7% | 26,5 | 2009 | 44% | 2,0% | 26,2 | 2010 | 64,77% | 3,1% | 30,4 | 2010 |
| | cippato/brichette/altro | 12% | 0,7% | 34,28 | 2008 | 5% | 0,2% | 24 | - | 12% | 0,5% | 33,2 | 2008 | | | | | 9,66% | 0,5% | 33,4 | 2008 |
| | Totale | 100% | 5,9% | 32,9 | 2007 | 100% | 3,4% | 20,6 | 2005 | 100% | 4,0% | 27,2 | 2009 | 100% | 4,4% | 25,9 | 2007 | 100% | 4,8% | 29,7 | 2009 |
| Stufe | Ciocchi | 32% | 8,2% | 10,9 | 2006 | 34% | 8,6% | 11,9 | 2004 | 26% | 6,8% | 11,2 | 2005 | 33% | 7,4% | 12,8 | 2007 | 30,38% | 7,8% | 11,4 | 2005 |
| | Pellet | 66% | 17,1% | 14,1 | 2009 | 63% | 16,3% | 13,0 | 2009 | 70% | 18,2% | 12,0 | 2009 | 66% | 15,1% | 12,7 | 2009 | 66,56% | 17,1% | 26,5 | 2009 |
| | cippato/brichette/altro | 3% | 0,7% | 22,8 | 1998 | 3% | 0,3% | 10,6 | 2004 | 4% | 1,1% | 11,7 | 2007 | 1% | 0,2% | - | 2002 | 3,06% | 0,8% | 15,9 | 2003 |
| | Totale | 100% | 26,0% | 13,5 | 2008 | 100% | 25,2% | 12,6 | 2007 | 100% | 26,2% | | | 100% | 22,7% | 12,7 | 2008 | 100% | 25,6% | 12,8 | 2008 |
| altro | ciocchi | 8,62% | 0,6% | 13,86 | 1999 | 9,1% | 0,6% | 11,5 | 2005 | 10,3% | 0,6% | 14,0 | 2004 | 20,7% | 1,5% | 23,2 | 1996 | 10,53% | 0,7% | 14,2 | 2000 |
| | pellet | 91,38% | 6,6% | 16,74 | 2005 | 90,9% | 6,4% | 15,3 | 2009 | 89,7% | 4,9% | 14,5 | 2010 | 79,3% | 5,7% | 14,9 | 2009 | 89,47% | 6,0% | 15,8 | 2007 |
| | totale | 100% | 7,2% | 16,6 | 2005 | 100% | 7,0% | 15,1 | 2009 | 100% | 5,5% | 14,4 | 2009 | 100% | 7,2% | 15,2 | 2006 | 100% | 6,7% | 15,6 | 2007 |
| TOTALE | | 44% | | 18,8 | 2004 | 17% | | 15,7 | 1996 | 28% | | 16,3 | 2000 | 11% | | 16,3 | 2002 | 100% | | 17,3 | 2002 |

Tab. 9.40. Indagine Regionale. Dati relativi alla tipologia, potenza, anno installazione e alimentazione degli impianti a biomassa nelle abitazioni residenziali.

La tabella a doppia entrata sopra fornisce una serie di indicazioni interessanti. E' interessante notare come sul totale delle abitazioni dotate di impianto a biomassa il 44% ne fa un uso esclusivo mentre il 17% le accoppia con un impianto a fonte fossile, il 28% con una pompa di calore ed il restante 11% entrambi. Ancora si rileva come passando da un uso esclusivo a un uso combinato con "altre fonti", la potenza media dell'impianto a biomasse decresce sia in totale che mediamente per le singole tipologie impiantistiche. Nello specifico si passa da una potenza di 18,8 kW per l'uso escluso a una potenza di 15,7 kW e 16,3 kW rispettivamente per l'uso combinato con fossili e pompe di calore. La potenza di 16,3 kW permane anche nell'uso combinato di biomasse, pompe di calore e fonti fossili.

Per quanto riguarda la tipologia di alimentazione, la tabella evidenzia una netta prevalenza della legna in ciocchi per i camini (93,51%) ed i termocamini (86,32%) e del pellets per le tipologie caldaie (64,77%), stufe (66,56%) e altro (89,47%) categoria quest'ultima che può essere comunque associata alle stufe.

ANALISI DI DETTAGLIO SUGLI IMPIANTI AEROTERMICI.

Di seguito si riportano i dati desunti dallo studio CRESME relativi ai sistemi di condizionamento aerotermici in Sardegna articolati per tipologia.

| | IMPIANTI MOBILI | IMPIANTI FISSI | TOTALE UNITA' MOTOCONDENSANTI |
|----|-----------------|----------------|-------------------------------|
| n. | 55.477 | 547.539 | 603.016 |
| % | 9,20% | 90,80% | 100% |

Tab. 9.41. Impianti di condizionamento e pompe di calore in Sardegna. Stock complessivo. (Studio CRESME).

Di seguito si riportano i dati di dettaglio relativamente agli impianti fissi:

| | Unità motocondensanti | % | Unità interne a a parete | % |
|------------------|-----------------------|-------|--------------------------|---------|
| monosplit | 404.045 | 73,8% | 404.045 | 59,58% |
| multisplit | 131.448 | 24,0% | 274.072 | 40,42 % |
| Monoblocco fissi | 12.046 | 2,2% | | |
| TOTALE | 547.539 | 100,0 | 678.117 | 100 % |

Tab. 9.42. Impianti di condizionamento e pompe di calore di tipo fisso in Sardegna. Stock complessivo. CRESME.

Secondo le indicazioni dello studio CRESME gran parte dei circa 548.000 impianti di condizionamento fissi è rappresentato da un impianto a pompa di calore con un numero presunto pari a circa 490.000 unità.

Come visto, l'indagine ISTAT/ENEA sui consumi energetici delle famiglie per quanto riguarda il riscaldamento invernale indica nel 19,7% la quota di famiglie che utilizzano prevalentemente impianti alimentati a energia elettrica per il riscaldamento degli ambienti di casa. La medesima indagine fornisce indicazioni riguardo il condizionamento dell'aria. La tabella che segue descrive un quadro complessivo sulla presenza e la tipologia dei sistemi di condizionamento nelle famiglie sarde.

| | Sistema di condizionamento centralizzato o autonomo | Condizionatori fissi o portatili (solo raffreddamento) | Climatizzatori caldo/freddo fissi o portatili (a pompa di calore) | Totale | Assenza | Totale |
|----------|---|--|---|--------|---------|--------|
| Sardegna | 3,9% | 13,2% | 82,9% | 47,5% | 52,5% | 100% |
| Italia | 3,9% | 28,0% | 68,1% | 29,4% | 70,6% | 100% |

Tab. 9.43. Presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente per il condizionamento dell'aria nelle famiglie. Fonte: ISTAT/ENEA.

L'indagine fornisce indicazioni anche sull'uso dei sistemi di condizionamento nell'arco dell'anno e durante la giornata:

| | Tutti i giorni o quasi | Qualche giorno a settimana | Qualche giorno al mese | Solo occasionalmente quando serve | Totale |
|-----------------|------------------------|----------------------------|------------------------|-----------------------------------|--------|
| Sardegna | 26,2% | 22,0% | 11,8% | 40,0% | 100,0% |
| Italia | 29,2% | 24,5% | 8,7% | 37,6% | 100,0% |

Tab. 9.44. Comp. percentuale famiglie per frequenza di utilizzo dell'impianto unico o prevalente di cond. dell'aria nei mesi estivi. Fonte: ISTAT/ENEA.

| | Mattina | Pomeriggio | Notte | Totale |
|----------|---------|------------|-------|--------|
| Sardegna | 0,45 | 2,57 | 1,16 | 4,58 |
| Italia | 0,39 | 2,29 | 1,41 | 4,48 |

Tab. 9.45. Numero medio di ore di accensione dell'impianto unico o prevalente di condizionamento in una giornata estiva media per fascia oraria, ripartizione e regione (Il numero medio di ore di accensione quotidiana è calcolato con riferimento alle sole famiglie che utilizzano l'impianto "Tutti i giorni o quasi" o "Qualche giorno a settimana").

Utilizzando l'aliquota del 47,5%, molto vicina quella fornita dal catasto regionale ACE/APE pari 47,3%, dall'indagine si può evincere che, nel solo parco residenziale, si stima un numero di unità pari a circa 315.000. Applicando la stessa aliquota all'intero parco abitazioni in Sardegna (926.072) si otterrebbe un numero di unità pari a 439.000 unità inferiore di ca. l'11% rispetto al dato CRESME. L'Indagine Regionale sul bando fotovoltaico 2012/13, fornisce una quota di abitazioni residenziali dotate di almeno un impianto a pompa di calore pari a 47,05% valore prossimo al dato ISTAT/ENEA e ACE/APE. La medesima indagine pone in evidenza come in media ogni abitazione sia dotata di 1,13 unità. Applicando l'aliquota del 47,05% al parco complessivo di abitazioni in Sardegna ed utilizzando il fattore di dotazione di 1,13, si ottiene uno stock complessivo di unità pari a 492.360 che è pressoché coincidente con il dato CRESME.

Sono state condotte una serie di analisi sui dati delle unità immobiliari residenziali censite nel catasto ACE/APE di cui si riportano i dati relativi all'incidenza globale, la ripartizione per tipologia edilizia e la potenza media:

| | n.abit. | % su totale | N° Ab. dato Pot. | Pot. Media | Anno Medio | N° Abitaz. Dato anno |
|-----------------------------|---------|-------------|------------------|------------|------------|----------------------|
| PdC – Sistemi En.El. | 1.752 | 47,33% | 1.348 | 7,435 | 2007 | 1.088 |

Tab. 9.46. Statistiche relative alle pompe di calore. Fonte: Catasto Regionale ACE/APE.

| Altro | Appartamento | Bifamiliare | Casa Singola | Villetta a schiera | No dato | TOT. |
|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------------|--------------|----------------|
| 575 | 277 | 139 | 396 | 261 | 104 | 1,752 |
| 32,82% | 15,81% | 7,93% | 22,60% | 14,90% | 5,94% | 100,00% |

Tab. 9.47. Distribuzione delle pompe di calore in funzione delle tipologie edilizie. Fonte: Catasto Regionale ACE.

| | Altro | Appartamento | Bifamiliare | Casa Singola | Villetta a schiera | no dato tipologia edilizia | media |
|---------------------------|-------|--------------|-------------|--------------|--------------------|----------------------------|-------|
| Potenza media [kW] | 7,59 | 5,33 | 9,11 | 14,05 | 8,16 | 11,86 | 9,35 |

Tab. 9.48. Potenza media pompe di Calore in funzione della tipologia edilizia. Fonte: Catasto Regionale ACE/APE.

Nell'ambito dell'analisi sui dati dell'Indagine Regionale sul bando fotovoltaico 2012/13 è stata condotta un'analisi specifica sulle pompe di calore. Come visto, secondo tale indagine, la quota di abitazioni residenziali dotate almeno di un impianto a pompa di calore è pari al 47,05%. All'interno dell'insieme delle abitazioni dotate di pompe di calore, sono state definite delle sottoclassi in base all'accoppiamento dell'impianto a pompa di calore con altri impianti:

| categorie | % su totale | % specifica | u.a. totali | Potenza | COP | Sup. | potenza normalizzata | |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|---------|-----|--------|----------------------|--------|
| | | | | kW | - | mq | kW | Btu |
| u.a. con almeno una pompa di calore | 47,05% | 100% | 312.286 | 7,2 | 3,6 | | 5,4 | 18.466 |
| u.a. con solo pompe di calore | 15,7% | 33% | 104.127 | 7,9 | 3,6 | 133,11 | 6,3 | 21.693 |
| u.a. con pdc + fossile | 10,2% | 22% | 67.456 | 6,9 | 3,6 | 151,80 | 4,8 | 16.548 |
| u.a. con pdc + biomasse | 15,3% | 33% | 101.618 | 6,4 | 3,6 | 145,01 | 4,7 | 16.147 |
| u.a. pdc + fossile biomasse | 5,9% | 13% | 39.084 | 7,8 | 3,7 | 147,95 | 5,5 | 19.133 |

Tab. 9.49. Combinazioni di altri impianti termici con le pompe di calore. Fonte: Indagine Regionale Bando FV 2012.

Nella tabella precedente è riportata la potenza media calcolata in base al campione ed una potenza media normalizzata in base alla superficie rappresentativa dell'abitazione media regionale avente superficie media pari a 105,7 mq. Malgrado l'indagine regionale non avesse come obiettivo quello di determinare per ogni vettore e combustibile la quota relativa all'impianto prevalente o esclusivo, è interessante comunque notare che la somma delle quote della categorie u.a. "u.a. con solo pompe di calore" e quella "u.a. pdc+fossile+biomasse", caratterizzate dalle maggiori potenze degli impianti installati, costituisce una quota pari al 21,6% che è intermedia tra il dato derivante dall'indagine ISTAT ENEA pari al 19,7% e quello dello studio CRESME pari al 23,6%. Applicando le quote di cui alla tabella sopra al numero totale di abitazioni residenziali in Sardegna censite al 2011 (663.752) si ottiene una stima delle abitazioni totali regionali ricadenti nelle diverse categorie.

Indagine Regionale. Presenza di PdC e altri impianti termici su totale abitazioni residenziali in Sardegna

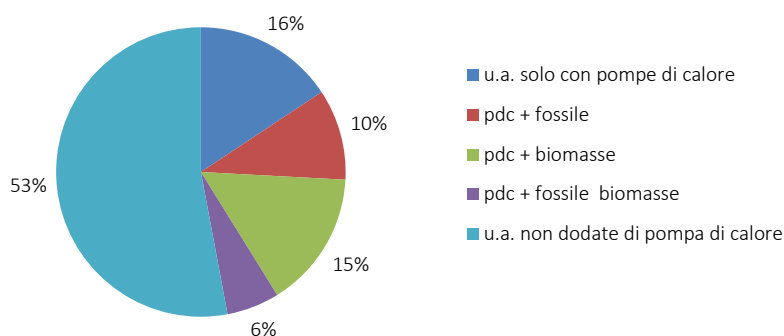


Fig. 9.5. Indagine Regionale. Incidenza delle pompe di calore e di altre tipologie di impianti termici nelle abitazioni residenziali in Sardegna.

Indagine Regionale. Pompe di calore vs altri impianti termici su totale abitazioni dotate di pompe di calore in Sardegna

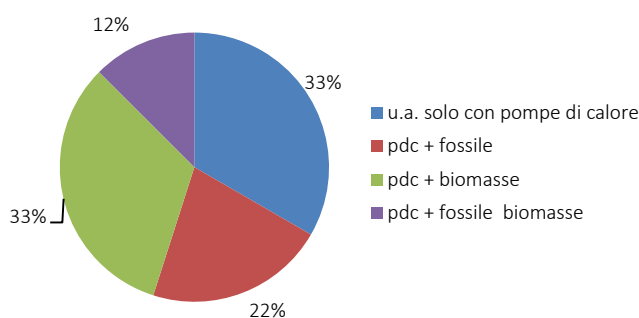


Fig. 9.6. Indagine Regionale. Incidenza delle pompe di calore e di altre tipologie di impianti termici nelle abitazioni residenziali dotate di PdC in Sardegna.

ANALISI DI DETTAGLIO SUGLI IMPIANTI SOLARI TERMICI.

Lo Studio CRESME relativamente alla numerosità degli impianti a solare termico nel settore residenziale in Sardegna riporta il dato di 34.882 impianti realizzati al 2009. Il 15° Censimento Generale dell'ISTAT (2011) fornisce il dato di 20.938 impianti in ambito residenziale mentre l'indagine sui Consumi energetici delle famiglie ISTAT/ENEA indica una quota pari al 2,4% di famiglie che utilizza un impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria.

Al fine di pervenire ad un dato consolidato e verificato da poter utilizzare nella contabilità energetica e per la verifica dell'obiettivo Burden Sharing, è stata condotta altresì un'analisi congiunta dei dati relativi ai bandi di incentivo regionale, quelli derivanti dal meccanismo di incentivazione delle detrazioni fiscali del 55% gestite da ENEA e del conto termico gestito da GSE. Si riportano nella tabella seguente i risultati dei bandi promossi dalla Regione Sardegna negli ultimi anni e finalizzati ad incentivare l'installazione di impianti solari termici da parte di privati e un'elaborazione dei dati del "55%" da fonte ENEA.

| Anno | BANDI REGIONALI | | 55% NAZIONALE - ENEA | | TOTALE | |
|---------------|-----------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|
| | n. impianti | Superficie lorda [mq] | n. impianti | Superficie lorda [mq] | n. impianti | Superficie lorda [mq] |
| 2002 | 452 | 2.175 | | | 452 | 2.175 |
| 2004 | 960 | 4.683 | | | 960 | 4.683 |
| 2005 | 1.203 | 5.805 | | | 1.203 | 5.805 |
| 2007 | | | 2.305 | 6.628 | 2.305 | 6.628 |
| 2008 | | | 3.521 | 19.818 | 3.521 | 19.818 |
| 2009 | 237 | 1.144 | 2.167 | 8.278 | 2.404 | 9.422 |
| 2010 | | | 1.192 | 10.519 | 1.192 | 10.519 |
| 2011 | | | 1.045 | 4.875 | 1.045 | 4.875 |
| 2012 | | | 711 | 2.857 | 711 | 2.857 |
| 2013 | | | 278 | 3.457 | 278 | 3.457 |
| 2014 | | | 492 | 1.821 | 492 | 1.821 |
| 2015* | | | 121 | 556 | 121 | 556 |
| Totale | 3.405 | 15.981 | 12.542 | 56.175 | 15947 | 72.156 |

Tab. 9.50. Risultati incentivazione regionale ed nazionale 55%/65% per la fonte solare termica. Periodo 2002- 2015.

(*) aggiornamento settembre 2015.

La relazione sul funzionamento del Conto Termico pubblicata recentemente da GSE per la Sardegna fornisce per il periodo Giugno 2013-Dicembre 2014 un dato pari a 551 impianti per una superficie complessiva installata per i privati di 2.274 mq e di n. 1 intervento della P.A. per una superficie di 36 mq.

Il Rapporto Statistico – Energia da fonti rinnovabili Anno 2013 pubblicato da GSE per la fonte solare termica fornisce un dato nazionale per il 2013 pari a 3.318.000 mq con una produzione di energia termica pari a 7.042 TJ; la medesima pubblicazione fornisce la seguente ripartizione dei consumi di energia termica da fonte solare nei diversi settori: Residenziale - 74%, Commercio e Servizi - 20%, Industria- 5%, Agricoltura - 1%.

Partendo dal dato di numerosità fornito dal censimento ISTAT 2011, utilizzando una superficie media ad impianto pari a 4,5 mq (derivante dall'elaborazione dei dati di incentivazione), tenendo conto dei risultati degli strumenti di incentivazione e della suddetta ripartizione settoriale, si stima per il 2013 una superficie installata di pannelli solari termico per il settore residenziale pari a 101.545 mq.

9.2.4 I CONSUMI

Al fine di ricostruire il Bilancio Energetico Regionale e di procedere alla verifica dell'obiettivo di Burden Sharing è di fondamentale importanza la ricostruzione dei consumi finali di energia termica nel settore domestico.

FONTI FOSSILI

Per la valutazione dei consumi finali da fonti fossili nel settore domestico il punto di partenza è rappresentato dai dati pubblicati nel Bollettino Petrolifero aggiornati al 2013; tali dati, in virtù della loro particolare articolazione, non forniscono immediatamente il valore specifico e relativo al settore domestico. Pertanto, è necessario ricostruire i consumi specifici per settore utilizzando ulteriori fonti informative.

GASOLIO

Nel Bollettino Petrolifero compare la voce generica "Gasolio da Riscaldamento" senza alcuna distinzione riguardo il settore di utilizzo, così definita nel questionario sul petrolio: "E' utilizzato per la produzione di calore ed energia negli impianti civili. Incontra limiti meno stringenti per quanto concerne viscosità, distillazione, comportamento a freddo, caratteristiche di accendibilità e tenore di zolfo (0,1% in peso)".

Nel grafico che segue è mostrato l'andamento dei consumi di gasolio da riscaldamento relativi al periodo 2005 – 2014:

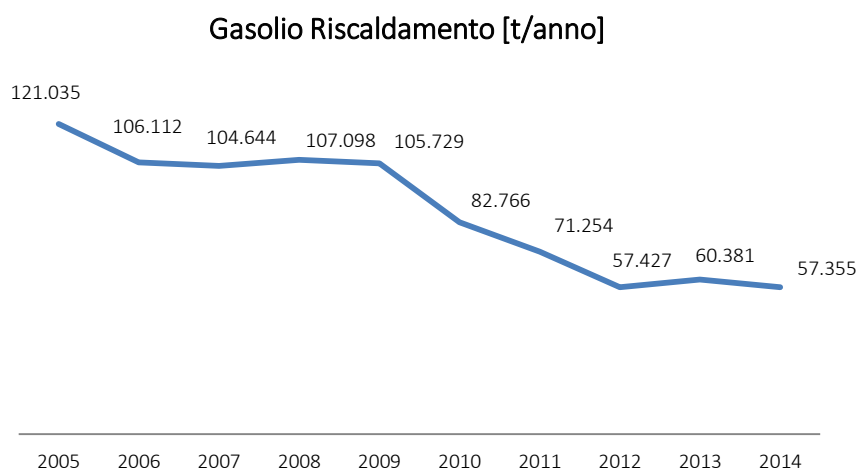


fig. 9.7. Andamento del Gasolio da Riscaldamento. Bollettino Petrolifero Mise.

Dal grafico si evince come le vendite di Gasolio da Riscaldamento nel periodo 2005-2014 si sono ridotte di circa il 53%, riflettendo in tal senso una progressiva modifica delle modalità di riscaldamento nelle abitazioni verso impianti più efficienti, sostenibili e autonomi.

Da interlocuzioni con ENEA e Assopetroli è emerso un importante problema rappresentato dal fatto che in realtà il gasolio utilizzato per gli usi di riscaldamento civile è solo in parte indicato all'interno della specifica voce "Gasolio da Riscaldamento" presente nel bollettino ministeriale. Per una valutazione del consumo annuo di gasolio per il riscaldamento nel settore domestico è stata condotta una prima stima utilizzando i dati derivanti dalle basi dati a disposizione sul parco impianti ed i dati di consumo specifico ottenuto con l'Indagine Regionale associata al bando fotovoltaico 2012/13.

L'Indagine Regionale, come visto, indica che la quota di abitazioni residenziali prese a campione servite da impianti termici a gasolio è pari a ~18,8%, valore pressoché identico a quello fornito dall'indagine ISTAT/ENEA (18,9%). L'analisi

specifica dei dati di consumi dichiarati, opportunamente normalizzati per tener conto delle dimensione media delle abitazioni prese a campione rispetto alla media regionale delle abitazioni residenziali, fornisce un dato di consumo specifico ad abitazione di 664 kg (pari a ca. 810 litri). E' interessante notare come dividendo il dato della spesa media annua a famiglia per consumo di gasolio fornito dall'indagine ISTAT/ENEA (1.137 €/anno) per il prezzo medio finito del gasolio da riscaldamento fornito per il 2013 dal ministero dello sviluppo economico (1,41 €/lt) si ottenga un valore pari a 806 lt/a pressoché coincidente con quello derivante dall'indagine regionale.

Applicando il consumo specifico ricavato al numero di abitazioni residenziali in Sardegna servite da impianto a gasolio (circa 124.700), si può stimare il consumo totale 2013 di Gasolio da Riscaldamento in Sardegna nel settore domestico pari a C_{gasris} circa **82.825 t/anno** corrispondenti a **circa 84,5 kTep**.

GPL E ARIA PROPANATA.

Il bollettino petrolifero riporta le voci "GPL Totale" e "GPL da autotrazione" e, per l'anno 2014, anche il dato riferito al "gpl combustione" venduto in bombole e depositi. In generale il Gpl dedicato alla produzione di calore è pari al saldo tra la differenza tra il totale e la voce autotrazione. Di seguito, si riporta l'andamento delle voci Gpl nel periodo 2005 – 2014:

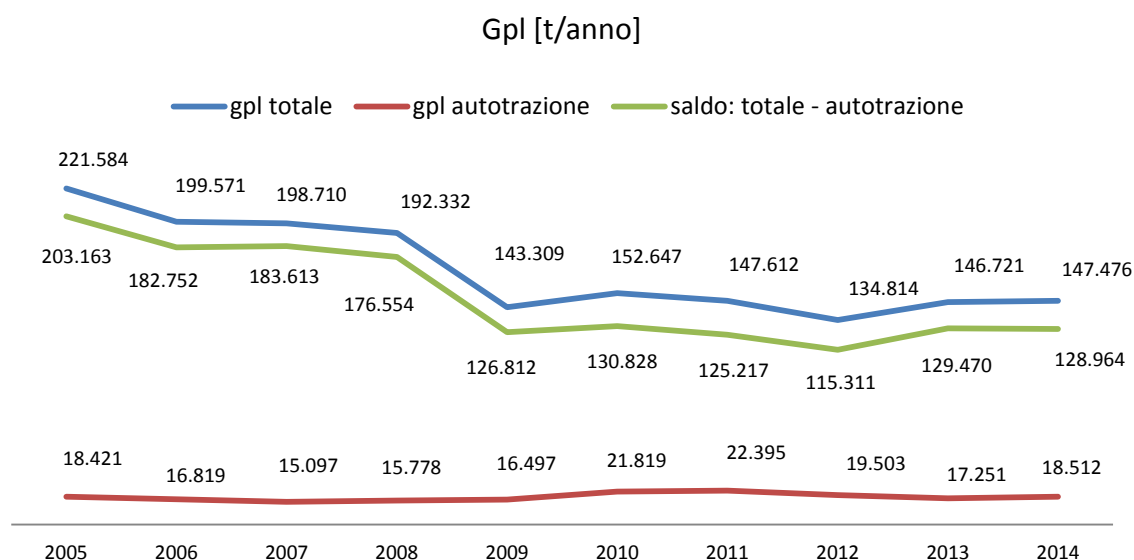


fig. 9.8. Andamento delle vendite di Gpl in Sardegna. Bollettino Petrolifero Mise.

Nel periodo 2005-2014 si è registrato un calo di circa il 36%, per il 2013 il saldo tra il GPL totale e quello per autotrazione è pari a 129.470 t. All'interno di tale quota ricade certamente l'uso del vettore energetico per la fase di riscaldamento nel settore civile, agricolo e industriale.

Sottraendo al predetto saldo le quote relative all'industria ed all'agricoltura, si ottiene un valore complessivo per il settore civile pari 97.297 t. Al fine di individuare all'interno di questa voce la parte dedicata al settore domestico sono state condotte analisi ed indagini specifiche.

Per quanto concerne i prodotti distribuiti in rete canalizzata si è potuto ricostruire per l'anno 2013 un quadro abbastanza esaustivo, tuttavia, per il GPL in bombole e depositi sono stati acquisiti solo una parte di dati da alcuni operatori del mercato che non consentono però di ricostruire un quadro complessivo per i vari settori di utilizzo. Il dato

del Bollettino Petrolifero per il 2014, globalmente simile al 2013, pari a 87.010 t costituisce un punto di partenza per ricavare il dato per l'anno 2013.

Al fine di stimare la quota da ricondurre al settore domestico, è stata condotta una prima valutazione adottando i dati ricavati con l'indagine associata al bando fotovoltaico 2012/2013 secondo la quale il 21,5% delle abitazioni utilizza il Gpl come combustibile con consumo specifico normalizzato pari a circa 464 kg/anno per abitazione comprensivo di riscaldamento degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria e cottura dei cibi. Adottando i predetti parametri specifici, si perviene ad un consumo totale di Gpl per uso domestico pari a circa 66.227 t (equivalenti a circa 72,8 kTep) di cui ca. 5.200 distribuito in reti canalizzate.

Per quanto riguarda l'aria propanata l'acquisizione diretta dei dati di consumo presso gli operatori ha portato ad una stima della quota per uso domestico di Gpl/Propano pari a ca. 8.760 t (circa 9,6 kTep).

Complessivamente nel settore domestico i consumi di Gpl /Aria Propanata ammontano a circa **82,5 kTep**.

FONTI RINNOVABILI

Biomasse

Di tutte le fonti rinnovabili le biomasse costituiscono quella maggiormente aleatoria ai fini della ricostruzione dei consumi in quanto esistono molti canali di distribuzione spesso non ufficiali, o difficilmente controllabili e non esiste un censimento degli impianti. Al fine di valutare l'energia termica associata al loro utilizzo si è pertanto concentrata l'analisi non tanto nel cercare di contabilizzare i flussi, le vendite e gli scambi di biomassa quanto piuttosto ricostruire il parco impianti regionale suddiviso per tipologie e, per ciascuna tipologia, ottenere una stima dei consumi specifici. A riguardo è stata condotta un'analisi specifica sui dati dell'indagine regionale dove è stato rilevato che il consumo di biomasse varia in funzione della tipologia impiantistica.

Nella tabella che segue le abitazioni sono infatti ripartite per categorie in funzione dell'utilizzo delle biomasse in maniera esclusiva o accoppiata ad altre soluzioni.

| CATEGORIE | % abitazioni | | combustibile | consumo medio normalizzato [kg/anno abitazione] | consumo totale regionale [t] | Energia [ktep] |
|-----------------------|--------------|--------|-------------------------------|---|------------------------------|----------------|
| SOLO BIOMASSE | 16,25% | 23,45% | Legna e altro | 3.403 | 367.190 | 122 |
| | 7,20% | | pellet | 1.103 | 52.704 | 22 |
| BIOMASSE + FOSSILI | 6,64% | 9,10% | legna+brichette+cippato+altro | 2.902 | 127.997 | 42 |
| | 2,46% | | pellet | 934 | 15.232 | 6 |
| BIOMASSE + PDC | 10,74% | 15,31% | legna+brichette+cippato+altro | 3.247 | 231.577 | 77 |
| | 4,57% | | pellet | 1.044 | 31.648 | 13 |
| BIOMASSE +PDC+FOSSILI | 4,45% | 5,89% | legna+brichette+cippato+altro | 2.322 | 68.559 | 23 |
| | 1,44% | | pellet | 934 | 8.926 | 4 |
| TOTALE | 38,1% | | legna+brichette+cippato+altro | 3.146 | 795.323 | 264,5 |
| | 15,7% | | pellet | 1.044 | 108.510 | 44,8 |
| | 53,8% | | | | 903.833 | 309,2 |

Tab. 9.51. Dati di consumo specifico di biomassa per tipologia impiantistica per il riscaldamento delle abitazioni. Fonte: Indagine Regionale.

La tabella mostra i dati di consumo specifico in funzione della categoria e fornisce due valori generali ottenuti come media pesata dei valori specifici: per quanto riguarda la biomassa legnosa il valore generale ottenuto è pari a 3.146 kg/anno per abitazione, per quanto concerne il pellet il valore medio generale è pari a 1.044 kg/anno per abitazione. I

valori riportati sono normalizzati per tener conto della superficie delle unità abitative contenute nel campione utilizzato. Applicando i consumi specifici e le incidenze degli impianti a legna e pellet allo stock abitativo residenziale regionale, si ottengono i valori complessivi di consumo che sono rispettivamente 795.323 tonnellate di legna e 108.510 tonnellate di pellet. Utilizzando i poteri calorifici indicati nel *Manual for statistics on energy consumption in households* di Eurostat nel 2013 (legno: 3,86 kWh/kg, pellet: 4,8 kWh/kg) si ottengono dei valori complessivi di energia termica da biomasse pari a:

$$C_{\text{legna}} \sim 264,5 \text{ kTep} + C_{\text{pellets}} \sim 44,8 \text{ kTep} = C_{\text{biomasse}} \sim 309,2 \text{ kTep}$$

L'indagine Istat Enea fornisce sull'uso domestico delle biomasse informazioni specifiche che di seguito si sintetizza.

Per quanto concerne i consumi totali l'indagine fornisce i seguenti valori.

| | LEGNA | | | PELLETS | | |
|----------|------------------------|----------------------|--|------------------------|----------------------|--|
| | Famiglie utilizzatrici | Consumi (tonnellate) | Consumi medi per famiglia (tonnellate) | Famiglie utilizzatrici | Consumi (tonnellate) | Consumi medi per famiglia (tonnellate) |
| Sardegna | 39,2% | 735.543 | 2,6 | 11,5% | 82.354 | 1,0 |
| Italia | 21,4% | 17.724.350 | 3,2 | 4,1% | 1.468.345 | 1,4 |

Tab. 9.52. Famiglie utilizzatrici di legna e pellets e quantità medie e totali (tonnellate) utilizzate per ripartizione. Fonte: Indagine ISTAT-ENEA.

La tabella evidenzia come, mentre il consumo medio annuo per famiglia del pellet è pressoché identico a quello ottenuto con l'indagine regionale, quello relativo alla legna risulta più basso (2,6 t ad abitazione contro 3,1 t dell'indagine regionale). Poiché è diversa anche l'incidenza degli impianti a pellet trovata nelle due indagini si ottiene un valore totale di consumi da biomassa residenziale di 817.897 t contro il dato di 903.833 t dell'indagine regionale (+10,5%).

Sull'origine e la tipologia delle biomasse impiegate l'indagine ISTAT/ENEA fornisce, inoltre, le seguenti informazioni:

| | Tutta acquistata | Autoprodotta/recuperata per: | | | Tutta autoprodotta | Totale |
|----------|------------------|------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--------------------|--------|
| | | Meno di un quarto | Da un quarto a meno della metà | Da circa metà a quasi tutta | | |
| Sardegna | 42,8% | 9,5% | 6,9% | 4,1% | 36,8% | 100,0 |
| Italia | 45,1% | 6,4% | 7,7% | 3,0% | 37,9% | 100,0 |

Tab. 9.53. Famiglie per canale di approvvigionamento della legna. (Indagine Istat/Enea).

| Tipologia di legna | Quercia | Faggio | Frassino, betulla, castagno, pioppo | Carpino, acacia, platano, eucalipto, Abete, larice, cipresso | Ulivo o alberi da frutto | Altro | Non sa | Totale |
|--------------------|---------|--------|-------------------------------------|--|--------------------------|-------|--------|--------|
| Sardegna | 33,6 | .. | 7,0 | 18,3 | 11,8 | 9,4 | 19,5 | 100,0 |
| Italia | 26,0 | 14,7 | 12,1 | 8,5 | 14,5 | 6,9 | 17,2 | 100,0 |

Tab. 9.54. Famiglie (a) per tipologia di legna prevalentemente utilizzata per ripartizione e regione, composizione percentuale

Pompe di calore

La ricostruzione dei consumi finali di energia termica nel settore domestico non può prescindere da un'attenta valutazione della quota proveniente dall'impiego sempre maggiore delle pompe di calore. Come visto in precedenza, lo

stock regionale di pompe di calore si attesta nell'intervallo 440-490 mila impianti, ma non tutti funzionano da impianto primario di riscaldamento.

L'indagine regionale ha messo in evidenza, come descritto in tabella 9.49, la distribuzione degli impianti a pompa di Calore nel settore residenziale sia come uso esclusivo che in accoppiamento con altre tipologie di impianti. Per calcolare nel dettaglio l'energia aerotermica rinnovabile da pompa di calore si utilizzano i pesi relativi delle diverse categorie e le potenze medie normalizzate già trovate. Per quanto concerne i fattori di utilizzazione annui per la categoria "u.a con solo pompe di calore" si adotta un fattore di utilizzazione pari a 884 ore annue di funzionamento ottenuto come prodotto delle 7,37 ore giornaliere di accensione (indagine ISTAT/ENEA) per 120 giorni del periodo di riscaldamento da normativa (DPR 74/13). Per le altre di categorie si adotta prudenzialmente il fattore di utilizzazione fornito dalla Decisione della Commissione UE 2013/114 come rettificata il 14/01/2014. Il fattore SPF (COP_{net}) adottato prudenzialmente è quello suggerito dalla suddetta decisione pari a 2,6.

| categorie | % su totale | u.a. totali | Potenza media normalizzata | potenza installata | Ore annue | Qusable | | Quota FER | |
|-------------------------------------|---------------|----------------|----------------------------|--------------------|---------------|---------------|------|-----------|--------------|
| | | | kW | MW | | GWh | kTep | GWh | kTep |
| u.a con solo pompe di calore | 15,7% | 104.127 | 6,3 | 655,1 | 884 | 579,34 | 49,8 | 356,5 | 30,65 |
| u.a. con pdc + fossile | 10,2% | 67.456 | 4,8 | 323,7 | 120 | 38,85 | 3,3 | 23,9 | 2,06 |
| u.a. con pdc + biomasse | 15,3% | 101.618 | 4,7 | 475,8 | 120 | 57,10 | 4,9 | 35,1 | 3,02 |
| u.a. pdc + fossile biomasse | 5,9% | 39.084 | 5,5 | 216,9 | 120 | 26,02 | 2,2 | 16,0 | 1,38 |
| u.a. con almeno una pompa di calore | 47,05% | 312.286 | 5,4 | 1.671,5 | totale | 701,31 | 60,3 | | 37,11 |

Tab. 9.55. Calcolo energia termica rinnovabile da pompa di calore.

Pertanto il consumo di energia termica da pompa di calore in ambito domestico calcolato è pari a:

$$C_{pdc} \sim 60,3 \text{ kTep (di cui energia aerotermica } 37,1 \text{ kTep)}$$

Il calcolo condotto utilizza per la categoria "u.a. con solo pompe di calore" un numero di ore annuo di funzionamento basato sulle risultanze dell'indagine ISTAT ENEA diverso da quello previsto dalla decisione della Commissione Europea n. 2013/114. Tale calcolo è da considerarsi conservativo e provvisorio in quanto si è in attesa che il GSE elabori un nuovo metodo di calcolo sulla base del disposto del comma 6 dell'articolo 2 del Decreto Mise 11 maggio 2015 che approva la metodologia di monitoraggio del Burden Sharing.

Solare termico

Per calcolare l'energia termica rinnovabile finale derivante dall'utilizzo di impianti solari termici sono state adottate le superfici che si ritrovano al paragrafo dedicato agli impianti negli edifici.

Ipotizzando prudenzialmente un rendimento dei pannelli pari a 0,42 ed una radiazione media annua pari a 1.400 kWh/m² si può fornire un primo dato provvisorio di energia termica da fonte rinnovabile effettivamente consumata in Sardegna al 2013:

$$C_{solareth} \sim 5,1 \text{ kTep}$$

9.3 IL SETTORE TERZIARIO

Dopo aver inquadrato l'ambito residenziale, per completare il quadro sul settore civile è necessario descrivere il settore terziario. Le fonti dati utilizzate sono:

1. Bollettino Petrolifero del Ministero dello Sviluppo Economico;
2. Indagine ISTAT-COEN 2011;
3. Bandi regionali di incentivazione sulle FER e sull'efficienza energetica;
4. Acquisizione diretta dati presso le aziende ed enti pubblici;
5. Bilanci energetici Regionali e Rapporto Annuale Efficienza Energetica RAEE 2015 – Enea;
6. Documenti di consultazione del mercato – Consip;
7. Analisi PAES Sardegna.

Seguendo lo schema che Terna Spa utilizza per la definizione dei consumi per categoria merceologica, il cosiddetto settore terziario comprende sostanzialmente le seguenti attività:

- Servizi vendibili
 - Trasporti;
 - comunicazioni;
 - commercio;
 - Alberghi, ristoranti e bar;
 - credito e assicurazioni;
 - altri servizi vendibili.
- Servizi non vendibili
 - Pubblica amministrazione;
 - illuminazione pubblica;
 - altri servizi non vendibili.

La ricostruzione dei consumi finali di energia termica per le predette attività è particolarmente impegnativo ed i dati puntuali disponibili sono comunque parziali. Pertanto, nella ricostruzione dei consumi finali del settore terziario si è partiti dalle serie storiche di dati forniti da Enea sull'energia non elettrica consumata nel settore Servizi espressa in kTep.

| 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 46,4 | 44,7 | 42 | 35 | 31,4 | 27,8 | 32,8 | 32 | 36,2 | 38,7 | 45,4 | 35,6 | 40,5 | 41 | 35,6 | 35,9 | 25,7 | 17,1 | 20,6 |

Tab. 9.59. Consumi finali di energia non elettrica nei servizi (kTep). Fonte ENEA.

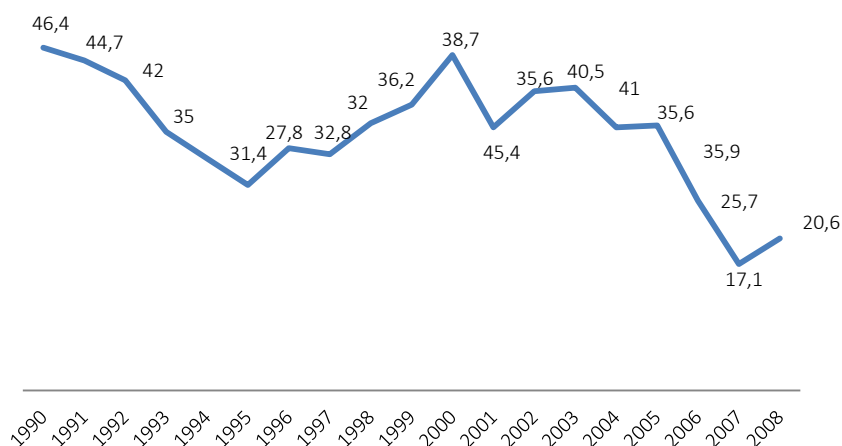


fig. 9.9. Consumi finali di energia non elettrica nei servizi (kTep). Fonte ENEA.

L'Enea fornisce altresì l'indicatore relativo all'energia consumata per addetto (Tep/addetto):

| anno | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2013 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| SAR | 0,40 | 0,41 | 0,42 | 0,43 | 0,46 | 0,49 | 0,47 | 0,51 | 0,54 | 0,53 | 0,56 | 0,55 | 0,53 | 0,56 | 0,60 |

Tab. 9.60. Energia consumata per addetto nel settore servizi nei servizi (Tep/addetto). Fonte ENEA.

Sulla base delle indicazioni fornite con il Rapporto Efficienza Energetica 2015 di ENEA è stato ricavato per estrapolazione il dato 2013 relativi ai due indicatori. Per una prima stima dei consumi finali del settore servizi è stato adottato l'indicatore consumo per addetto. Il 22° rapporto CRENoS sull'Economia della Sardegna fornisce i dati relativi agli occupati nei servizi per l'anno 2013 pari a 411.701. Applicando a tale dato l'indicatore del consumo per addetto si ottiene un valore totale di consumo per i servizi pari a 245 kTep; i consumi elettrici da fonte Terna sono pari in termini di consumi finali a 200kTep. Pertanto i consumi non elettrici attribuibili al calore per sono per differenza pari a 45 kTep. E' stata successivamente condotta un'analisi di dettaglio sui dati delle fonti di cui in premessa che ha consentito di ricavare per i diversi combustibili il dato di consumo nel Macrosettore Calore:

| fonte | quantità | Energia |
|-----------------------------|----------|------------------|
| Gasolio | 15.888 t | 16,2 kTep |
| Gpl | 19.275 t | 21,2 kTep |
| A. Propanata | 3.034 t | 3,3 kTep |
| Olio Combustibile | 1.905 t | 1,9 kTep |
| Carbone Vegetale e Biomasse | - | 3,0 kTep |
| Geotermia | - | 1,1 kTep |
| Solare Termico | - | 1,4 kTep |
| Totale | | 48,1 kTep |

Si può notare come il dato totale sia prossimo alla stima ottenuta con i parametri ENEA. In particolare per il calcolo della quota servizi dell'energia da solare termico è stata adottata la ripartizione sul consumo di energia fornita dal GSE nel Rapporto Statistico – Energia da fonti rinnovabili anno 2013 (residenziale - 74%; industria - 5%; servizi - 20%; agricoltura - 1%). Il dato sulla geotermia deriva dal settore termale.

Di seguito, è stata condotta un'analisi specifica per valutare l'energia termica da pompe di calore nei servizi. Tale quota è stata calcolata come differenza tra l'energia totale regionale da pompe di calore e quella ricavata per il settore domestico. Il citato rapporto statistico del GSE fornisce un dato nazionale di potenza termica installata pari a 119.600 MW_{th}; si evidenzia che il GSE effettua la ripartizione della potenza nazionale fra le regioni in proporzione al numero di famiglie che possiedono un apparecchio a pompa di calore assumendo in altri termini che la distribuzione regionale nei settori diversi dal residenziale sia identica a quella per il settore residenziale. In base a tale assunto, sapendo che la percentuale sul totale nazionale delle famiglie sarde che possiedono un apparecchio a pompa di calore è pari a circa 6,5%, si ottiene una potenza installata complessiva regionale pari a ca. 7.730 MW_{th} che, dedotto il dato del domestico pari a 1.670 MW_{th}, fornisce una potenza di ca. 6.650 MW. Adottando un numero di ore annue di funzionamento pari a 120 ore anno ed un COP (Coefficiente di Prestazione) prudenziale pari a 2,6, si ottiene un Q_{usable} finale pari a 727 GWh (62,5 kTep) di cui la parte rinnovabile aerotermica è pari 458 GWh (39,4 kTep). Sommando la quota relativa all'energia da pompe di calore (62,5), il totale dei consumi finali per il settore servizi è pari a

$$C_{servizi} \sim 110,6 \text{ kTep}$$

9.4 IL SETTORE INDUSTRIA

La ricostruzione dei consumi di energia termica nel settore Industria è stata un'attività piuttosto complicata in quanto, a differenza di ciò che accade per i consumi elettrici, non esiste una misurazione puntuale del consumo di energia termica o dei vettori energetici consumati per la sua produzione. Di seguito si intende fornire una stima di tali consumi attraverso l'utilizzo delle seguenti fonti:

- dati forniti direttamente dalle imprese;
- ISPRA ed ENEA;
- Bollettino Petrolifero del MISE;
- ISTAT (indagine COEN 2011);
- Autorizzazioni Integrate Ambientali e relativi report di monitoraggio;
- Camere di Commercio.

L'ENEA nelle sue pubblicazioni fornisce alcune indicazioni generali sui consumi energetici nel settore industriale nel periodo 1990-2008 riportato nella seguente tabella:

| | CONSUMI FINALI (CF) [KTep] | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
| 1. | 1.228 | 1.445 | 1.638 | 1.345 | 1.392 | 1.590 | 1.485 | 1.835 | 1.588 | 1.589 | 1.557 | 1.345 | 1.302 | 1.505 | 1.492 | 1.332 | 1.548 | 1.447 | 1.016 |
| 2. | 495 | 495 | 470 | 447 | 490 | 496 | 511 | 498 | 478 | 486 | 501 | 501 | 497 | 497 | 509 | 513 | 518 | 495 | 487 |
| 3. | 733 | 950 | 1.168 | 898 | 901 | 1.094 | 975 | 1.337 | 1.110 | 1.103 | 1.055 | 845 | 805 | 1.008 | 983 | 819 | 1.030 | 953 | 529 |
| 4. | 1.223 | 1.437 | 1.632 | 1.339 | 1.386 | 1.586 | 1.481 | 1.831 | 1.585 | 1.586 | 1.553 | 1.341 | 1.298 | 1.500 | 1.487 | 1.326 | 1.542 | 1.441 | 1.009 |
| 5. | 492 | 489 | 466 | 443 | 487 | 492 | 507 | 495 | 476 | 483 | 499 | 498 | 494 | 494 | 505 | 509 | 513 | 490 | 482 |
| 6. | 731 | 947 | 1.166 | 895 | 899 | 1.094 | 974 | 1.336 | 1.109 | 1.103 | 1.054 | 843 | 804 | 1.006 | 981 | 817 | 1.029 | 951 | 528 |
| 7. | 40% | 34% | 29% | 33% | 35% | 31% | 34% | 27% | 30% | 31% | 32% | 37% | 38% | 33% | 34% | 39% | 33% | 34% | 48% |

Tab. 9.61. Consumi finali di energia nel settore industriale in Sardegna. Fonte: Enea.

Dove:

1 = Consumi finali di energia nell'industria;

2 = Consumi finali di energia elettrica nell'industria;

3 = Consumi finali di energia nell'industria al netto dei consumi elettrici;

4 = Consumi finali di energia nell'industria manifatturiera;

5 = Consumi finali di energia elettrica nell'industria manifatturiera;

6 = Consumi finali di energia nell'industria manifatturiera al netto dei consumi elettrici;

7 = Rapporto tra l'energia elettrica e quella totale.

Nella tabella sono evidenziati i dati relativi ai consumi di energia, nei settori diversi da quello elettrico, nel settore industria con riferimento al comparto manifatturiero. I valori indicano come, di fatto, l'industria manifatturiera rappresenta la quasi totalità dei consumi industriali in Sardegna.

Benché non si abbiano a disposizione i dati ufficiali aggiornati, la tabella evidenzia delle chiare tendenze nei consumi. Il dato principale che emerge è un calo progressivo dei consumi totali soprattutto a carico dei settori diversi da quello elettrico. Il calo complessivo nei consumi nel settore industriale è da attribuirsi alla componente non elettrica e per lo più legato ad un calo deciso del consumo di prodotti petroliferi. La riga 7 mostra come la quota di energia elettrica ha sempre rappresentato circa il 33 % del totale: nei due anni estremi (1990 e 2008), la quota è salita rispettivamente al 40% e 48% a dimostrazione che è calata la quota da calore ed in minima parte dai trasporti, a seguito del minor impiego di prodotti petroliferi. Di fatto, ciò rappresenta un indicatore della situazione di crisi che ha caratterizzato l'economia della Sardegna in cui al rallentamento dei processi produttivi ha fatto riscontro la diminuzione dei consumi di prodotti petroliferi finalizzati alla produzione di calore e/o vapore di processo.

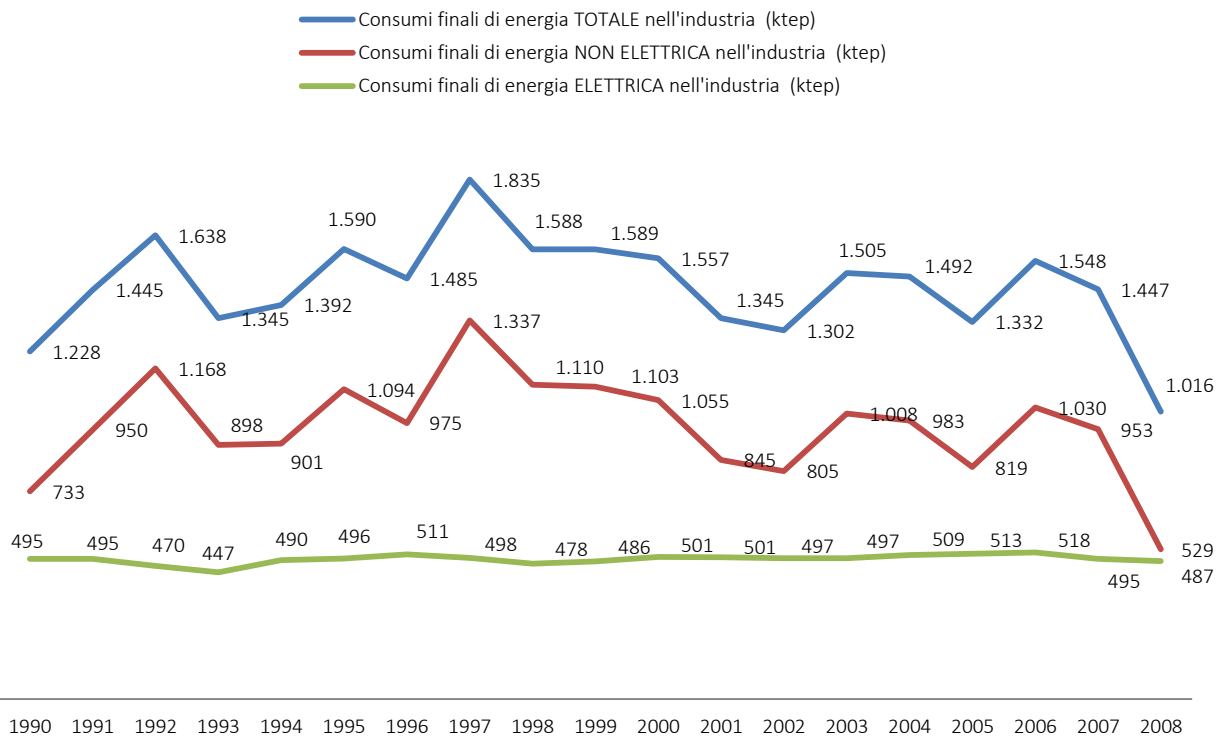


fig. 9.10. Consumi finali di energia nel settore industriale. Periodo 1990-2008. Fonte: Enea.

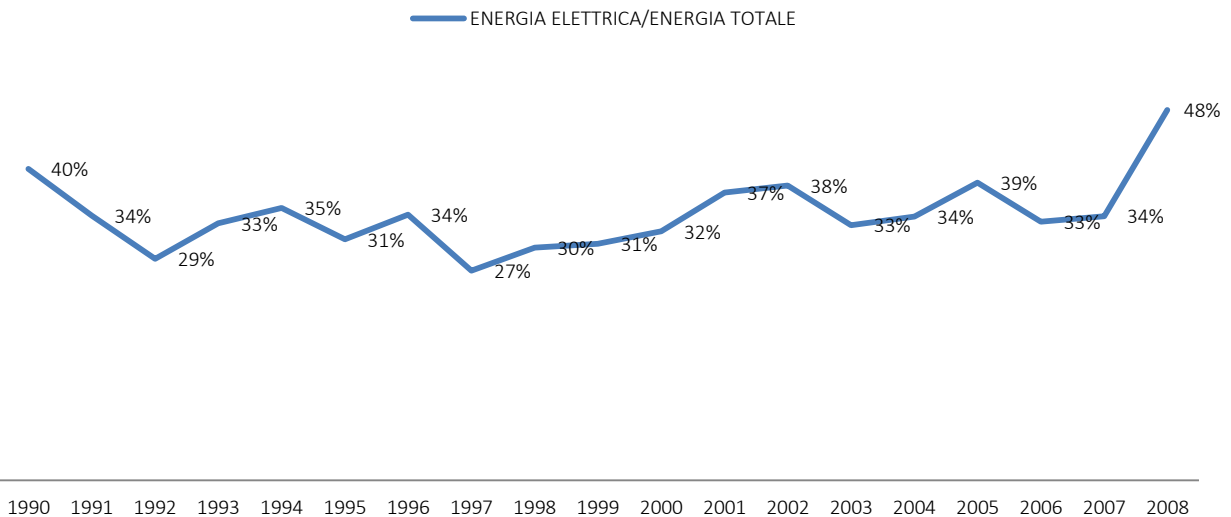


fig. 9.11. Serie valori del rapporto e. elettrica / e. totale nell'industria. Periodo 1990-2008. Fonte: Enea.

Per poter redigere il Bilancio Energetico Regionale e verificare l'obiettivo Burden Sharing è necessario aggiornare il dato di consumo di termica nel settore industriale.

Nell'ambito della ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER) per l'anno 2013, è stata condotta un'analisi specifica che ha permesso di ricostruire il consumo di energia per produzione di energia termica nell'industria, compreso il settore chimico e petrolchimico, mentre sono stati scorporati i consumi associati alla Raffineria Saras (circa 730 kTep) in quanto afferenti al settore trasformazioni, non computabili nei consumi finali lordi ai fini Burden Sharing.

La tabella di seguito riporta i consumi regionali in kTep di energia termica nell'industria suddivisa in due categorie:

- uso diretto delle fonti:
- consumo di una quota delle fonti sotto forma di vapore da centrali CHP.

Si fa presente che la seconda voce rappresenta il cosiddetto "calore derivato" che deve essere necessariamente computato tra i consumi finali lordi ai fini del Burden Sharing. Nella tabella sotto riportata, è stata evidenziata la quota di calore derivato effettivamente utilizzato nell'industria soprattutto petrolchimica e chimica.

| ktep | OC | GASOLIO | GPL (AP) | COKE | FUEL GAS | ZOLFO | ALTRO | SOLARE TERMICO | BIOMASSE | TOT |
|-------------|--------|---------|----------|-------|----------|-------|-------|----------------|----------|--------|
| Uso diretto | 111,38 | 7,49 | 33,27 | 38,92 | 82,53 | 14,88 | 5,44 | 0,35 | 2,34 | 296,61 |
| da CHP | 94,27 | | | | 1,47 | | 5,50 | | | 101,24 |
| TOTALE | 205,65 | 7,49 | 31,60 | 38,92 | 84,00 | 14,88 | 10,93 | 0,35 | 2,34 | 397,85 |

Tab. 9.62. Consumi finali di energia nel settore industriale. Anno 2013. Elaborazione Assessorato Industria.

Il quadro sopra rappresenta una ricostruzione dell'energia termica nell'industria negli ultimi anni in una situazione conseguente alla crisi ed alla chiusura di diverse attività energivore e dominata dai prodotti di origine petrolifera.

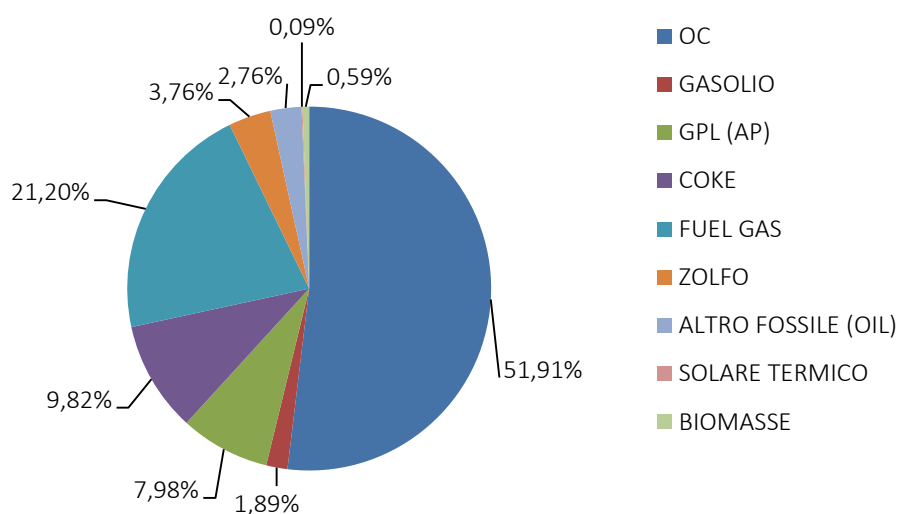


Fig. 9.12. Consumi finali di energia nel settore industriale. Anno 2013. Elaborazione Assessorato Industria.

9.5 IL SETTORE AGRICOLTURA

Per la ricostruzione dei consumi di energia termica nel settore agricolo sono state utilizzate le seguenti fonti:

- Bollettino Petrolifero del MISE
- i dati forniti dall'Assessorato Regionale dell'agricoltura;
- Dati forniti da ENEA e GSE;

L'analisi dei dati ha condotto ad un quadro dei consumi :

| fonte | Consumo | Energia |
|----------------|---------|------------|
| | [t] | [kTep] |
| Gasolio | 2.392 | 2,4 |
| Gpl | 1.982 | 2,0 |
| Solare Termico | - | 0,1 |
| Totale | | 4,5 |

Tab.9.63. Consumi di energia termica nel settore agricolo.

Come si evince dalla tabella sopra i consumi di Calore per il settore agricolo, rappresentati per lo più dal riscaldamento delle sere, costituiscono una quota minoritaria sui consumi totali del Macrosettore Calore.

9.6 ALTRE VOCI

Esistono una serie di voci relative al consumo di energia termica che per le informazioni a disposizione non possono essere attribuite a nessun settore specifico:

| fonte | Energia |
|--------------------------------------|---------|
| | [kTep] |
| CALORE DERIVATO DA FONTI RINNOVABILI | 22 |
| FRAZIONE RINNOVABILE RIFIUTI | 4 |

Tab.9.64. Consumi di energia termica sotto forma di calore derivato da fonte rinnovabile e da frazione rinnovabile dei rifiuti.

La prima voce rappresenta in tabella sostanzialmente il prodotto di impianti cogenerativi alimentati con biomasse mentre il secondo è relativo alla cosiddetta frazione rinnovabile dei rifiuti solidi urbani nella filiera di termovalorizzazione.

9.7 CONCLUSIONI

Nel complesso i consumi finali lordi di energia termica possono essere riassunti come segue:

| VOCE CONSUMO | ENERGIA [kTep] |
|---|----------------|
| CALORE DOMESTICO | 541,6 |
| CALORE CIVILE NON DOMESTICO (TERZIARIO) | 110,6 |
| CALORE INDUSTRIA | 397,8 |
| AGRICOLTURA | 4,5 |
| ALTRE VOCI | 26 |
| TOTALE A BILANCIO | 1.080,5 |
| TOTALE AI FINI BURDEN SHARING | 1.034,3 |

Tab. 9.65. Consumi finali lordi Macrosettore Calore secondo il Burden Sharing. Elaborazioni Ass. Industria.

Come si evince dalla tabella sopra nel complesso il settore calore nelle forme only heat e calore derivato supera di poco i 1.000 kTep e rappresenta circa un terzo dei consumi finali lordi complessivi regionali.

E' interessante evidenziare come il quasi il 60 % dei consumi è rappresentato da settore civile (domestico e terziario) caratterizzato anche dai maggiori margini di risparmio conseguibili con opportune azioni di efficientamento.

CAPITOLO 10. IL MACROSETTORE DEI TRASPORTI

10.1 PREMESSA

Il macrosettore dei trasporti costituisce l'unico settore nel quale lo Stato, nell'ambito del Burden Sharing, ha conservato la competenza relativa alla rendicontazione dei consumi da fonte rinnovabile. In questo capitolo viene illustrato l'esito del lavoro di ricostruzione dei consumi del settore avvenuta attraverso l'acquisizione diretta o tramite modelli di stima. Compito della Regione è poi quello di pianificare i risparmi e gli efficientamenti da perseguirsi tramite l'adozione di sistemi e modelli di trasporto di nuova generazione caratterizzati da maggiore sostenibilità in termini energetici ed ambientali e da una maggiore integrazione con il sistema energetico regionale attraverso misure di carattere organizzativo-pianificatorio. Per questo motivo, nella redazione del Piano, l'Assessorato dell'Industria ha collaborato con l'Assessorato dei Trasporti sia nella fase di reperimento dei dati che nella costruzione di strategie ed azioni allo scopo di rendere coerenti gli strumenti di pianificazione regionali energetico e dei trasporti. Nei paragrafi successivi verrà fornito un quadro conoscitivo complessivo del settore trasporti, sia per quanto riguarda la consistenza dei mezzi di trasporto sia per quanto riguarda i consumi ad essi associati dando evidenza, come sopra riportato, del modello adottato per la ricostruzione dei medesimi. Il macrosettore trasporti è articolato in trasporti terrestri, trasporti marittimi ed aerei. La ricostruzione dei consumi globali presenta alcune difficoltà legate soprattutto ai settori marittimo ed aerei: questi due settori infatti sono caratterizzati da un sistema distributivo dei carburanti particolarmente complesso e pertanto non rendono agevole la valutazione effettiva dei consumi finali associabili alla Regione Sardegna. Occorre sottolineare inoltre che, diversamente dai trasporti terrestri, l'erogazione del combustibile nel mezzo di trasporto aereo e navale non coincide con il valore di consumo associabile alla Regione; più agevole è la ricostruzione dei consumi terrestri anche se non priva di alcune problematiche. I dati contenuti nel Bollettino Petroliero del MISE costituiscono in generale il punto di partenza per giungere, attraverso una serie di elaborazioni, ad una rappresentazione corretta dei consumi.

10.2 I TRASPORTI TERRESTRI

10.2.1 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 seguente tabella riporta il quadro del **parco veicoli regionale** per gli anni 2002-2014.

| TIPOLOGIA | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| AUTOVEICOLI | 874.902 | 899.480 | 890.569 | 917.516 | 943.735 | 959.946 | 971.317 | 980.716 | 992.959 | 1.003.338 | 1.004.388 | 1.004.731 | 1.005.914 |
| MOTOCICLI | 72.750 | 79.269 | 80.820 | 87.773 | 94.675 | 100.826 | 106.277 | 110.819 | 114.370 | 116.950 | 118.382 | 118.831 | 119.583 |
| MOTOV. E QUADR. SPEC. | 157 | 395 | 639 | 903 | 1.207 | 1.523 | 1.880 | 2.159 | 2.325 | 2.462 | 2.549 | 2.628 | 2.691 |
| AUTOBUS | 2.896 | 2.891 | 2.961 | 2.975 | 3.042 | 3.148 | 3.249 | 3.256 | 3.275 | 3.399 | 3.330 | 3.264 | 3.232 |
| AUTOCARRI MERCI | 87.569 | 93.027 | 95.138 | 100.931 | 106.811 | 110.897 | 114.075 | 116.883 | 119.654 | 122.133 | 123.288 | 123.785 | 124.764 |
| MOTOC. E QUADR. MERCI | 15.229 | 14.911 | 13.535 | 13.324 | 13.284 | 13.175 | 13.029 | 12.914 | 12.774 | 12.599 | 12.446 | 12.310 | 12.110 |
| RIM. E SEMIRIM. MERCI | 11.324 | 11.789 | 11.653 | 11.981 | 12.245 | 12.450 | 12.534 | 10.446 | 10.522 | 10.586 | 10.601 | 10.559 | 10.565 |
| TRATTORI STR. O MOTRICI | 4.523 | 4.717 | 4.719 | 4.788 | 4.874 | 4.808 | 4.737 | 4.810 | 4.787 | 4.749 | 4.562 | 4.328 | 4.257 |
| RIM. E SEMIRIM. SPECIALI | 17.264 | 17.552 | 15.460 | 15.387 | 15.349 | 15.336 | 15.290 | 2.560 | 2.616 | 2.701 | 2.734 | 2.729 | 2.796 |
| AUTOV. SPECIALI | 9.997 | 10.762 | 11.510 | 12.289 | 13.167 | 13.918 | 14.772 | 15.532 | 16.187 | 16.611 | 16.942 | 17.200 | 17.551 |
| NON DEFINITO | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 10 | 9 | 7 | 7 | 1 | 2 | 2 | 1 |
| TOTALE | 1.096.618 | 1.134.800 | 1.127.011 | 1.167.874 | 1.208.397 | 1.236.037 | 1.257.169 | 1.260.102 | 1.279.476 | 1.295.529 | 1.299.224 | 1.300.367 | 1.303.464 |

Tab. 10.1. Consistenza del parco veicolare in Sardegna. Fonte: A.C.I. Serie Storica 2002-2014

Si riporta di seguito il quadro sinottico al 31.12 2014 per della categoria autoveicoli speciali/specifici:

| AMBULANZA | BETONIERA | CAMPEGGIO | GRU | ISOTERMICO | SOCCORSO STRADALE | TRASPORTO CARBURANTI | TRASPORTO FUNEBRE | TRASPORTO LIQUIDI | TRASPORTO MERCI PERICOLOSE | TRASPORTO VEICOLI | TRATTAMENTO RIFIUTI | ALTRE | NON DEFINITO | TOTALE |
|-----------|-----------|-----------|-----|------------|-------------------|----------------------|-------------------|-------------------|----------------------------|-------------------|---------------------|-------|--------------|--------|
| 987 | 706 | 3.848 | 157 | 5.370 | 566 | 180 | 450 | 379 | 143 | 173 | 1.037 | 3.514 | 41 | 17.551 |

Tab. 10.2. Ripartizione tipologica dei veicoli speciali/specifici al 31 dicembre 2014. Fonte: ACI.

AUTOBUS

Di seguito si riporta la serie storica del parco regionale degli autobus in funzione del servizio svolto:

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ 02/14 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Privato Trasporto Persone | 803 | 804 | 719 | 713 | 716 | 728 | 708 | 691 | 676 | 650 | 625 | 609 | 586 | -27,0% |
| Pubblici o Noleggio (TPL) | 2.066 | 2.064 | 2.218 | 2.235 | 2.302 | 2.398 | 2.520 | 2.546 | 2.580 | 2.731 | 2.689 | 2.638 | 2.629 | +27,2% |
| Altri usi | 27 | 27 | 24 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 19 | 18 | 16 | 17 | 17 | -3,7% |
| TOTALE | 2.896 | 2.895 | 2.961 | 2.975 | 3.042 | 3.148 | 3.249 | 3.256 | 3.275 | 3.399 | 3.330 | 3.264 | 3.232 | +11,6% |

Tab. 10.3. Serie storica ripartizione autobus per servizio svolto. Anni 2002-2014. Fonte: ACI.

Il quadro del parco autobus circolante in Sardegna per tipologia e motorizzazione al 31 dicembre 2014:

| USO | EURO 0 | EURO 1 | EURO 2 | EURO 3 | EURO 4 | EURO 5 | EURO 6 | Non id. | TOTALE |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|----------|----------|--------------|
| Noleggio | 152 | 51 | 151 | 254 | 97 | 109 | 1 | 1 | 816 |
| Privato | 187 | 86 | 119 | 99 | 70 | 18 | | 7 | 586 |
| Pubblico | 318 | 46 | 272 | 221 | 791 | 164 | | 1 | 1.813 |
| Altri usi | 10 | 2 | 2 | 3 | | | | | 17 |
| Totale Sardegna | 667 | 185 | 544 | 577 | 958 | 291 | 1 | 9 | 3.232 |

Tab. 10.4. Tipologia motorizzazione bus circolanti in Sardegna. Fonte: ACI.

CICLOMOTORI

Di seguito si riporta la ricostruzione della serie storica del parco ciclomotori elaborata a partire da i dati nazionali dell'ANCMA (Associazione nazionale Ciclo Motociclo e Accessori) utilizzando come peso relativo per la Sardegna quello derivante dalla categoria motocicli di fonte ACI.

| Anno | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Δ 02/13 |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| n. | 78.147 | 73.908 | 67.488 | 63.274 | 59.073 | 55.371 | 51.877 | 48.000 | 43.535 | 39.478 | 38.348 | 37.583 | -51,9% |

Tab. 10.5. Consistenza del parco ciclomotori in Sardegna. Fonte: Elaborazione RAS.

Dalla tabella sopra emerge una contrazione del 52% del parco ciclomotori nel periodo 2002-2014.

ANALISI DI DETTAGLIO.

AUTOVETTURE

La seguente tabella illustra l'evoluzione del parco autovetture nel periodo 2002-2014:

| FONTE | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ 02-14 |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| BENZINA | 714.154 | 717.155 | 681.369 | 674.918 | 665.411 | 648.132 | 634.390 | 615.397 | 602.527 | 595.052 | 583.621 | 572.685 | 561.380 | -21,39% |
| GASOLIO | 136.129 | 160.285 | 188.240 | 222.033 | 257.553 | 292.182 | 316.663 | 340.766 | 362.834 | 381.273 | 393.570 | 404.738 | 417.186 | +206,46% |
| BENZ/GPL | 24.321 | 21.762 | 20.664 | 20.274 | 20.467 | 19.282 | 19.883 | 24.148 | 27.152 | 26.555 | 26.723 | 26.476 | 26.328 | 8,25% |
| BENZ/METANO | 240 | 223 | 241 | 248 | 262 | 302 | 330 | 353 | 394 | 406 | 413 | 413 | 423 | +76,25% |
| ELETT/IBRIDO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 382 | 560 | - |
| ALTRO | 4 | 5 | 5 | 6 | 5 | 10 | 11 | 11 | 11 | 16 | 25 | 2 | 2 | -50,00% |
| NON DEF | 54 | 50 | 50 | 37 | 37 | 38 | 40 | 41 | 41 | 36 | 36 | 35 | 35 | -35,19% |
| TOTALE | 874.902 | 899.480 | 890.569 | 917.516 | 943.735 | 959.946 | 971.317 | 980.716 | 992.959 | 1.003.338 | 1.004.388 | 1.004.731 | 1.005.914 | 14,97% |

Tab. 10.6. Evoluzione parco autoveicoli periodo 2002-2014. Fonte: A.C.I.

La seguente tabella illustra l'articolazione del parco autovetture al 31.12.2014 secondo la motorizzazione:

| alimentazione | EURO 0 | EURO 1 | EURO 2 | EURO 3 | EURO 4 | EURO 5 | EURO 6 | Non iden. | TOTALE | |
|-----------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|------------|------------------|-------------|
| BENZINA | 89.771 | 32.400 | 126.511 | 106.145 | 152.544 | 50.064 | 3.292 | 653 | 561.380 | 55,8% |
| BENZINA O GAS LIQUIDO | 3.535 | 1.489 | 3.748 | 2.099 | 12.813 | 2.496 | 142 | 6 | 26.328 | 2,6% |
| BENZINA O METANO | 88 | 29 | 77 | 35 | 113 | 75 | 6 | - | 423 | 0,0% |
| GASOLIO | 15.249 | 7.179 | 38.075 | 109.845 | 172.753 | 73.554 | 520 | 11 | 417.186 | 41,5% |
| ELETTRICO O IBRIDO | 11 | - | - | - | 72 | 470 | 6 | 1 | 560 | 0,1% |
| ALTRE | 1 | - | - | - | 1 | - | - | - | 2 | 0,0% |
| NON DEFINITO | 28 | - | - | 1 | 2 | - | - | 4 | 35 | 0,0% |
| TOTALE 2014 | 108.683 | 41.097 | 168.411 | 218.125 | 338.298 | 126.659 | 3.966 | 675 | 1.005.914 | 100% |
| | 10,8% | 4,1% | 16,7% | 21,7% | 33,6% | 12,6% | 0,4% | 0,1% | 100,0% | - |

Tab. 10.7. Consistenza del parco autovetture secondo la motorizzazione al 31/12/2014 in Sardegna. Fonte: A.C.I.

Dalla tabella sopra riportata si evince che il 56% delle autovetture sono alimentate a benzina, il 41% utilizzano Gasolio, mentre il restante 3% è suddiviso tra ibride Gpl, Ibride elettriche ed altro. Il 53,3% del parco auto ha motorizzazioni con standard di emissione inferiori all'EURO4.

AUTOBUS

Di seguito il quadro riassuntivo del parco autobus articolato per alimentazione dal 2002 al 2014:

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ 02-14 |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| GASOLIO | 2.870 | 2.864 | 2.945 | 2.959 | 3.024 | 3.130 | 3.226 | 3.231 | 3.250 | 3.375 | 3.307 | 3.240 | 3.209 | +11,6% |
| BENZINA | 26 | 27 | 16 | 16 | 18 | 18 | 23 | 25 | 25 | 24 | 23 | 24 | 23 | +11,8% |
| TOTALE | 2.896 | 2.891 | 2.961 | 2.975 | 3.042 | 3.148 | 3.249 | 3.256 | 3.275 | 3.399 | 3.330 | 3.264 | 3.232 | -11,5% |

Tab. 10.8. Serie storica 2002-2014 della consistenza del parco autobus regionale articolato per alimentazione. Fonte: A.C.I.

Di seguito il quadro riassuntivo del parco autobus articolato per tipologia di servizio dal 2002 al 2014:

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ 02-14 |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| TPL | 2.066 | 2.060 | 2.218 | 2.235 | 2.302 | 2.398 | 2.520 | 2.546 | 2.580 | 2.731 | 2.689 | 2.638 | 2.629 | +27,3% |
| privati | 803 | 804 | 719 | 713 | 716 | 728 | 708 | 691 | 676 | 650 | 625 | 609 | 586 | -27,0% |
| altri usi | 27 | 27 | 24 | 27 | 24 | 22 | 21 | 19 | 19 | 18 | 16 | 17 | 17 | -37,0% |
| TOTALE | 2.896 | 2.891 | 2.961 | 2.975 | 3.042 | 3.148 | 3.249 | 3.256 | 3.275 | 3.399 | 3.330 | 3.264 | 3.232 | -11,5% |

Tab. 10.9. Serie storica 2002-2014 della consistenza del parco autobus regionale articolato per servizio svolto. Fonte: A.C.I.

Qui di seguito vengono riportati i dati relativi al trasporto pubblico terrestre su gomma forniti dall'Assessorato dei Trasporti della Regione Autonoma della Sardegna e dalle aziende interessate:

| Anno | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|------|-------------------|------------|------------|------------|---------|------------|
| Km | Linee urbane | 20.423.959 | 20.307.426 | 22.119.176 | ND | 22.460.000 |
| | Linee extraurbane | 45.036.506 | 45.207.455 | 45.275.995 | ND | 44.490.000 |
| | Gran Turismo | 231.062 | 290.477 | ND | ND | ND |
| | Filobus | 1.106.087 | 1.473.985 | 997.861 | 962.247 | 976.968 |

Tab. 10.10. Percorrenze in km dei mezzi pubblici terrestri su gomma in Sardegna. Anno 2013. Fonte: Assessorato Trasporti della RAS.

AUTOCARRI E TRATTORI STRADALI

Nell'ambito del trasporto merci la tabella di seguito si riporta l'evoluzione del parco autocarri nel periodo 2002-2014.

| alimentazione | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ 02-14 |
|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Benzina | 6.964 | 7.346 | 6.347 | 6.446 | 6.613 | 7.003 | 7.066 | 6.964 | 6.952 | 6.932 | 6.907 | 6.817 | 6.664 | -4,3% |
| Gasolio | 80.330 | 85.436 | 88.534 | 94.205 | 99.901 | 103.564 | 106.567 | 109.270 | 111.893 | 114.330 | 115.475 | 116.056 | 117.187 | +45,9% |

Tab. 10.11. Evoluzione del parco autocarri nel periodo 2002-2014. Fonte: A.C.I.

Per quanto riguarda i trattori stradali la tabella che segue riporta l'evoluzione nel periodo 2002-2014:

| alimentazione | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ 02-14 |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Benzina | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | - |
| Benzina o gpl | 2 | 2 | 2 | 2 | - | - | - | - | - |
| Gasolio | 4.800 | 4.729 | 4.802 | 4.779 | 4.743 | 4.555 | 4.321 | 4.250 | -11,5% |
| Non definito | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | - |
| Totale | 4.808 | 4.737 | 4.810 | 4.787 | 4.749 | 4.562 | 4.328 | 4.257 | -11,5% |

Tab. 10.12. Evoluzione del parco autocarri nel periodo 2002-2014. Fonte: A.C.I.

CONSUMI

Per la ricostruzione dei consumi finali di energia nei trasporti terrestri il punto di partenza è rappresentato dai dati del Bollettino Petrolifero ed in particolare dalle voci "Benzina Rete" ed "Extrarrete", "Gasolio Motori" e "Gpl-Autotrazione" mentre solo una parte della voce "Gasolio Motori Extrarrete" può essere attribuita ai trasporti terrestri. L'analisi condotta specifica condotta porta al seguente quadro complessivo dei consumi nei trasporti terrestri su gomma:

| ALIMENTAZIONE | TIPOLOGIA | ktep | | |
|---------------|--|--------|-------|-------|
| BENZINA | Autovetture (comprese ibride) | 220,0 | 223,8 | 262,8 |
| | autovetture turisti | 3,8 | | |
| | autocarri | 10,5 | 12,6 | |
| | motocarri | 2,0 | | |
| | motocicli | 19,7 | 25,9 | |
| | ciclomotori | 6,2 | | |
| | Motoveicoli, Quad. Speciali e Bus | 0,5 | 0,5 | |
| GASOLIO | Autovetture | 260,8 | 266,1 | 475,3 |
| | Autovetture Turisti | 5,4 | | |
| | Autocarri >3,5t e trattori stradali | 131,9 | 209,3 | |
| | Autocarri <3,5t | 77,4 | | |
| | Autobus privati + autoveicoli speciali | | | |
| GPL | Autovetture | 18,2 | 19,0 | 19,0 |
| | Autovetture Turisti | 0,8 | | |
| | Autobus TPL | 0,0006 | | |

Tab. 10.13. Quadro di dettaglio consumi trasporti terrestri su gomma anno 2013. Fonte: Elaborazione su dati UP-Mise.

Per calcolare i consumi finali totali di gasolio nel trasporto merci è stato utilizzato l'indicatore di fonte ISTAT relativo al movimento merci complessivo in Sardegna pari a ca 16,6 milioni di tkm a cui è stato applicato il fattore di consumo di 115 gep/tkm e la percorrenza media di una unità di merce pari a ca. 69 km.

La quota di consumo Gasolio Benzina/Gpl relativa al Trasporto Pubblico Locale terrestre su gomma è pari a ca. **21,71 kTep** mentre Il consumo finale di energia elettrica per i filobus è pari a ca. **2,53 GWh ~ 0,22 kTep** (in termini di consumi finali).

10.2.2. TRASPORTI SU FERRO

Nella tabella che segue vengono riportati i dati relativi al trasporto pubblico locale su ferro forniti dall'Assessorato dei Trasporti della Regione Autonoma della Sardegna e delle società di trasporto:

| Anno | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Δ 09-13 |
|------|----------|---------|-----------|-----------|------|---------|---------|
| km | Metro | 402.072 | 470.195 | 512.728 | nd | 502.561 | +25% |
| | Ferrovie | nd | 5.334.311 | 4.695.054 | nd | nd | - |

Tab. 10.13. Consumi e km percorsi dai mezzi pubblici terrestri su ferro in Sardegna. Periodo 2009-2011. Fonti: varie.

Complessivamente il consumo di gasolio associabile al trasporto pubblico locale terrestre su ferro è pari a ca. **5,2 kTep** mentre il consumo di elettricità è pari a circa 2.5 GWh che in termini di consumi finali equivalgono a 0,21 kTep.

10.2.3. CONSUNTIVO TRASPORTI TERRESTRI

Di seguito la tabella riassuntiva dei consumi di energia per i trasporti terrestri

| TIPOLOGIA | kTep |
|--------------------------------------|--------------|
| Trasporti Terrestri su gomma | 757,1 |
| <i>di cui: TPL</i> | 21,71 |
| Terrestri su Ferro | 5,2 |
| <i>di cui: TPL</i> | 5,2 |
| TOTALE | 762,3 |
| Trasporti Terrestri Elettrico | 0,43 |
| <i>di cui: TPL</i> | 0,43 |

Tab.10.15. Consumo energia nei trasporti terrestri – Anno 2013. Fonte: Elaborazione Servizio Energia.

10.2.4 LA MOBILITA' DELLE MERCI E DELLE PERSONE NEI TRASPORTI TERRESTRI.

MERCI

La tabella seguente illustra i trasporti delle merci su strada in Sardegna nell'anno 2013, 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.

| TRASPORTI MERCI INTERNI | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|------------|---------|-------------|------------|---------|------------|------------|---------|
| | Conto proprio | | | Conto terzi | | | Totale | | |
| | Tonn. | Tkm ('000) | Km medi | Tonn. | Tkm ('000) | Km medi | Tonn. | Tkm ('000) | Km medi |
| Origine | 2 116 739 | 119 362 | 56,4 | 14 656 366 | 946 284 | 64,6 | 16 773 105 | 1 065 646 | 63,5 |
| Destinazione | 2 128 549 | 125 652 | 59 | 14 825 961 | 1 029 659 | 69,4 | 16 954 511 | 1 155 311 | 68,1 |
| TRASPORTI MERCI COMPLESSIVI | | | | | | | | | |
| | Conto proprio | | | Conto terzi | | | Totale | | |
| | Tonn. | Tkm ('000) | Km medi | Tonn. | Tkm ('000) | Km medi | Tonn. | Tkm ('000) | Km medi |
| Origine | 2.120.801 | 119.659 | 56,4 | 14.702.840 | 1.029.939 | 70,1 | 16.823.641 | 1.149.598 | 68,3 |
| Destinazione | 2.128.549 | 125.652 | 59 | 14.850.748 | 1.077.249 | 72,5 | 16.979.297 | 1.202.901 | 70,8 |

Tab. 10.16. Trasporto merci in Sardegna per origine e destinazione e per titolo in Sardegna. Anno 2013. Fonte: Istat.

Per quanto concerne le merci su ferro si evidenzia che dal 2010 non si effettuano più trasporti di merci su ferro.

PERSONE

L' Istituto Superiore di Formazione e Ricerca per i Trasporti (ISFORT) conduce rilevazioni mirate a conoscere le abitudini degli automobilisti italiani mediante somministrazione di questionari o attraverso interviste telefoniche. Sulla base delle risultanze di tali indagini, è stato possibile determinare numerosi parametri relativi alla mobilità; integrando tali dati con quelli relativi al circolante (fonte ACI), suddiviso per Regione, è stato possibile calcolare il valore dell'indicatore classico della domanda di mobilità ovvero i passeggeri per Km (Pkm) che risulta dal prodotto fra il chilometraggio medio annuo, il numero delle autovetture circolanti ed il coefficiente di riempimento. Si riporta il valore del parametro Pkm per gli autoveicoli, motocicli, ciclomotori e per il trasporto pubblico, considerando la quota di trasporto pubblico sul trasporto totale.

| Categoria | AUTOVEICOLI (a) | MOTOCICLI (b) | CICLOMOTORI (c) | TOTALE (a+b+c) | TR. PUBBLICO (d) | TR. TOTALE (a+b+c+d) | % PUBBLICO SU TOTALE |
|------------|-----------------|---------------|-----------------|----------------|------------------|----------------------|----------------------|
| 2000 | 19.084.816.018 | 485.169.927 | 312.987.877 | 19.882.973.822 | 801.384.381 | 20.684.358.203 | 3,87% |
| 2001 | 17.794.540.026 | 448.577.095 | 415.249.432 | 18.658.366.553 | 865.605.005 | 19.523.971.557 | 4,43% |
| 2002 | 18.540.138.212 | 339.226.804 | 275.499.247 | 19.154.864.263 | 871.214.310 | 20.026.078.573 | 4,35% |
| 2003 | 19.284.722.850 | 395.051.814 | 284.900.257 | 19.964.674.922 | 877.112.263 | 20.841.787.184 | 4,21% |
| 2004 | 19.329.346.392 | 389.662.592 | 339.385.508 | 20.058.394.492 | 883.774.016 | 20.942.168.508 | 4,22% |
| 2005 | 20.417.130.162 | 687.597.196 | 207.847.980 | 21.312.575.338 | 879.771.051 | 22.192.346.389 | 3,96% |
| 2006 | 19.960.810.432 | 649.387.430 | 139.650.381 | 20.749.848.243 | 883.763.731 | 21.633.611.975 | 4,09% |
| 2007 | 19.514.689.379 | 559.802.072 | 146.497.445 | 20.220.988.896 | 853.742.516 | 21.074.731.412 | 4,05% |
| 2008 | 20.707.632.426 | 550.105.470 | 119.791.273 | 21.377.529.168 | 822.758.571 | 22.200.287.739 | 3,71% |
| 2009 | 22.402.268.640 | 385.773.614 | 75.150.132 | 22.863.192.386 | 637.805.335 | 23.500.997.721 | 2,71% |
| 2010 | 19.415.725.020 | 464.206.790 | 126.565.589 | 20.006.497.399 | 633.148.276 | 20.639.645.675 | 3,07% |
| 2011 | 20.142.243.467 | 419.430.710 | 95.111.896 | 20.656.786.073 | 618.327.191 | 21.275.113.264 | 2,91% |
| Δ% (00-11) | +5,5% | -13,5% | -69,6% | +3,9% | -22,8% | +2,9% | -24,8% |

Tab. 10.17 Andamento dell'indicatore Pkm nel periodo 2000-2011 per il trasporto privato e pubblico. Fonte: ISFORT-ISTAT.

Dalla tabella in relazione agli autoveicoli emerge un lieve aumento dell'indicatore mentre si registrano delle flessioni rilevanti nell'uso dei motocicli (-13,5%) e soprattutto ciclomotori (-70%). Nell'ambito del trasporto pubblico si registra nei primi anni un incremento dell'indice Pkm e successivamente una significativa diminuzione conducendo ad una riduzione complessiva pari a circa il 23%. Nel grafico sottostante sono riportate le evoluzioni storiche del parametro Pkm per i diversi settori del trasporto da cui si evince facilmente la significativa differenza tra l'uso del mezzo privato e l'uso del mezzo pubblico.

Andamento indicatore pkm nelle diverse modalità di trasporto in Sardegna [2000-2011]

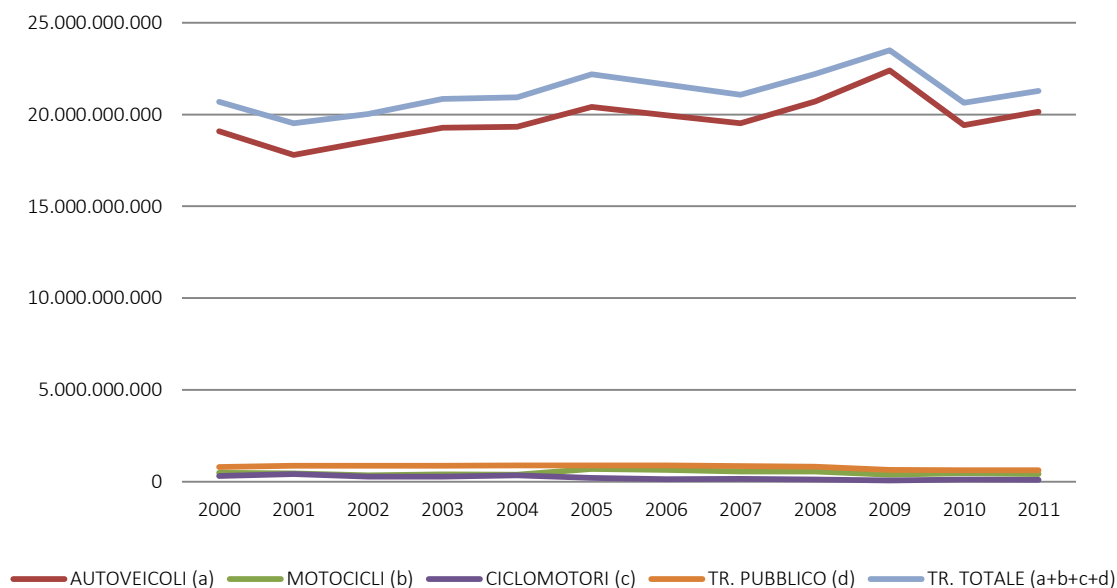


FIG. 10.2 . Evoluzione dell'indice Pxkm in Sardegna nel periodo 2000-2010.

La tabella seguente rappresenta la serie storica dei passeggeri annui del trasporto pubblico locale in Sardegna:

| anno | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| n. | 46.306.000 | 46.867.000 | 46.691.000 | 47.441.000 | 46.784.000 | 47.889.000 | 52.956.000 |
| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Δ% 00-13 |
| 53.572.000 | 54.963.000 | 53.311.000 | 54.221.000 | 50.483.000 | 52.175.000 | 55.291.000 | +19,4% |

Tab.10.18. Passeggeri annui trasportati dal trasporto pubblico locale in Sardegna. Anni: 2000-2013. Fonte: Istat.

La tabella seguente rappresenta la serie storica della percentuale del numero di occupati, studenti, scolari e utenti che hanno utilizzato mezzi pubblici di trasporto sul totale delle persone che si sono spostate per motivi di lavoro e di studio e hanno usato mezzi di trasporto:

| | '95 | '96 | '97 | '98 | '99 | '00 | '01 | '02 | '03 | '04 | '05 | '06 | '07 | '08 | '09 | '10 | '11 | '12 | '13 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| % | 14,8 | 16,6 | 16,0 | 21,9 | 17,2 | 19,1 | 20,8 | 14,3 | 18,7 | N.D. | 15,2 | 15,7 | 16,4 | 15,7 | 14,0 | 16,7 | 14,6 | 13,6 | 17,0 |

Tab. 10.19. Percentuale occupati, studenti, scolari e utenti su mezzi pubblici. Anni 1995-2013. Fonte: ISTAT.

La tabella seguente 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

| | '95 | '96 | '97 | '98 | '99 | '00 | '01 | '02 | '03 | '04 | '05 | '06 | '07 | '08 | '09 | '10 | '11 | '12 | '13 |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| % | 2,5 | 4,0 | 3,5 | 3,4 | 2,8 | 2,4 | 2,9 | 2,1 | 3,4 | N.D. | 2,3 | 1,8 | 3,4 | 3,7 | 1,3 | 3,7 | 2,0 | 2,2 | 2,2 |

Tab. 10.20. Percentuale occupati, studenti, scolari e utenti su mezzi pubblici. Anni 1995-2013. Fonte: ISTAT.

La tabella seguente rappresenta la serie storica dei passeggeri trasportati dal Trasporto pubblico locale nei comuni capoluogo di provincia in termini di numero per abitante:

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| n. | 90,0 | 91,7 | 91,8 | 93,3 | 92,1 | 94,5 | 104,7 | 106,1 | 108,8 | 105,6 | 107,4 | 100,2 | 103,3 | 107,8 |

Tab. 10.21. Percentuale occupati, studenti, scolari e utenti su mezzi pubblici. Anni 1995-2013. Fonte: ISTAT.

Di seguito si riportano i dati Isfort dell'Osservatorio "Audimob" sulla mobilità degli italiani relativi all'intervallo di tempo 2001-2014.

Nella tabella seguente si riportano i dati relativi alle modalità di trasporto per la zona Sud e Isole:

| Anno | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ% (09-14) |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Mezzi pubblici | 6,3% | 7,1% | 7,2% | 7,5% | 8,2% | 7,4% | +17,5% |
| auto | 70,1 | 69,1% | 69,9% | 71,6% | 73,1% | 68,4% | -2,4% |
| Moto o ciclomotori | 4,1% | 3,6% | 3,1% | 1,8% | 2,3% | 3,0% | -26,8% |
| Bici | 19,5% | 20,2% | 19,8% | 0,5% | 0,9% | 1,9% | +8,7% |
| Piedi | | | | 18,6% | 15,4% | 19,3% | |
| TOT | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | - |

Tab. 10.22. Spostamenti per modalità valore percentuale. Zona Sud e Isole. 2009-2014. Fonte: ISFORT.

Dalla tabella precedente si evince che il mezzo maggiormente utilizzato rimane sempre l'auto anche se in graduale diminuzione mentre l'uso di moto e ciclomotori ha subito nel corso del tempo una decisa contrazione in linea con quella registrata dal relativo parco mezzi. L'uso dei mezzi pubblici copre una quota bassa ma in deciso aumento.

La tabella seguente rappresenta l'andamento nel tempo della popolazione mobile in percentuale per la zona:

| 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 81,5% | 80,5% | 78,3% | 72,6% | 72,9% | 77,8% |

Tab. 10.23. Percentuale popolazione mobile in un giorno feriale tipo Sud e Isole. Serie storica 2009-2014. Fonte: ISFORT.

I valori percentuali evidenziano una diminuzione della popolazione mobile fino al 2013 ed una crescita dal 2014.

La tabella che segue riporta i dati relativi al numero medio di spostamenti giornalieri pro capite (su popolazione mobile) ed evidenzia come, per la zona sud e isole, il valore degli spostamenti nel periodo 2009-2014 registra prima un calo anche e dal 2013 un leggero aumento.

| 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|------|------|------|------|------|------|
| 3,07 | 2,98 | 2,66 | 2,71 | 2,73 | 2,88 |

Tab. 10.24. Numero medio di spostamenti giornalieri pro capite per la zona Sud e Isole. Serie storica 2009-2014. Fonte: ISFORT.

La tabella seguente è relativa al tempo giornaliero medio in mobilità pro capite espresso in minuti per l'area sud e isole nel periodo 2009-2014:

| 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|------|------|------|------|------|------|
| 59,3 | 59,7 | 54,9 | 55,9 | 58,2 | 57,9 |

Tab. 10.25. Tempo medio in mobilità giornaliero pro capite per Sud e Isole. Serie storica 2009-2014. Fonte: ISFORT.

In merito alla distanza media giornaliera percorsa pro capite l'andamento nel periodo 2009-2014 è il seguente:

| 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|------|------|------|------|------|------|
| 35,4 | 32,8 | 31,9 | 36 | 39,4 | 32,4 |

Tab. 10.26. Distanza media giornaliera percorsa pro capite per Sud e Isole. Serie storica 2009-2014. Fonte: ISFORT.

La tabella seguente è relativa alla “Motivazione della mobilità” nel periodo 2009-2014 nell’area sud e isole in percentuale:

| % | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|
| Lavoro e/o studio | 33,0 | 32,1 | 33,7 | 33,2 | 35,9 | 34,5 |
| Gestione familiare | 32,7 | 33,8 | 35,8 | 42,5 | 39,4 | 32,8 |
| Tempo libero | 34,3 | 34,1 | 30,5 | 24,3 | 24,7 | 32,7 |
| Totale | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

Tab. 10.27. Motivazione della mobilità (valori percentuali). Serie storica 2009-2014. Fonte: ISFORT.

Per il parametro relativo al raggio della mobilità, sono stati considerati gli spostamenti per lunghezza del percorso distinguendo tra la distanza considerata prossima (fino a 2 km), il corto raggio (da 3 a 5 km), la media distanza (da 6 a 20 km) e la lunga distanza (oltre i 20 km).

| % | 2012 | 2013 | 2014 | Δ12-14 |
|--------------|------|------|------|--------|
| fino a 2 km | 31,6 | 27,1 | 36,7 | +16,1% |
| Da 3 a 5 km | 21,9 | 22,2 | 22,6 | +3,2% |
| Da 6 a 20 km | 33,5 | 36,3 | 29,1 | -13,1% |
| oltre 20 km | 13,0 | 14,4 | 11,6 | -10,8% |
| Totale | 100 | 100 | 100 | - |

Tab. 10.28. Raggio della mobilità in valore percentuale. Serie storica 2012-2014. Fonte: ISFORT.

Dalla tabella si evince come nel periodo 2012-2014 sono aumentati gli spostamenti di prossimità ed a corto raggio a scapito di quelli a media e lunga distanza.

Di seguito la tabella che sintetizza la propensione alla modifica dei comportamenti d’uso dell’auto per l’area Sud e Isole:

| anno | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|-----------------|-------|-------|-------|------|------|------|
| Aumentare uso | 8,7 | 8,1 | 7,7 | - | - | - |
| Diminuire l'uso | 33,5 | 34,0 | 35,4 | - | 37,9 | 34,4 |
| Saldo | -24,8 | -25,9 | -27,7 | - | - | - |

Tab. 10.29. Propensione alla modifica dei comportamenti d’uso dell’auto in valore percentuale. 2009-2014. Fonte: ISFORT.

E’ interessante notare come la propensione alla diminuzione dell’uso dell’auto aumenta durante tutto il periodo della crisi economica, mentre diminuisce dal 2014 quando si registrano i primi segnali di ripresa economica.

In merito alla propensione alla modifica dei comportamenti d’uso dei mezzi pubblici la tabella seguente sintetizza l’andamento nel periodo 2009-2014:

| anno | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|-----------------|-------|-------|-------|------|------|------|
| Aumentare uso | 41,6 | 43,9 | 41,8 | - | 38,3 | 41,0 |
| Diminuire l'uso | 6,0 | 6 | 4,7 | - | - | - |
| Saldo | +35,6 | +37,9 | +37,1 | - | - | - |

Tab. 10.30. Propensione alla modifica dei comportamenti d’uso dei mezzi pubblici in valore percentuale. 2009-2014. Fonte: ISFORT.

La tabella seguente mostra che la propensione alla modifica dei comportamenti d’uso delle moto e dei ciclomotori:

| anno | 2009 | 2010 | 2011 |
|-----------------|-------|------|------|
| Aumentare uso | 14,2 | 13,5 | 9,1 |
| Diminuire l'uso | 3,5 | 3,9 | 4,2 |
| Saldo | +10,7 | +9,6 | +4,8 |

Tab. 10.31. Propensione alla modifica dei comportamenti d’uso delle moto e dei ciclomotori. 2009-2011. Fonte: ISFORT.

10.3. I TRASPORTI MARITTIMI

10.3.1. PREMESSA

Di seguito si descrivono i consumi di energia nel Settore "trasporti marittimi" 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;
- Capitaneria di Porto: i dati si riferiscono alle motovedette assegnate alla Capitanerie di Porto e sono tratti dalla pubblicazione Il Diporto Nautico in Italia anno 2013 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.
- 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".

10.3.2. TRASPORTO MERCI E PASSEGGERI.

IL TRAFFICO MARITTIMO NEI PORTI REGIONALI

Di seguito si riportano i dati ricavati dalle statistiche dell'Autorità Portuale di Cagliari, che considerano il porto di Cagliari per gli anni 2011, 2012 e 2013, tali dati sono disaggregati per tipologia di traffico ulteriormente disagregata.

| Tipologia | Porto di Cagliari | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | Δ% 12-13 |
| | in entrata | in uscita | Totale | in entrata | in uscita | Totale | in entrata | in uscita | Totale | |
| TOTALE TONNELLAGGIO | 19.482.531 | 16.344.144 | 35.826.675 | 18.688.299 | 16.128.806 | 35.379.123 | 20.178.243 | 14.622.400 | 34.800.643 | -2,86% |
| RINFUSE LIQUIDE | 14.625.036 | 11.649.442 | 26.274.478 | 13.938.519 | 11.304.626 | 25.243.145 | 14.406.799 | 9.094.072 | 23.500.871 | -10,56% |
| Grezzo | 14.599.181 | | 14.599.181 | 13.585.548 | | 13.585.548 | 14.221.207 | | 14.221.207 | -2,59% |
| Prodotti Raffinati | | 10.836.893 | 10.836.893 | | 10.407.863 | 10.407.863 | | 8.464.826 | 8.464.826 | -21,89% |
| Gas (liquidi) | 25.855 | 195.690 | 221.545 | 38.237 | 194.928 | 233.165 | 21.548 | 183.520 | 205.068 | -7,44% |
| Altre rinfuse liquide (chimici) | 240.867 | 616.859 | 857.726 | 314.734 | 701.835 | 1.016.569 | 164.044 | 445.726 | 609.770 | -28,91% |
| RINFUSE SOLIDE | 255.366 | 96.980 | 352.346 | - | - | 562.018 | 348.141 | 261.752 | 609.893 | 73,09% |
| Cereali | 42.930 | | 42.930 | | | 42.275 | | 29.588 | 29.588 | -31,08% |
| Mangimi-Foraggi-sementi da olio | | | | | | | | | | |
| Carbone | | | | | | | | | | |
| Minerali alla rinfusa | 211.230 | 82.833 | 294.063 | | | 317.691 | 164.373 | 114.634 | 279.007 | -5,12% |
| Concimi e fosfati | | | 0 | | | 112.381 | 109.178 | 6.500 | 115.678 | |
| Altro | 1.206 | 14.147 | 15.353 | | | 89.671 | 74.590 | 111.030 | 185.620 | 1109,01% |
| MERCI VARIE | 4.602.129 | 4.597.722 | 9.199.851 | 4.749.780 | 4.824.180 | 9.573.960 | 5.423.303 | 5.266.576 | 10.689.879 | 16,20% |
| Contenitori/Casse | 4.328.487 | 4.445.680 | 8.774.167 | 3.366.475 | 3.552.631 | 6.919.106 | 3.913.799 | 3.986.762 | 7.900.561 | -9,96% |
| Ro/ro | 267.846 | 151.883 | 419.729 | 1.349.043 | 1.249.536 | 2.598.579 | 1.499.560 | 1.279.629 | 2.779.189 | 562,14% |
| Altro (auto in pol. Ton) | 5.796 | 159 | 5.955 | 34.262 | 22.013 | 56.275 | 9.944 | 185 | 10.129 | 70,09% |

Tab. 10.32. Dati Merci-Passeggeri Porto di Cagliari 2011-2012-2013. Fonte: Autorità Portuale di Cagliari.

| INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI (in unità) | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | Δ% 12-13 |
| | in entrata | in uscita | Totale | in entrata | in uscita | Totale | in entrata | in uscita | Totale | |
| Numero Navi | 2.973 | 2.944 | 5.917 | 3.023 | 3.057 | 6.080 | 3.138 | 3.155 | 6.293 | +6,35% |
| Numero Tot Pax | 329.433 | 327.218 | 656.651 | 73.528 | 85.234 | 158.762 | 95.149 | 102.269 | 197.418 | -69,94% |
| di cui crocieristi | 232.118 | 232.118 | 232.118 | | 80.555 | 80.555 | | 146.000 | 146.000 | -37,10% |
| MEZZI | 107.209 | 94.907 | 202.116 | 104.651 | 91.547 | 196.198 | 115.579 | 97.853 | 213.432 | 5,60% |
| rotabili | 64.303 | 61.765 | 126.068 | 64.146 | 61.346 | 125.492 | 71.889 | 66.722 | 138.611 | 9,95% |
| auto al seguito | 23.389 | 24.807 | 48.196 | 21.664 | 24.113 | 45.777 | 24.716 | 24.526 | 49.242 | 2,17% |
| auto in polizza | 19.517 | 8.335 | 27.852 | 18.841 | 6.088 | 24.929 | 18.974 | 6.605 | 25.579 | -8,16% |
| moto al seguito | | | 0 | | | 0 | | | | |
| altro (camper, roulotte, bus...) | | | 0 | | | 0 | | | | |
| Numero TEU | 302.650 | 300.586 | 603.236 | 314.518 | 313.091 | 627.609 | 353.270 | 348.873 | 702.143 | 16,40% |
| Vuoti | 36.740 | 44.868 | 81.608 | 46.858 | 53.841 | 100.699 | 52.911 | 60.408 | 113.319 | 38,86% |
| Pieni | 265.910 | 255.718 | 521.628 | 267.660 | 259.250 | 526.910 | 300.359 | 288.465 | 588.824 | 12,88% |
| Numero contenitori | 198.326 | 197.027 | 395.353 | 205.910 | 204.421 | 410.331 | 230.096 | 226.800 | 456.896 | 15,57% |
| Vuoti | 24.033 | 27.044 | 51.077 | 30.102 | 31.982 | 62.084 | 33.272 | 35.753 | 69.025 | 35,14% |
| Pieni | 174.293 | 169.983 | 344.276 | 175.808 | 172.439 | 348.247 | 196.824 | 191.047 | 387.871 | 12,66% |

Tab. 10.33.Bis. Dati Merci-Passeggeri Porto di Cagliari 2011-2012-2013. Informazioni supplementari. Fonte: Autorità Portuale di Cagliari.

Il tonnellaggio totale e le rinfuse liquide registrano nei tre anni un leggero decremento mentre le rinfuse solide e in misura minore le merci varie sono caratterizzate da un deciso aumento. Il numero delle navi riporta un leggerissimo incremento mentre quello dei passeggeri ha una notevole diminuzione a differenza dei mezzi che mostrano andamento altalenante nel triennio considerato. Il numero di TEU (Twenty-foot Equivalent Unit) e di contenitori riportano un deciso aumento dell'ordine del 15-16%. Di seguito si riportano i dati ricavati dalle statistiche dell'Autorità Portuale di Olbia che includono i tre porti commerciali di Olbia, Golfo Aranci e Porto Torres per gli anni 2011, 2012 e 2013. Si precisa che i soli dati disponibili per i tutti e i tre porti sono il numero delle navi di linea, dei passeggeri e dei veicoli industriali. Per i dati relativi alle sole auto, alle navi merci, alle merci ro-ro, alle merci rinfuse liquide e quelle rinfuse solide ci si riferisce solo a P. Torres, mentre per i dati relativi alla merce varia solo al porto di Olbia. Le auto ed i camper sono relative a Olbia e di Golfo Aranci mentre per i carri FS si fa riferimento al a quest'ultimo.

| Tipologia | Olbia (Le merci sono espresse in tonnellate) | | | | | | | | | Δ% (11-13) |
|---------------------|--|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|
| | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | |
| | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | |
| navi di linea | 3.055 | 3.059 | 6.114 | 2.963 | 2.964 | 5.927 | 2.430 | 2.430 | 4.860 | -20,51% |
| passeggeri | 1.343.621 | 1.324.027 | 2.667.648 | 1.254.758 | 1.261.221 | 2.515.979 | 1.142.125 | 1.162.353 | 2.304.478 | -13,61% |
| merce varia | 3.519.730 | 2.847.309 | 6.367.039 | 2.902.828 | 2.469.133 | 5.371.961 | 2.232.726 | 1.783.671 | 4.016.397 | -36,92% |
| auto+camper | 431.755 | 426.779 | 858.534 | 405.702 | 400.515 | 806.217 | 374.152 | 369.928 | 744.080 | -13,33% |
| veicoli industriali | 153.728 | 147.200 | 300.928 | 142.825 | 136.046 | 278.871 | 115.414 | 106.397 | 221.811 | -26,29% |
| rinfuse liquide | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - |
| carri FS | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - |
| navi merci | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - |
| auto | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - |
| merci ro-ro | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - |
| rinfuse solide | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - |

| Tipologia | Golfo Aranci (Le merci sono espresse in tonnellate) | | | | | | | | | Δ% (11-13) |
|---------------------|---|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|
| | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | |
| | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | |
| navi di linea | 729 | 729 | 1.458 | 345 | 344 | 689 | 499 | 500 | 999 | -31,48% |
| passaggeri | 448.017 | 432.497 | 880.514 | 207.704 | 202.733 | 410.437 | 236.226 | 235.048 | 471.274 | -46,48% |
| merce varia | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 71.187 | 20444 | 91.631 | - |
| auto+camper | 155.321 | 149.991 | 305.312 | 69.698 | 67.339 | 137.037 | 77.221 | 76.898 | 154.119 | -49,52% |
| veicoli industriali | 10.157 | 10.160 | 20.317 | 4.520 | 4.332 | 8.852 | 7.621 | 7.260 | 14.881 | -26,76% |
| rinfuse liquide | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| carri FS | 34 | 41 | 75 | 100 | 62 | 162 | 37 | 74 | 111 | 48,00% |
| navi merci | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| auto | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| merci ro-ro | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| rinfuse solide | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| Tipologia | Porto Torres (Le merci sono espresse in tonnellate) | | | | | | | | | Δ% (11-13) |
| | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | |
| | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | |
| navi di linea | 986 | 986 | 1.972 | 867 | 868 | 1.735 | 731 | 731 | 1.462 | -25,86% |
| passaggeri | 443.413 | 416.518 | 859.931 | 400.667 | 370.982 | 771.649 | 345.170 | 332.534 | 677.704 | -21,19% |
| merce varia | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| auto+camper | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| veicoli industriali | 32.268 | 30.145 | 62.413 | 26.907 | 27.401 | 54.308 | 27.939 | 27.732 | 55.671 | -10,80% |
| rinfuse liquide | 967.090 | 203.481 | 1.170.571 | 641.647 | 33.520 | 675.167 | 545.484 | 19.026 | 564.510 | -51,77% |
| carri FS | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | - | - | - | - |
| navi merci | 295 | 296 | 591 | 181 | 179 | 360 | 187 | 184 | 371 | -37,23% |
| auto | 139.500 | 136.331 | 275.831 | 129.100 | 121.307 | 250.407 | 113.038 | 110.087 | 223.125 | -19,11% |
| merci ro-ro | 755.728 | 653.496 | 1.409.224 | 580.311 | 586.806 | 1.167.117 | 587.106 | 560.802 | 1.147.908 | -18,54% |
| rinfuse solide | 958.947 | 245.967 | 1.204.914 | 1.160.547 | 216.648 | 1.377.195 | 1.426.859 | 284.265 | 1.711.124 | 42,01% |
| Tipologia | Totale Porti (Olbia, Golfo Aranci, Porto Torres) (Le merci sono espresse in tonnellate) | | | | | | | | | Δ% (11-13) |
| | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | |
| | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | in entrata | in uscita | totale | |
| navi di linea | 4.770 | 4.774 | 9.544 | 4.175 | 4.176 | 8.351 | 3.660 | 3.661 | 7.321 | -23,29% |
| passaggeri | 2.235.051 | 2.173.042 | 4.408.093 | 1.863.129 | 1.834.936 | 3.698.065 | 1.723.521 | 1.729.935 | 3.453.456 | -21,66% |
| merce varia | 3.519.730 | 2.847.309 | 6.367.039 | 2.902.828 | 2.469.133 | 5.371.961 | 2.303.913 | 1.804.115 | 4.108.028 | -35,48% |
| auto+camper | 587.076 | 576.770 | 1.163.846 | 475.400 | 467.854 | 943.254 | 451.373 | 446.826 | 898.199 | -22,82% |
| veicoli industriali | 196.153 | 187.505 | 383.658 | 174.252 | 167.779 | 342.031 | 150.974 | 141.389 | 292.363 | -23,80% |
| rinfuse liquide | 967.090 | 203.481 | 1.170.571 | 641.647 | 33.520 | 675.167 | 545.484 | 19.026 | 564.510 | -51,77% |
| carri FS | 34 | 41 | 75 | 100 | 62 | 162 | 37 | 74 | 111 | 48,00% |
| navi merci | 295 | 296 | 591 | 181 | 179 | 360 | 187 | 184 | 371 | -37,23% |
| auto | 139.500 | 136.331 | 275.831 | 129.100 | 121.307 | 250.407 | 113.038 | 110.087 | 223.125 | -19,11% |
| merci ro-ro | 755.728 | 653.496 | 1.409.224 | 580.311 | 586.806 | 1.167.117 | 587.106 | 560.802 | 1.147.908 | -18,54% |
| rinfuse solide | 958.947 | 245.967 | 1.204.914 | 1.160.547 | 216.648 | 1.377.195 | 1.426.859 | 284.265 | 1.711.124 | 42,01% |

Tab. 10.33. Dati Merci-Passeggeri Porti Olbia, Golfo Aranci, Porto Torres. Serie storica 2011-2012-2013. Fonte: Autorità Portuale Nord Sardegna.

Si registra nei tre anni considerati un decremento generale del 23,29% per le navi di linea, del 21,66% per i passeggeri e di circa il 23,80% per i veicoli industriali. Per quanto concerne i dati relativi al solo porto di Porto Torres, si ha un decremento generale per i tre anni a confronto tranne che nel caso delle merci rinfuse solide, per le quali si registra un incremento del 42% tra il 2011 e il 2013. La merce varia relativa al porto di Olbia presenta una diminuzione di ca. il 37% tra il 2013 col 2011. Per le auto conteggiate insieme ai camper nei soli porti di Olbia e Golfo Aranci si registra una diminuzione che si attesta intorno al 30% in media. Infine il dato relativo ai carri FS inerente il solo porto di Golfo Aranci, registra un incremento notevole che porta a più che raddoppiare il numero finale tra 2011 e 2012 e registra un discreto decremento nel 2013.

COLLEGAMENTI NAZIONALI

Qui di seguito vengono riportati i dati, tratti da "Atlante delle infrastrutture" del Ministero Infrastrutture e Trasporti, del traffico navale di cabotaggio nazionale Sardegna-Continente per le società Tirrenia, Saremar e F.S.. I dati di Ferrovie dello Stato si riferiscono alla tratta Civitavecchia-Golfo Aranci soppressa nel corso dell'anno 2009.

| TRAFFICO | | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Δ% (90-14) |
|---------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| N. corse | totale | 4.017,50 | 3.980,00 | 3.443,00 | 2.386,50 | 1.700,50 | 1.661,50 | 2.365,50 | 1.669,50 | 1.681,5 | -58,1% |
| | F.S. | 1.646,00 | 1.585,00 | 966 | 351,5 | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 2.371,50 | 2.395,00 | 2.477,00 | 2.035,00 | 1.700,50 | 1.661,50 | 1.661,50 | 1.669,50 | 1.681,5 | -29,1% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 704 | - | - | - |
| Passeggeri | totale | 3.245.003 | 3.118.636 | 2.732.496 | 2.037.438 | 1.296.962 | 1.394.518 | 1.724.600 | 1.381.751 | 1.482.587 | -54,3% |
| | F.S. | 389.897 | 287.888 | 155.446 | - | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 2.855.106 | 2.830.748 | 2.577.050 | 2.037.438 | 1.296.962 | 1.394.518 | 1.394.518 | 1.381.751 | 1.482.587 | -48,1% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 330.082 | - | - | - |
| Autovetture | totale | 772.706 | 772.627 | 691.221 | 520.424 | 344.148 | 392.926 | 489.271 | 400.048 | 437.310 | -43,4% |
| | F.S. | 112.767 | 74.804 | 38.311 | - | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 659.939 | 697.823 | 652.910 | 520.424 | 344.148 | 392.926 | 392.926 | 400.048 | 437.310 | -33,7% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 96.345 | - | - | - |
| Autocarri | totale | 137.028 | 188.562 | 197.495 | 234.955 | 197.278 | 209.753 | 227.387 | 215.813 | 220.309 | +60,8% |
| | F.S. | 7.149 | 26.945 | 18.391 | - | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 129.879 | 161.617 | 179.104 | 234.955 | 197.278 | 209.753 | 209.753 | 215.813 | 220.309 | +69,6% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 17.634 | - | - | - |
| Roulottes | totale | 25.390 | 21.967 | 17.355 | 24.378 | 19.834 | 22.001 | 30.190 | 21.341 | 25.824 | +1,7% |
| | F.S. | 5.485 | 2.137 | 812 | - | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 19.905 | 19.830 | 16.543 | 24.378 | 19.834 | 22.001 | 22.001 | 21.341 | 25.824 | +29,7% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 8.189 | - | - | - |
| Motocicli | totale | 34.410 | 37.793 | 40.885 | 28.887 | 11.825 | 12.317 | 16.914 | 14.673 | 17.149 | -50,2% |
| | F.S. | 6.062 | 4.283 | 2.663 | - | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 28.348 | 33.510 | 38.222 | 28.887 | 11.825 | 12.317 | 12.317 | 14.673 | 17.149 | -39,5% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 4.597 | - | - | - |
| Metri lineari | totale | 1.383.249 | 91.751 | 2.684.733 | 3.135.163 | 2.230.520 | 2.388.237 | 2.588.158 | 2.495.219 | 2.615.243 | +89,1% |
| | F.S. | - | 91.751 | 655.065 | 402.322 | - | - | - | - | - | - |
| | Tirrenia | 1.383.249 | - | 2.029.668 | 2.732.841 | 2.230.520 | 2.388.237 | 2.388.237 | 2.495.219 | 2.615.243 | +89,1% |
| | Saremar | - | - | - | - | - | - | 199.921 | - | - | - |
| Carri F.S. | totale | 66.526 | 63.193 | 37.993 | 21.361 | - | - | - | - | - | - |
| | Carichi | 52.170 | 47.259 | 30.311 | 15.658 | - | - | - | - | - | - |
| | Vuoti | 14.356 | 15.934 | 7.682 | 5.703 | - | - | - | - | - | - |

Tab. 10.34. Traffico marittimo F.S., Tirrenia e Saremar nei collegamenti Continente – Sardegna. Anni 1990-2014. Fonte: Atlante Infrastrutture – MIT.

Dall'analisi dei dati illustrati nella tabella sopra, si evince che nell'arco temporale intercorrente tra il 1990 ed il 2013 il numero di corse doppie si è contratto del 58,1%, mentre il numero dei passeggeri è calato del 54,3%. Il numero delle autovetture mostra un andamento discendente fino al 2010 per poi riprendere a crescere nel biennio 2011-2012 e ricalare successivamente nel 2013; nel 2014 il numero di autovetture ha ripreso a crescere. Complessivamente tra il 1990 ed il 2014 si registra un calo del 43,4%.

Il numero degli autocarri mostra un deciso incremento pari a ca. il 61%, le roulottes e i motocicli mostrano un andamento altalenante, con un massimo nel 2012 per poi registrare un calo nel 2013 ed una ripresa nel 2014.

Il dato dei metri lineari totali registra un aumento di circa il 90%.

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).

Per la maggior parte delle rotte sono stati acquisiti i dati di consumo direttamente dalle compagnie di navigazione e laddove non disponibili si è proceduto a calcolare i consumi a partire dai dati di durata della traversata, il numero delle corse totali in un anno, il consumo specifico di ogni motore (t/h) ed il numero di motori in esercizio.

La tabella seguente illustra i consumi totali nell'ambito del trasporti merci e passeggeri per il 2013 nella navigazione di cabotaggio nazionale:

| combustibile | tonnellate | kTep |
|-------------------|------------|-------|
| Olio combustibile | 324.964 | 318,4 |
| Gasolio | 28.714 | 29,3 |
| Totale | - | 347,7 |

Tab. 10.35. Consumi combustibili nella navigazione nazionale di cabotaggio di merci e passeggeri. Elaborazione Ass. Industria.

Ai fini del calcolo dell'obiettivo burden sharing viene presa delle voci in tabella una quota pari al 50% ossia **173,85 kTep**. Va precisato come il gasolio (marine diesel) viene utilizzato prevalentemente per i generatori di energia elettrica e per le manovre in porto.

COLLEGAMENTI CON LE ISOLE MINORI

Per quanto riguarda i dati relativi agli spostamenti verso le isole della Sardegna (Carloforte, La Maddalena e l'Asinara) si riportano i dati che vanno dagli anni 2001 al 2013 in merito al numero delle corse doppie, dei passeggeri, delle auto e dei metri lineari commerciali.

| Anno | N. corse doppie | Passeggeri | Auto al seguito | Metri lineari commerciali |
|-------------------|-----------------|------------|-----------------|---------------------------|
| 2001 | 20.121 | 2.266.623 | 564.663 | 618.739 |
| 2005 | 19.558 | 2.128.388 | 554.349 | 580.450,5 |
| 2006 | 18.586 | 1.766.172 | 424.558 | 458.590 |
| 2007 | 16.458 | 1.579.594 | 396.768 | 382.556 |
| 2008 | 16.776 | 1.481.905 | 342.287 | 449.150 |
| 2009 | 16.544 | 1.410.839 | 402.785 | 462.891 |
| 2010 | 16.707 | 1.594.216 | 497.306 | 443.833 |
| 2011 | 16.669 | 1.523.314 | 439.407 | 441.381 |
| 2012 | 16.774 | 1.697.385 | 496.987 | 495.334 |
| 2013 | 16.740 | 1.577.225 | 463.156 | 442.545 |
| 2014 | 16.851 | 1.717.867 | 513.347 | 465.351 |
| Δ% (01-14) | -16,25% | -24,21% | -9,09% | -24,79% |

Tab. 10.36. Traffico delle navi nei collegamenti con le Isole Minori. Anni 2001-2013.[Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti]

Tutti gli indicatori sono in graduale flessione fino al 2014, anno dal quale si registra una generale ripresa.

Per calcolare i consumi di carburante delle navi che eseguono i collegamenti con le isole minori della Sardegna sono state considerate tutte le rotte eseguite in un anno dalle varie compagnie di navigazione, dalle quali per la maggior

parte dei casi sono stati reperiti dati puntuali legati ai consumi dei propri mezzi. Per alcuni casi per i quali non sono disponibili i dati misurati sono stati applicati dei modelli di stima considerando per ciascuna rotta i parametri durata della navigazione, numero delle corse totali in un anno, consumo specifico (t/h). Laddove invece disponibili i dati tecnici sui motori si è tenuto conto delle similitudini dei motori delle navi tra le varie compagnie.

Nel complesso si è stimato un consumo globale di Gasolio per l'anno 2013 pari a ca. **5,13 kTep**.

10.3.3 NAUTICA DA DIPORTO E CAPITENERIE DI PORTO.

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". Nei quasi 2000 chilometri di costa 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 31.12.2013 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.

| Area | A vela (con o senza motore ausiliario) | | | | | A motore | | | | | Navi >24 m | Totale |
|----------|--|----------------|---------------|---------------|--------|----------|-----------------|---------------|---------------|--------|------------|--------|
| | <10m | 10,01 - 12,00m | 12,01- 18,00m | 18,01- 24,00m | Totale | <10m | 10,01 - 12,00 m | 12,01- 18,00m | 18,01- 24,00m | Totale | | |
| Sardegna | 104 | 371 | 381 | 26 | 882 | 1.639 | 910 | 920 | 148 | 3.617 | 5 | 4.504 |
| Italia | 2.564 | 8.945 | 6.980 | 1.183 | 19.672 | 30.091 | 13.962 | 13.593 | 2.329 | 59.975 | 247 | 79.984 |

Tab. 10.37. Unità da diporto iscritte negli uffici marittimi per classi di lunghezza al 31.12.2013.

Il peso della contingente regionale sul totale nazionale è pari al 5,6%.

A seguire sono illustrati i dati sulla consistenza dei posti barca in Sardegna ed in Italia al 31.12.2013.

| | Tipologia di struttura | | | Classi di lunghezza in metri | | | posti barca totali |
|----------|------------------------|-------------------|-------------------|------------------------------|-----------------|------------|--------------------|
| | Porto turistico | Approdo turistico | Punto di ormeggio | < 10m o non specif. | da 10,01 a 24 m | oltre 24 m | |
| Sardegna | 11.935 | 3.605 | 1.600 | 11.152 | 5.625 | 363 | 17.140 |
| Italia | 58.149 | 42.895 | 46.760 | 98.090 | 46.289 | 3.425 | 147.804 |

Tab. 10.38. Numero di posti barca per tipologia di struttura e classi di lunghezza al 31.12.2013.

Il numero di posti barca relativi alla Sardegna rappresenta il 11,6% del totale nazionale.

Di seguito si riporta la consistenza dei mezzi navali in Sardegna assegnati alle Capitanerie di porto:

| Capitaneria di Porto | Cagliari | La Maddalena | Olbia | Oristano | Porto Torres | SARDEGNA |
|-----------------------|----------|--------------|-------|----------|--------------|--------------|
| Km di giurisdizione | 579 | 282 | 382 | 206 | 350 | 1.799 |
| Motovedette assegnate | 15 | 8 | 9 | 5 | 6 | 43 |

Tab. 10.39. Mezzi navali assegnati, km di giurisdizione e stabilimenti balneari di competenza degli uffici marittimi – 31.12.2013. Fonte: Comando Generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Ufficio Controllo di Gestione (COGESTAT)

Per il 2013 si è stimato un consumo globale in Sardegna per la nautica da diporto e per i mezzi delle capitanerie pari a **1,7 kTep** di Gasolio e **3,7 kTep** di benzina.

10.3.4 PESCA

Di seguito la tabella che sintetizza i dati della flotta da pesca della Sardegna attiva allo stato attuale articolata per porti secondo il Fleet Register della Commissione Europea:

| porto | n. imbarcazioni | Loa | Lbp | Ton ref | Ton GT | Ton Oth | Power Main | Anno medio |
|---------------|-----------------|------------------|------------------|---------------|---------------|-----------------|------------------|-------------|
| | - | m | m | t | t | t | kW | - |
| ALGHERO | 88 | 730,11 | 648,78 | 461 | 461 | 469,35 | 5.196,24 | 1982 |
| ARBATAX | 67 | 645,3 | 580,8 | 844 | 844 | 728,62 | 5.074,15 | 1991 |
| BOSA | 29 | 248,55 | 227,78 | 118 | 118 | 151,17 | 1.868,9 | 1988 |
| CAGLIARI | 188 | 2.099,89 | 1.825,18 | 4.016 | 4.016 | 3.274,69 | 18.669,26 | 1983-84 |
| C. GONONE | 9 | 115,67 | 96,16 | 206 | 206 | 136,92 | 1.270,88 | 1987 |
| CARLOFORTE | 36 | 309,27 | 283,62 | 238 | 238 | 231,84 | 2.005,84 | 1978 |
| CASTELSARDO | 45 | 407,75 | 357,42 | 188 | 188 | 252,42 | 3.374,15 | 1983-84 |
| GOLFO ARANCI | 37 | 324,62 | 274,86 | 257 | 257 | 263,95 | 2.284,98 | 1986 |
| LA MADDALENA | 40 | 310,04 | 279,2 | 129 | 129 | 162,01 | 2.311,17 | 1985 |
| OLBIA | 33 | 201,74 | 183,26 | 38 | 38 | 51,13 | 240 | 1975-76 |
| ORISTANO | 287 | 2.114,77 | 1.916,08 | 1.160 | 1.160 | 1.165,81 | 9.309,74 | 1981 |
| PORTO TORRES | 97 | 980,79 | 844,65 | 1.053 | 1.053 | 965,25 | 10.601,41 | 1984-85 |
| PORTOSCUSO | 29 | 252,21 | 232,63 | 155 | 155 | 190,96 | 1.281,7 | 1983 |
| S.T. GALLURA | 29 | 279,19 | 249,42 | 201 | 201 | 205,65 | 2.293,14 | 1989 |
| SANT'ANTIOCO | 266 | 2.271,33 | 2.028,29 | 1.651 | 1.651 | 1.606,7 | 12.660,05 | 1984 |
| TOTALE | 1.280 | 11.291,23 | 10.028,13 | 10.715 | 10.715 | 9.856,47 | 78.441,61 | 1984 |

Tab. 10.40. Dati relativi alla flotta da pesca in Sardegna articolata per porti. Fonte: Fleet Register UE.

Si rappresentano i significati degli acronimi.

- Loa - Lunghezza fuori tutto: è la lunghezza massima dello scafo misurata parallelamente della nave alla linea di galleggiamento.
- Lbp - Lunghezza tra le perpendicolari: è la lunghezza di una nave lungo la linea di galleggiamento dalla superficie anteriore dello stelo, o arco principale perpendicolare.
- Ton Ref : Tonnellaggio di riferimento.
- Ton GT: Stazza lorda.
- Ton Oth - Tonnage Other: si riferisce in genere alle capacità dei stivaggio, 100 piedi cubici corrispondono a 1 tonnellata.
- Power Main – Potenza principale: potenza del motore principale.

I dati di consumo di energia dei mezzi da pesca della Sardegna sono stati ricavati a partire dai dati dell'IREPA elaborati dalla società Mably come da tabella seguente:

| Sistemi | consumo carburante [ton] | kTep |
|---------------------|--------------------------|--------------|
| Strascico | 7.073,56 | 7,2 |
| Piccola pesca | 8.456,04 | 8,6 |
| Polivalenti passivi | 1.073,16 | 1,1 |
| TOTALE | 16.602,77 | 16,93 |

Tab. 10.41. Consumi annui di gasolio da pesca anno 2013. Fonte : Mipaaf – Irepa – Mably.

Il consumo di gasolio associato, quindi, al settore della pesca nell'anno 2013 è stato stimato pari a circa **16,93 kTep**.

10.4 I TRASPORTI AEREI

10.4.1 PREMESSA

I trasporti aerei costituiscono un comparto particolare all'interno del Macrosettore Trasporti in quanto i relativi consumi dovranno essere attribuiti alla Regione solo in quota parte.

10.4.2 TRAFFICO AEREO

Di seguito viene riportata la tabella contenente i movimenti aerei per lo scalo di Cagliari-Elmas forniti dalla società di gestione ed inerenti il periodo compresi tra l'anno 2008 e l'anno 2013, distinguendo tra movimenti riportati e movimenti totali.

| Anno | mov riportati | mov totali | % mov riportati |
|-------------------|---------------|---------------|-----------------|
| 2008 | 28.310 | 33.123 | 85,47% |
| 2009 | 32.733 | 35.316 | 92,69% |
| 2010 | 31.094 | 33.934 | 91,63% |
| 2011 | 31.804 | 33.641 | 94,54% |
| 2012 | 29.494 | 31.832 | 93,00% |
| 2013 | 27.346 | 29.501 | 93,00% |
| Δ% (08-13) | -3,4% | -10,9% | +8,8% |

Tab. 10.42. Scalo Cagliari Elmas. Totale movimenti. Periodo 2008-2013. Fonte: MIT-CNIT, SOGAER.

Per le annualità 2011, 2012 e 2013 i dati trovano conferma nel documento *Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti Anni 2012-2013* del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti come di seguito illustrato:

| Dato | dato | Variazioni tendenziali | Incidenza sul totale degli aeroporti italiani | Ripartizione tipologica | |
|-----------------------------------|-----------|------------------------|---|-------------------------|----------------|
| | | % | | Nazionale | Internazionale |
| | | % | % | % | % |
| Movimento di aeromobili [n.] | 29.501 | -7,3% | 2,3 | 78,3% | 21,7% |
| Passeggeri [n.] | 3.574.731 | +0,1% | 2,5 | 77,6% | 22,4% |
| Movimento di aeromobili Cargo [t] | 3.322 | +8,8% | 0,4% | 98,7% | 1,3% |

Tab. 10.43. Cagliari-Elmas. Trasporto aereo commerciale - Servizi di linea e charter e Cargo - Traffico internazionale e nazionale. Anno 2013.

In relazione ai movimenti di aeromobili ed al numero di passeggeri del trasporto aereo commerciale (sia servizi di linea, sia charter) di competenza all'aeroporto di Cagliari Elmas, si evidenzia che il tipo di traffico è soprattutto di carattere nazionale e che l'incidenza rispetto al dato nazionale è pari al 2,3-2,5%. In relazione ai movimenti Cargo l'incidenza percentuale rispetto al dato nazionale è ancor più bassa rispetto ai due dati precedenti pari a 0,4% e, anche in questo caso, il traffico ha carattere soprattutto nazionale.

Di seguito viene riportata la tabella relativa ai movimenti aerei per lo scalo di Olbia - Costa Smeralda :

| Anno | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Δ% 2005-2013 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-----------------|
| movimenti totali | 8.884 | 9.586 | 9.922 | 9.337 | 8.657 | 8.608 | 9.226 | 17.753 | 18.486 | +108,08% |

Tab. 10.44. Scalo Olbia Costa Smeralda. Totale movimenti. Periodo 2005-2013. Fonte: MIT-CNIT, GEASAR.

La tabella sotto mostra il traffico passeggeri per lo scalo di Alghero - Fertilia nel periodo 2004-2013.

| 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | $\Delta\%$ (2004-2013) |
|---------|-----------|-----------|------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------------------|
| 998.811 | 1.079.843 | 1.070.494 | n.d. | 1.380.762 | 1.507.016 | 1.388.217 | 1.511.439 | 1.512.447 | 1.549.004 | 55,08% |

Tab. 10.45. Scalo Alghero Fertilia. Traffico passeggeri. Periodo 2004-2013. Fonte: MIT-CNIT, SOGEAAL.

Le tabelle sopra mostrano come per gli scali di Olbia e Alghero ci sia stato un aumento significativo dei movimenti e dei passeggeri.

Di seguito si riportano i dati concernenti il traffico aereo commerciale internazionale e nazionale relativo ai voli charter nell'anno 2011 tratti dal *Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti Anni 2011-2012 e 2012-2013* (fonte: ISTAT) del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

| | Aeroporti | Movimento di aeromobili | | Passeggeri | | Cargo | |
|------|----------------------|-------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|------------|--------------------------|
| | | Numero | Variazioni tendenziali % | Numero | Variazioni tendenziali % | Tonn. | Variazioni tendenziali % |
| 2011 | Alghero- Fertilia | 224 | -30,9 | 33.269 | -18,2 | 1 | - |
| | Cagliari-Elmas | 922 | -12,8 | 83.833 | -10,7 | 241 | >999 |
| | Olbia-Costa Smeralda | 1.325 | -62,2 | 134.667 | 1,8 | - | -100 |
| | Tortoli | 49 | -89 | 1.392 | -88,4 | - | - |
| | Totale | 2.520 | -53% | 253.161 | 9% | 242 | 1629% |
| 2012 | Alghero- Fertilia | 321 | 43,3 | 43.332 | 30,2 | - | -100 |
| | Cagliari-Elmas | 998 | 8,2 | 88.301 | 5,3 | 43 | -82,2 |
| | Olbia-Costa Smeralda | 1.038 | -21,7 | 137.602 | 2,2 | - | - |
| | Tortoli | - | -100 | - | -100 | - | - |
| | Totale | 2.357 | | 269.235 | -6,3% | 43 | -82,2% |
| 2013 | Alghero- Fertilia | 354 | +10,3% | 54.877 | 26,6% | - | - |
| | Cagliari-Elmas | 900 | -9,8% | 84.483 | -4,3% | 16 | -62,8% |
| | Olbia-Costa Smeralda | 1.108 | +6,7% | 149.851 | +8,9 | 8 | ns |
| | Tortoli | - | - | - | - | - | - |
| | Totale | 2.362 | +0,2% | 289.211 | +7,4% | 24 | -44,2% |

Tab. 10.46. Traffico aereo commerciale internazionale e nazionale relativo ai voli charter - Anno 2011-2013. Fonte: ISTAT.

I dati riportati nella tabella precedente mostrano come la maggiore movimentazione di aeromobili e passeggeri è attribuibile all'aeroporto di Olbia-Costa Smeralda, mentre per i cargo è l'aeroporto di Cagliari - Elmas a detenere la maggiore quantità di tonnellate.

La tabella sotto riportata, sintetizza i dati del traffico dei passeggeri arrivati in Sardegna e partiti verso altri paesi europei nel 2011, 2012 e 2013.

| Paese UE | 2011 | | | | 2012 | | | | 2013 | | | |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| | ALGH. | CAG. | OLB. | TOTALE | ALGH. | CAG. | OLB. | TOTALE | ALGH. | CAG. | OLB. | TOTALE |
| Austria | - | 5.734 | 27.850 | 33.584 | - | 7.151 | 45.747 | 52.898 | - | 7.208 | 36.894 | 44.102 |
| Belgio | - | 58.289 | 6.410 | 64.699 | 22.144 | 61.490 | 6.650 | 90.284 | 30.020 | 63.543 | 9.790 | 103.353 |
| Bulgaria | - | 106 | - | 106 | - | - | 8 | 8 | 541 | - | - | 541 |
| Danimarca | 22.912 | - | 7.971 | 30.883 | 25.650 | - | 6.084 | 31.734 | 25.062 | 1.762 | 8.044 | 34.868 |
| Estonia | | | | | | | | | - | 142 | - | 142 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---------------|----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| Finlandia | | | | | | | | | 2.951 | - | - | 2.951 |
| Francia | 1.397 | 104.578 | 143.057 | 249.032 | 757 | 92.499 | 188.197 | 281.453 | 16.647 | 102.712 | 215.375 | 334.734 |
| Germania | 106.387 | 174.625 | 289.052 | 570.064 | 113.757 | 168.637 | 271.256 | 553.650 | 127.281 | 214.146 | 291.677 | 633.104 |
| UK | 72.722 | 106.091 | 55.383 | 234.196 | 93.427 | 91.313 | 71.132 | 255.872 | 92.337 | 114.266 | 90.859 | 297.462 |
| Grecia | 2 | 16.188 | - | 16.190 | - | 394 | - | 394 | - | 594 | - | 594 |
| Irlanda | 25.937 | | - | 25.937 | 20.834 | - | - | 20.834 | 20.404 | - | - | 20.404 |
| Lussemb. | - | 2.300 | - | 2.300 | - | 2.063 | - | 2.063 | - | 2.697 | 292 | 2.989 |
| Malta | - | 1.500 | - | 1.500 | - | 961 | - | 961 | 168 | 1.274 | - | 1.442 |
| Olanda | 39.484 | 42 | 8.449 | 47.975 | 39.170 | 106 | 8.324 | 47.600 | 37.101 | - | 8.802 | 45.903 |
| Polonia | - | 20.340 | 2.660 | 23.000 | - | 19.912 | 8.096 | 28.008 | 270 | 21.287 | 10.735 | 32.292 |
| Portogallo | - | 2.072 | - | 2.072 | - | 1.088 | - | 1.088 | - | 840 | - | 840 |
| R. Ceca | - | 7.113 | 4.635 | 11.748 | 889 | 7.495 | 3.754 | 12.138 | 1.383 | 7.424 | 4.487 | 13.294 |
| R. Slovacca | 19.707 | - | - | 19.707 | 19.274 | 3971 | - | 23.245 | 25.085 | 4.409 | 4.862 | 34.356 |
| Romania | | | | | | | 170 | 170 | 15.641 | - | - | 15.641 |
| Slovenia | 82 | 93 | - | 175 | - | - | - | 0 | - | - | - | 0 |
| Spagna | 132.032 | 210.742 | 7.581 | 350.355 | 117.301 | 165.618 | 16.857 | 299.776 | 106.720 | 134.264 | 15.408 | 256.392 |
| Svezia | 39.456 | - | 2.458 | 41.914 | 43.065 | - | 2.492 | 45.557 | 45.282 | 1.617 | 8.330 | 55.229 |
| totale | 460.118 | 709.813 | 555.506 | 1.725.437 | 496.268 | 622.698 | 628.767 | 1.747.733 | 546.893 | 678.185 | 705.555 | 1.930.633 |

Tab. 10.47. Traffico commerciale nei principali aeroporti italiani di passeggeri arrivati e partiti da Paesi dell'UE - Anno 2011-2013. Fonte: CNIT.

La maggior quantità di traffico commerciale di passeggeri arrivati negli aeroporti sardi e partiti da Paesi dell'UE riguarda la Germania, la Spagna, la Gran Bretagna e la Francia.

La tabella che segue sintetizza i dati del traffico passeggeri imbarcati in voli commerciali diretti in Europa (Paesi Ue ed Altri Paesi europei) e negli altri Continenti nel 2011, nel 2012 e nel 2013, considerando l'aggregazione degli aeroporti sardi di Alghero, Cagliari e Olbia di origine o di destinazione.

| | Aeroporti | Altri Paesi europei non UE | Africa | Centro America | Nord America | Sud America | Asia e Oceania | tot |
|------|---------------|----------------------------|--------------|----------------|--------------|-------------|----------------|----------------|
| 2011 | Alghero | 23.056 | 1.129 | - | - | - | 566 | 24.751 |
| | Cagliari | 55.181 | 6.664 | - | - | - | 1.232 | 63.077 |
| | Olbia | 66.227 | - | - | 3 | - | 486 | 66.716 |
| | totale | 144.464 | 7.793 | - | 3 | - | 2.284 | 154.544 |
| 2012 | Alghero | 20.096 | 882 | - | - | - | 1682 | 22.660 |
| | Cagliari | 60.450 | 5.504 | 528 | - | - | 1.557 | 68.039 |
| | Olbia | 71.846 | 12 | - | 3 | - | - | 71.861 |
| | totale | 152.392 | 6.398 | 528 | 3 | 0 | 3.239 | 162.560 |
| 2013 | Alghero | 20.609 | 386 | - | - | - | 600 | 21.595 |
| | Cagliari | 89.449 | 3.472 | - | - | - | 1.114 | 94.035 |
| | Olbia | 87.816 | - | - | - | - | 4.568 | 92.384 |
| | totale | 197.874 | 3.858 | 0 | 0 | 0 | 6.282 | 208.014 |

Tab. 10.48. Traffico commerciale di passeggeri arrivati e partiti da altri Paesi europei e da altri Continenti - Anni 2011, 2012 e 2013 Fonte: CNIT.

10.4.3 CONSUMI

La valutazione dei consumi associati al trasporto aereo sono state condotte a partire dai dati dei movimenti di aeromobili, del consumo orario specifico, dei tempi medi associati alle varie rotte e della loro frequenza annuale.

I calcoli per l'anno 2013 hanno fornito per le tratte nazionali un consumo pari a ca. **128,8 kTep** di Jetfuel ; anche in questo caso si associa alla Sardegna una quota di consumo pari al 50% ossia ca. **64,4 kTep**. Similmente sono stati

elaborati i dati relativi al traffico internazionale ricavando un valore complessivo pari a ca. 83,7 kTep che comunque non viene considerato ai fini della valutazione dell'obiettivo Burden Sharing.

E' stata condotta una campagna di raccolta dati presso gli scali di Cagliari, Alghero ed Olbia e delle società di fornitura del servizio di bunkeraggio aereo. Da tale indagine si è potuto valutare che il carburante fornito agli aeromobili nel 2013 si attesta a ca. **80 kTep**-

10.5 AGRICOLTURA

Per quanto riguarda il settore agricolo, dall'analisi dei dati forniti dall'Assessorato dell'Agricoltura si è stimato un consumo di gasolio nel settore per l'anno 2013 pari a ca. **64,14 kTep**. Il dato del Gasolio Agricolo diverge da quello fornito dal Bollettino Petrolifero e deriva dalla banca dati UMA che è da ritenersi altamente affidabile per la misura dei consumi del settore.

10.6 CONCLUSIONI

Dall'analisi svolta e descritta nei paragrafi precedenti ne discende il seguente quadro complessivo dei consumi derivanti dal Macrosettore Trasporti:

| VOCE CONSUMO | ENERGIA [kTep] |
|--|----------------|
| TRASPORTI TERRESTRI | 762,4 |
| TRASPORTI MARITTIMI (quota 50%) | (347,7) 173,8 |
| TRASPORTI MARITTIMI ARCIPELAGO SARDO | 5,1 |
| TRASPORTI AEREI NAZIONALI (quota 50%) | (128,8) 64,4 |
| PESCA | 16,9 |
| DIPORTO NAUTICO E GUARDIA COSTIERA | 5,4 |
| AGRICOLTURA | 64,1 |
| TOTALE RILEVANTE AI FINI BURDEN SHARING | 1.092,2 |

Tab. 10.49. Consumi finali lordi Macrosettore Trasporti per l'anno 2013. Elaborazioni Ass. Industria.

Nella tabella sopra i consumi associati ai trasporti marittimi ed aerei nazionali sono stati presi in quota parte (50%) secondo le indicazioni del Burden Sharing. Si sottolinea come quelli riportati siano i consumi effettivi associati alla navigazione e non il dato relativo al bunker.

In generale i trasporti terrestri rappresentano la quota relativa maggiore pari a circa il 70% e rappresentano allo stato il settore con le maggiori possibilità di intervento in termini di azioni di risparmio ed efficienza.

CAPITOLO 11. IL BILANCIO REGIONALE DELL'ENERGIA E DELLE EMISSIONI PER L'ANNO 2013.

11.1 IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE 2013 E STATO OBIETTIVO BURDEN SHARING.

Nei Capitoli 7, 8, 9 e 10 sono state descritte ed analizzate le fonti di energia primaria disponibili, importate e utilizzate relativamente a ciascuno dei Macrosettori di Consumo (Elettricità, Calore e Trasporti) nel Sistema Energetico della Regione Sardegna; per ciascuno di essi è stato esplicitato in termini quantitativi l'uso delle diverse fonti energetiche. L'analisi e l'elaborazione dei dati raccolti, grazie ad una capillare indagine sul territorio, e l'utilizzo di modelli di stima dei consumi di settore, hanno consentito la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER) della Sardegna relativo all'anno 2013 per tutte le categorie di consumo principali.

Allo scopo di fornire una rappresentazione sintetica ed efficace del BER si è scelto di darne una rappresentazione schematica tramite il diagramma di flusso riportato in figura 11.1. In esso vengono schematizzate le diverse componenti del BER in termini di fonti energetiche primarie in ingresso e in uscita e l'utilizzo delle diverse componenti nei principali settori di consumo.

E' importante precisare che per quanto attiene i trasporti marittimi ed aerei il dato di consumo, come meglio esplicitato nel Capitolo 10, è stato stimato applicando i criteri di Burden Sharing delle quote di consumo.

Il flow chart rappresentato in figura 11.1. è articolato in quattro macro aree principali:

1. l'import di energia dall'esterno del sistema;
2. il sistema energetico regionale (bordo nero con linea continua);
3. l'export di energia verso l'esterno del sistema regionale;
4. i consumi extra territoriali (trasporti marittimi ed aerei)

All'interno del sistema energetico regionale si distinguono tre zone:

- Le fonti energetiche endogene che si distinguono in potenziali ed utilizzate;
- Le trasformazioni ossia il complesso di impianti ed elementi che trasformano l'energia dalle fonti primarie/secondarie in forme per gli usi finali;
- I consumi finali articolati nei tre macrosettori: Elettricità, Calore e Trasporti.

Nella parte bassa del diagramma è riportato il calcolo finale di verifica dell'obiettivo Burden Sharing di cui al DM MISE 15.03.2012.

La ricostruzione dei consumi finali lordi complessivi e i dati relativi al consumo di energia da fonte rinnovabile nel settore termico ed elettrico hanno permesso di verificare che la Regione Sardegna ha superato nel 2013 l'obiettivo definito dal *Decreto Burden Sharing* pari al 17,8%:

$$O = \frac{FER_E + FER_C}{CFL} = \frac{722}{3.003} = 24\%$$

BILANCIO ENERGETICO REGIONALE SARDEGNA 2013 (Ktep)

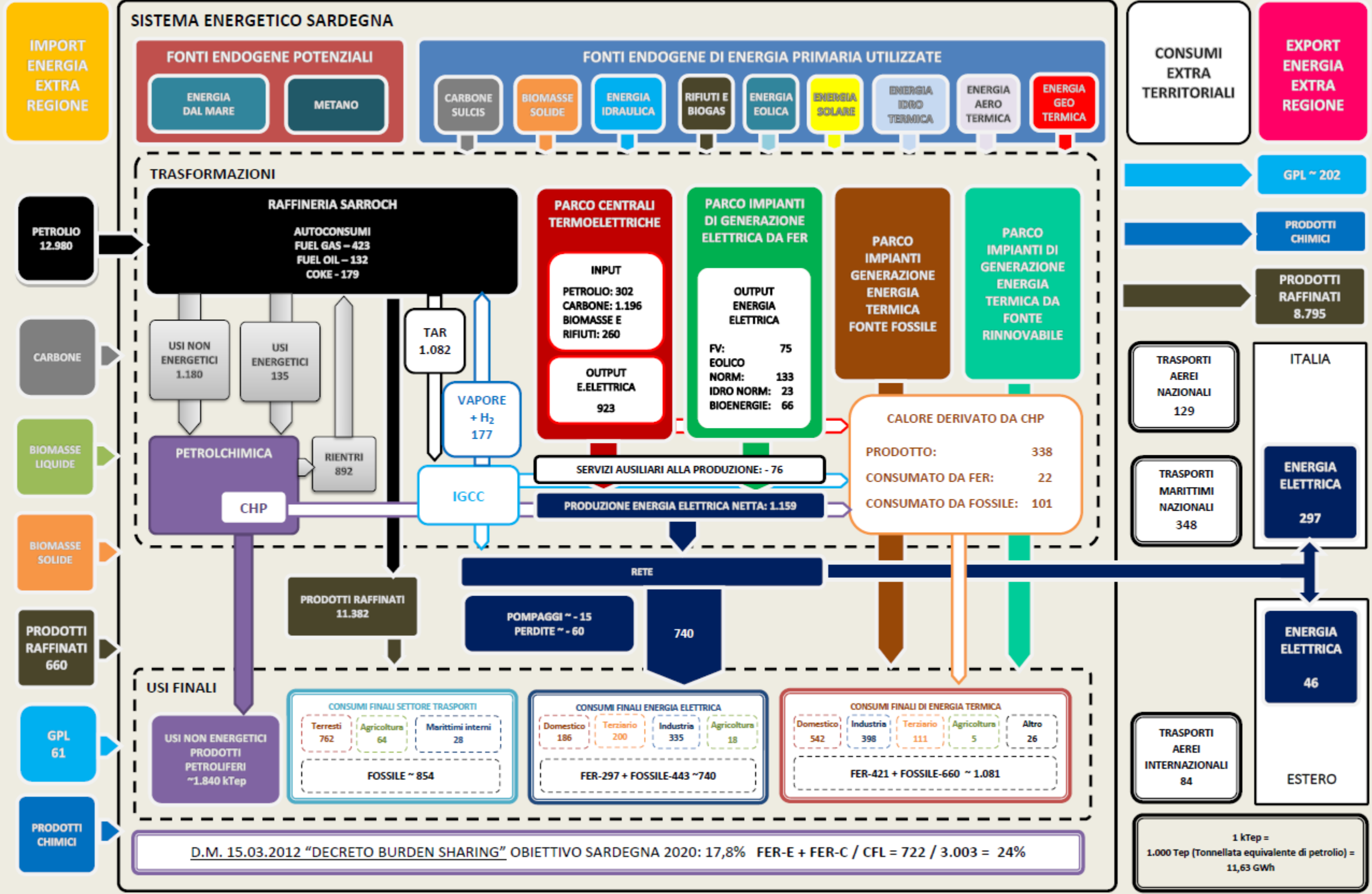


Fig. 11.1. Bilancio Energetico Regionale 2013.

11.2 STATO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DELLA SARDEGNA.

Per la valutazione dell'efficacia delle azioni proposte nel piano al fine del raggiungimento dell'obiettivo ambientale di riduzione delle emissioni del 50% rispetto a quelle registrate nel 1990 è stata condotta una approfondita analisi delle banche dati ufficiali e dello stato del sistema energetico sardo nel periodo di riferimento.

In particolare, si desidera sottolineare che nell'anno di riferimento (1990) la Sardegna presentava una configurazione energetica tipica dei sistemi isolati e non interconnessi.

Il consumo di energia elettrica era soddisfatto prevalentemente dalla produzione delle centrali termoelettriche regionali e, la connessione con il continente, allora realizzata esclusivamente dal SaCol, era destinata alla fornitura di energia elettrica per garantire continuità e stabilità al sistema elettrico isolano. Per quanto concerne il settore trasporti e calore, la condizione geografica di insularità consente di affermare che i consumi energetici registrati e le conseguenti emissioni erano e sono associabili esclusivamente alla domanda interna.

Pertanto, il bilancio di emissioni della Sardegna del 1990 rappresenta lo stato delle emissioni delle attività sviluppate localmente ed associate alla domanda di energia della Regione Sardegna. Tale considerazione impone che per poter svolgere una analisi comparativa congruente il raffronto tra i bilanci di emissione debba essere condotto nelle stesse condizioni a cui ci si riferisce, considerando, quindi, i bilanci di emissione associati esclusivamente alla domanda di servizi energetici della Sardegna.

Allo scopo di individuare il parametro di riferimento sono state consultate le banche dati dell'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), l'Ente nazionale a cui è affidata la redazione annuale dell'inventario delle emissioni nazionali e la sua comunicazione agli organismi competenti a livello di Unione Europea (CLRTAP) e di Nazioni Unite (UNFCCC). I dati aggiornati hanno permesso di definire l'entità delle emissioni stimate nel 1990 in Sardegna.

In particolare, le emissioni di anidride carbonica (CO₂) in Sardegna nel 1990 risultavano pari 15,89 milioni di tonnellate, ripartite in termini percentuali secondo la classificazione per livello di attività CORINAIR, come riportato in figura 11.2.

L'analisi dei dati evidenzia che circa il 50% delle emissioni del 1990, pari a circa 8 milioni di tonnellate, è imputabile alla produzione di energia elettrica per circa 5,8 milioni di tonnellate e agli impianti di raffinazione per circa 2,2 milioni di tonnellate.

Come già evidenziato nel Capitolo 8, tali settori, essendo tra quelli maggiormente emissivi, a partire dal 2005 sono stati assoggettati al sistema di mercato noto come Emission Trading System (ETS), basato sullo scambio di quote di emissioni. Risulta quindi particolarmente interessante considerare l'aggregazione dei dati per settori attualmente assoggettati all'ETS come riportato in figura 11.3. Tale analisi permette di evidenziare come circa il 72% delle emissioni prodotte nel 1990 erano associate a sistemi energivori industriali. Da tale aggregazione emerge, inoltre, quale sia il peso del settore trasporti e quale sia invece l'incidenza degli altri settori non ETS.

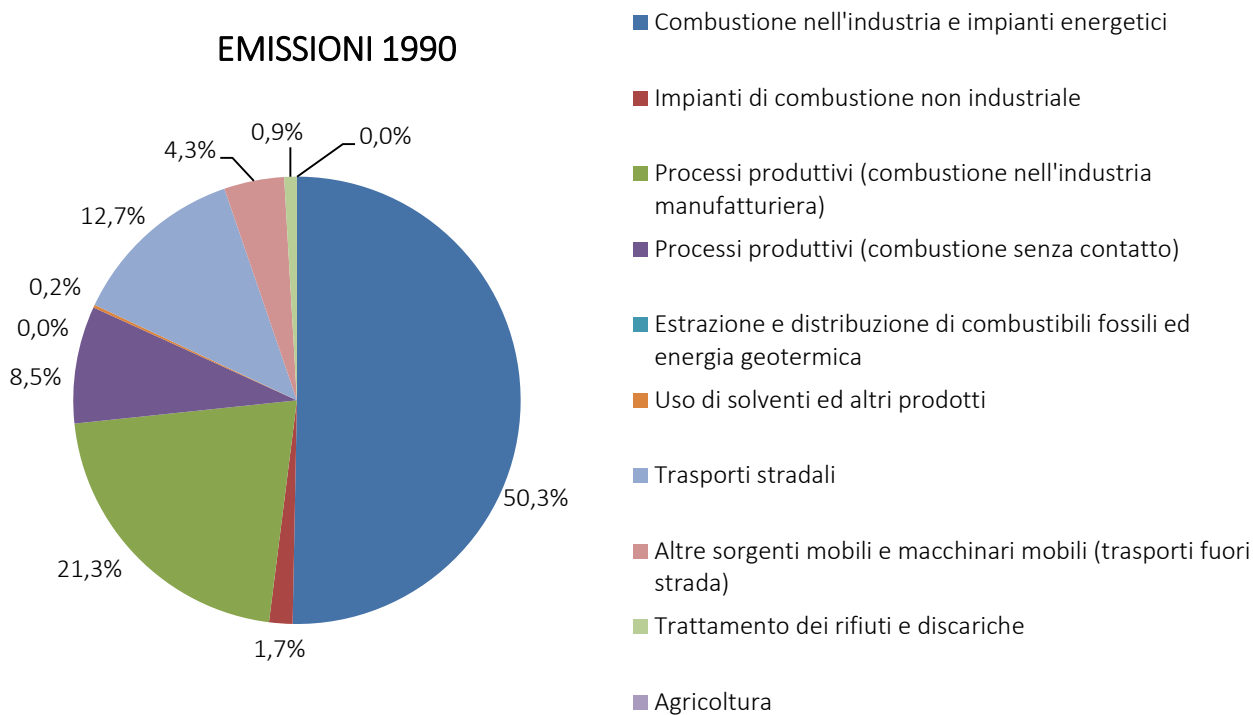


Fig. 11.2. Distribuzione percentuale per settore delle emissioni di CO₂ in Sardegna nel 1990 (Fonte ISPRA)

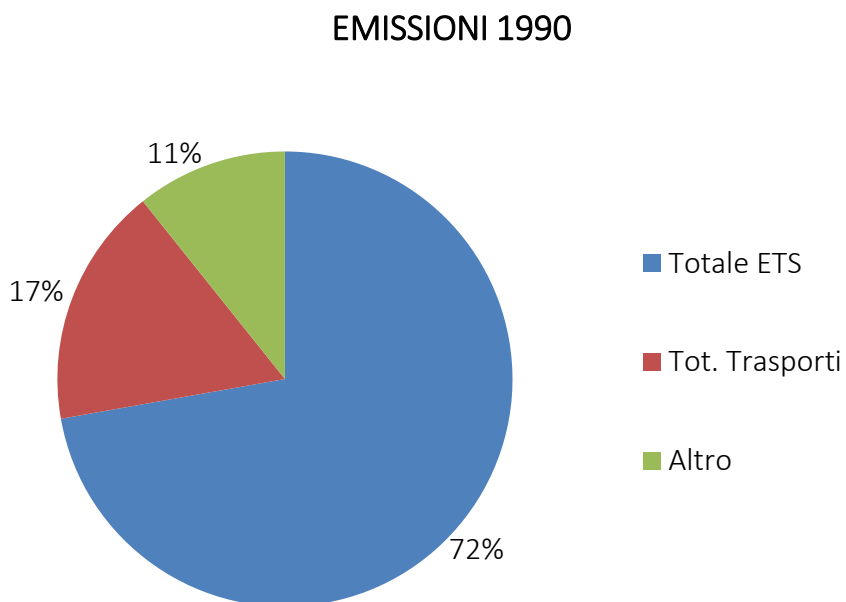


Fig. 11.3. Ripartizione percentuale delle emissioni di CO₂ in Sardegna nel 1990 per settori ETS e NO-ETS

Le analisi delle emissioni relative agli altri gas effetto serra ed in particolare al metano (CH₄) e all'Ossido di azoto (N₂O) evidenziano una concentrazione delle emissioni in particolare nell'Agricoltura e trattamento rifiuti e discariche. Il confronto tra le emissioni di CO₂ equivalente associabili al CH₄ e del N₂O e le emissioni di CO₂ (fig.11.4) evidenzia che nel 1990 questo ultimo era il gas clima alterante principale e in assoluto quello prevalente (98,7%) nei processi di conversione dell'energia (fig. 11.5).

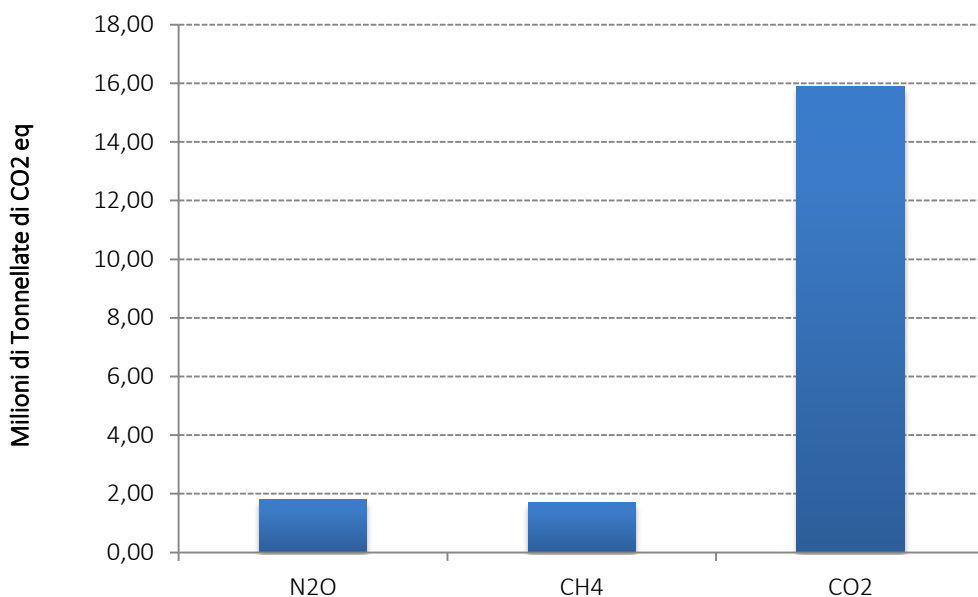


Fig. 11.4. Analisi comparativa tra le emissioni clima alteranti principali nel 1990

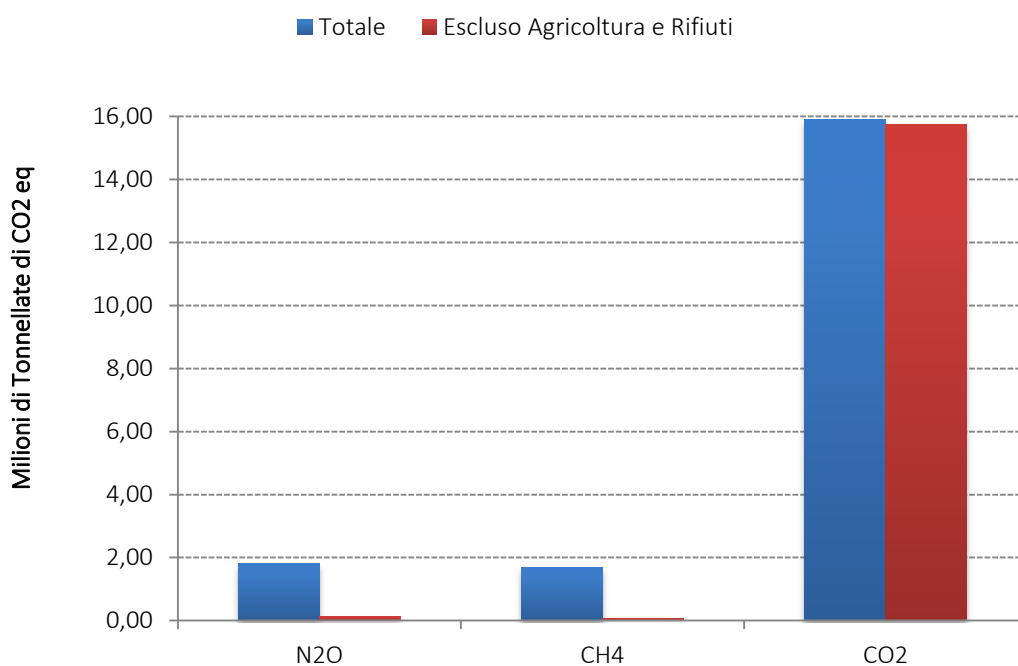


Fig. 11.5. Analisi comparativa tra le emissioni clima alterati considerando solo i processi di conversione energetici

La base dati più recente, coerente e aggiornata ISPRA dei dati associati alle emissioni disaggregate per regione è quella relativa all'anno 2010 (Banche dati ISPRA-www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventaria/disaggregazione-dellinventario-nazionale-2010 - v4.0 maggio 2015). Il valore delle **emissioni prodotte** nel 2010 in Sardegna è stato di 18,14 milioni di tonnellate. Il confronto tra i valori di emissioni di CO₂ **prodotte** in Sardegna tra il 1990 e il 2010 evidenzia un incremento di circa il 14,2% rispetto ai dati del 1990 con un notevole incremento della quota percentuale delle emissioni associate alla combustione nell'industria e negli impianti energetici (+47%; 11,7 Milioni di ton. di CO₂). La ripartizione in termini percentuali secondo la classificazione per livello di attività CORINAIR, riportata in figura 11.6, evidenzia l'incremento sopra descritto.

In particolare, l'unione dei dati relativi ai settori assoggettati all' Emission Trading System, riportato in figura 11.7, consente di rappresentare in maniera efficace come sia divenuta preponderante la quota di emissioni del 2010 riconducibili al settore ETS.

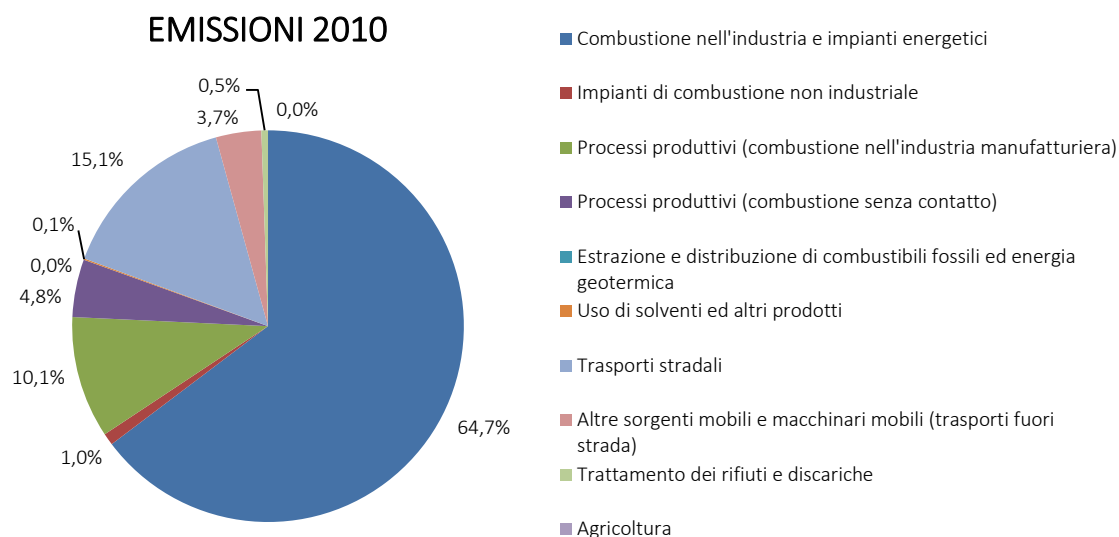


Fig. 11.6. Distribuzione percentuale per settore delle emissioni di CO₂ in Sardegna nel 2010. Fonte: ISPRA.

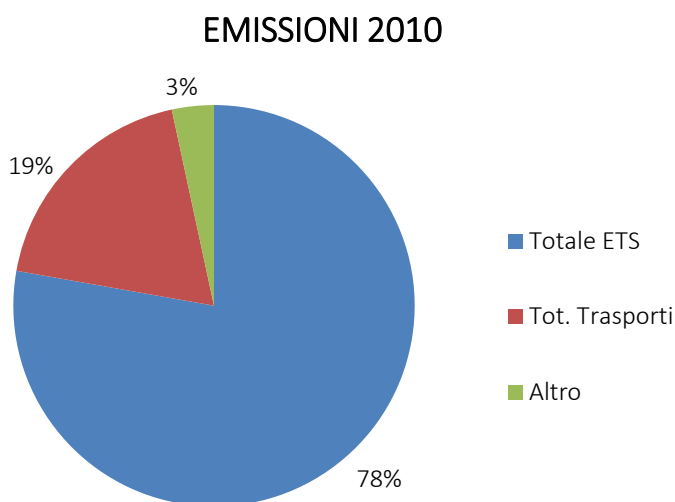


Fig. 11.7. Ripartizione percentuale delle emissioni di CO₂ in Sardegna nel 2010 per settori ETS e NO-ETS

Tuttavia, tale valutazione non tiene conto della trasformazione a cui il sistema energetico elettrico della Sardegna è stato sottoposto negli anni compresi tra 1990 e il 2010. Infatti, in 20 anni la configurazione del sistema elettrico sardo ha subito sostanziali modifiche sia lato produzione, sia lato consumo sia da punto di vista infrastrutturale. In particolare, la condizione di insularità elettrica, presente nel 1990, unitamente alle incentivazioni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili hanno condotto all'immissione nel sistema energetico elettrico nel 2010 di una quantità di energia elettrica pari a circa 1TWh e all'esportazione verso il continente e la Corsica della stessa quantità attraverso il nuovo cavidotto SaPel, entrato in esercizio nel 2009. Pertanto per poter effettuare un confronto coerente tra i dati del 1990 e quelli del 2010 è stato necessario eseguire una valutazione delle emissioni effettivamente associate al consumo energetico regionale in piena coerenza con le indicazioni della Comunità Europea per la definizione dei bilanci locali delle Emissioni.

In particolare, in accordo con la definizione di priorità di dispacciamento delle Fonti Energetiche Rinnovabili è stata valutata a livello regionale ed orario la corrispondenza tra produzione da FER e domanda evidenziando che quest'ultima ha sempre assunto valori maggiori della produzione associata alle fonti rinnovabili consentendo, proprio in virtù della priorità di dispacciamento di imputare questa alla domanda della Regione Sardegna. Sulla base di tali considerazioni è stato possibile determinare le emissioni di CO₂ del settore elettrico imputabili alla domanda di energia elettrica della Regione Sardegna che sono risultate pari a 17,43 Mton con un incremento rispetto al 1990 pari al 9,8%.

Considerata l'incidenza delle emissioni del settore ETS e lo stretto monitoraggio a cui queste sono sottoposte sulla base della Direttiva 2009/29/CE e del recepimento della medesima da parte dello Stato Italiano con Decreto Legislativo n. 30 del 13 marzo 2013, è stata effettuata una analisi puntuale delle evoluzioni delle emissioni ETS riferendosi all' European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) a cui è obbligatorio comunicare i dati in attuazione del Regolamento (CE) n.166/06. L'analisi dei dati disponibili consente anche di descrivere, all'interno del settore ETS, la ripartizione delle emissioni tra le attività classificate in base alla direttiva IPPC¹¹ come mostrato in figura 11.8.

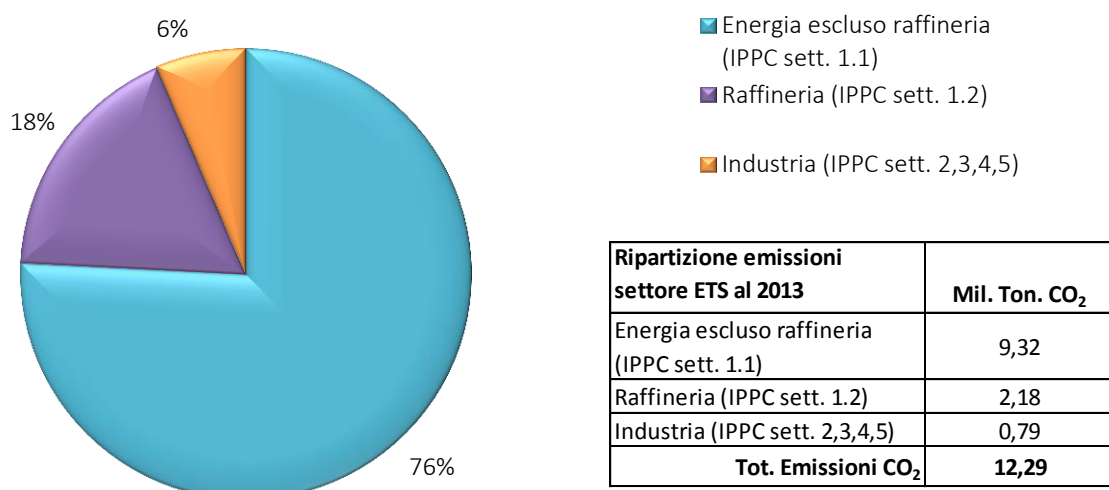


Fig. 11.8. Evoluzione delle emissioni di CO₂ in Sardegna relative al settore ETS dal 2002 al 2013. Fonte: E-PRTR.

¹¹ Direttiva Europea 1996/61/CE (IPPC - Integrated Pollution Prevention and Control). Il settore 1 è quello relativo alle Attività energetiche (tra cui è compresa l'attività 1.2 Raffinerie di petrolio e di gas). I settori 2, 3, 4 e 5 includono, rispettivamente: Produzione e trasformazione dei metalli, Industria dei prodotti minerali, Industria chimica e Gestione dei rifiuti.

L'evoluzione delle emissioni ETS registrate sul registro europeo riportata in figura 11.9, mostra una costante tendenza alla riduzione delle emissioni dal 2006 in poi.

ANDAMENTO EMISSIONI CO₂ IMPIANTI ETS SARDEGNA

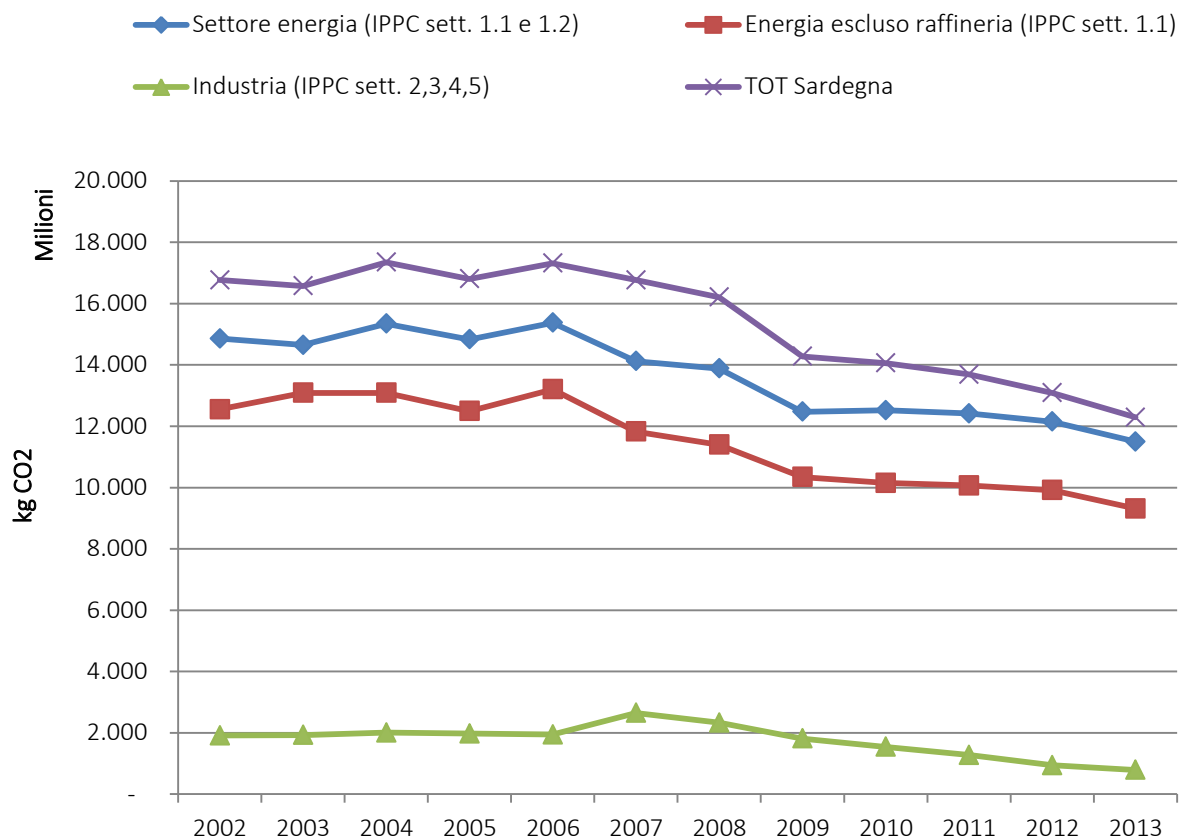


Fig. 11.9: Evoluzione delle emissioni di CO₂ in Sardegna relative al settore ETS dal 2002 al 2013. Fonte: E-PRTR.

La puntuale conoscenza delle principali sorgenti emissive sul territorio regionale, unitamente alla dettagliata ricostruzione del bilancio energetico regionale del 2013 e l'uso di strumenti di calcolo dedicati alla pianificazione energetica ha consentito di stimare le emissioni totali prodotte in Sardegna. Queste sono state quantificate per il 2013 in 16,92 milioni di tonnellate. L'utilizzo della stessa metodologia precedentemente descritta ha consentito di definire le emissioni associate ai consumi energetici elettrici della Sardegna e conseguentemente stimare le emissioni di CO₂ associate alle attività sviluppate in Sardegna. Esse risultano pari a 13,31 Milioni di tonnellate (- 16,2% rispetto ai valori del 1990).

Sulla base di tale ricostruzione è stato possibile effettuare un confronto coerente tra le emissioni di CO₂ associati ai consumi della Regione Sardegna riportati in forma normalizzata rispetto alle emissioni del 1990, riportate in figura 11.10. Nella stessa figura è riportato l'obiettivo regionale indicato dalla Delibera della Giunta Regionale n°48/13 del 2 Ottobre 2015 da conseguirsi entro il 2030.

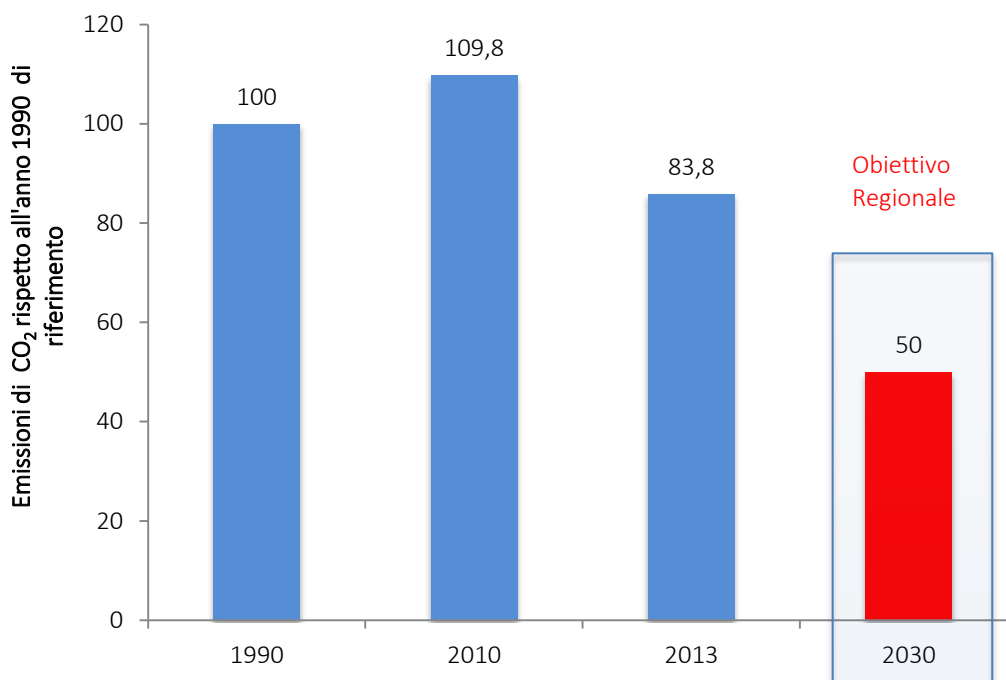


Fig. 11.10. Evoluzione delle Emissioni di CO₂ in Sardegna riferite al bilancio delle emissioni del 1990.

Il confronto tra i valori del 2010 e quelli del 2013 mostra una riduzione di emissioni associate al consumo di circa 25 punti percentuali in meno di tre anni. Questo è il risultato di una combinazione di eventi che si sono realizzati in Sardegna in tale periodo. In particolare, la significativa riduzione del consumo energetico elettrico totale (circa -21%) e il sostanziale incremento della generazione da fonte rinnovabile (+119%) ha determinato il risultato sopra riportato.

Purtroppo, tali risultati non sono il risultato di una azione di pianificazione ma l'effetto di una contrazione dei consumi nel settore industriale, causato da una profonda crisi strutturale che ha investito il settore manifatturiero di base, sia da un tumultuoso sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili sospinto da generosi incentivi il cui onere è e sarà a carico dell'intera collettività nazionale. Pertanto, la riduzione delle emissioni non ha generato, come auspicato dalle linee di indirizzo europee, effetti socio economici positivi per il territorio ma è la conseguenza di una profonda crisi economica territoriale e di una assenza di coordinamento e pianificazione dello sviluppo delle FER a livello sia nazionale che regionale.

CAPITOLO 12. II GAS NATURALE

12.1 PREMESSA

Nel capitolo 11 è stato illustrato il Bilancio Energetico Regionale per il 2013: il mix energetico in fonti primarie in Sardegna è costituito da Petrolio, Carbone e Rinnovabili mentre risulta tuttora assente il gas naturale. Questa peculiare condizione è considerata una delle concause dell'attuale condizione socio economica della Sardegna che risulta, allo stato attuale, per propria condizione insulare, l'unica Regione esclusa dalla metanizzazione che caratterizza al contrario il resto del Paese. L'isola risulta essere infatti priva di un sistema di gasdotti, eccetto che per le reti di distribuzione cittadine in alcuni casi ancora in fase di realizzazione e che utilizzano provvisoriamente propano o altre miscele diverse dal metano.

Numerosi studi hanno condotto delle analisi comparative tra la Sardegna ed il resto d'Italia, evidenziando come il costo medio dell'energia risulti elevato anche a causa dell'assenza del metano. Il settore residenziale, il terziario, l'industriale (inclusa la petrolchimica) ed i trasporti evidenziano oramai da troppo tempo severe criticità date dall'assenza di infrastrutture regionali di approvvigionamento, trasporto e distribuzione del gas naturale.

Nell'ambito del gruppo di lavoro interassessoriale, costituito ai sensi della DGR n. 17/14 del 13.05.2014 è stata condotta un'analisi per stimare il costo della mancata metanizzazione della Sardegna definito in questo contesto come "costo dell'insularità". Una prima stima prudenziale dei costi associati alla mancata metanizzazione dell'isola fornisce una cifra pari ca. 430 M€/anno che determina un'evidente sperequazione rispetto al resto delle regioni italiane.

La Regione Autonoma della Sardegna, particolarmente in questo periodo, profonde il massimo impegno al fine di dotare tutti i Comuni del territorio Regionale di reti di distribuzione del gas cittadino. Infrastrutture capaci, in presenza di un approvvigionamento di metano, di generare un risparmio economico certo. In tal senso la metanizzazione della Sardegna, è stata inizialmente ideata come un processo in cui l'approvvigionamento doveva essere garantito dal Metanodotto Nazionale "GALSI", mentre la distribuzione agli utenti finale doveva realizzarsi attraverso "Reti di distribuzione locali". Nel Maggio 2014 pertanto, a seguito dei ritardi connessi alla realizzazione dell'opera, il Governo Regionale ha deciso di accantonare l'opzione GALSI per percorrere strade alternative.

Nel presente capitolo sono sintetizzati gli esiti del lavoro dall'Amministrazione regionale nell'individuazione di tali alternative che costituiscono il punto di partenza per l'implementazione degli strumenti attuativi finalizzati all'approvvigionamento del Gas Naturale in Sardegna come previsto dalla DGR 48/13 del 02.10.2015 che approva definitivamente le linee di indirizzo del Piano Energetico.

12.2 CONTESTO INTERNAZIONALE

12.2.1 QUADRO GENERALE

Secondo la Strategia Energetica Nazionale si prevede che lo scenario globale nei prossimi 20-25 anni sia caratterizzato da alcune tendenze principali sul lato della domanda e dell'offerta. La domanda di energia nel mondo è prevista in crescita ma con un andamento fortemente differenziato tra diverse aree geografiche: quasi 'piatta' nei Paesi industrializzati, in forte aumento in quelli in via di sviluppo (+60%), i quali rappresenteranno oltre il 60% della domanda globale tra vent'anni. Secondo il World Energy Outlook 2015 la crescita complessiva della domanda di energia nello scenario base (2013-2040) è del 44%.

La crescita attesa dei consumi sarà guidata dai seguenti fattori:

- sostituzione di altri combustibili fossili (grazie al minor livello di costo e di emissioni ed inquinanti locali);
- diversificazione delle fonti energetiche;
- sicurezza di approvvigionamento;
- flessibilità offerta dalla tecnologia CCGT (Centrale termoelettrica a ciclo combinato) necessaria a complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- possibilità che si sviluppi il consumo di gas per autotrazione e quello per la navigazione marittima.

Tra le fonti di energia, il gas naturale e le rinnovabili saranno sempre più in espansione, a scapito soprattutto del petrolio, che perderà quote di mercato mentre il carbone ed il nucleare manterranno sostanzialmente la loro quota di mercato attuale. La domanda globale di gas naturale è prevista in significativo aumento, dai 3.300 miliardi di metri cubi del 2010 agli oltre 5.000 previsti nel 2035, trainata dal consumo in Asia, soprattutto per la generazione elettrica, ma anche per usi industriali e civili.

L'offerta di energia crescerà guidata da una vastissima disponibilità di risorse 'convenzionali' con una sempre maggiore diversificazione geografica ed una maggior importanza del mercato del Gas Naturale Liquefatto ("GNL"). Il ruolo che avrà il cosiddetto gas "non convenzionale" (*shale gas*, *tight gas* e *coalbed methane*) in molti Paesi dipenderà dall'effettiva fruibilità delle riserve geologiche identificate e dalla soluzione delle criticità ambientali. Di fatto, finora il gas non convenzionale ha avuto una grande diffusione soprattutto negli Stati Uniti d'America, che sono diventati autosufficienti con rilevanti riduzione nei prezzi. La portata e la velocità di sviluppo dello "*shale gas*" rappresentano fattori condizionanti per la crescita del mercato nei prossimi anni in quanto, sulla base degli scenari stimati dalla IEA, la produzione di "*shale gas*" potrebbe arrivare a triplicare al 2035, in particolare grazie a Stati Uniti, Cina e Australia, con una significativa diversificazione dei fornitori con contestuale tendenza al ribasso dei prezzi. È evidente come permangano numerose incertezze relative all'evoluzione tecnologica e all'effettiva fruibilità delle riserve geologiche individuate, al livello di accettazione dell'opinione pubblica e alle politiche di sostegno potrebbero determinare uno scenario di minor rapidità di sviluppo dello "*shale gas*".

Il bollettino periodico del GME evidenzia come attualmente il mercato dello "*shale gas*" sia caratterizzato da resilienza, efficienza e produttività, ma anche indebitamento, insolvenza e futuro incerto. Lo "*shale gas*" è ritenuto allo stesso tempo causa ed effetto del crollo delle quotazioni del greggio e ciò ha messo a dura prova gran parte delle compagnie energetiche, già indebitate a causa dei deboli prezzi del gas statunitense rispetto a costi di produzione elevati e ad una modesta crescita dei consumi.

Il settore dello "*shale gas*" negli USA è un importante business di cui l'economia interna ha beneficiato, tuttavia il mutato contesto internazionale comincia ad esercitare un impatto non trascurabile sul comparto, mettendo a rischio la produzione futura.

12.2.2 Il GNL

Nel medio-lungo periodo, l'atteso incremento della capacità di produzione e di liquefazione, anche grazie alla scoperta di giacimenti in regioni remote con limitato accesso ad infrastrutture di export, favorirà l'incremento dei flussi di GNL. Questo dovrebbe manifestare i propri effetti sul mercato e sui prezzi. Inoltre, è ipotizzabile un graduale avvicinamento dei prezzi tra i diversi principali macro-mercati regionali.

Si sottolinea che l'Europa è l'unico continente in cui è previsto un calo di produzione ed è quella in cui è previsto l'aumento più basso dei consumi, a causa della limitata crescita economica, delle politiche di efficienza energetica e dell'effetto di sostituzione delle rinnovabili. Ciò potrebbe determinare l'aumento delle importazioni a causa del rapido declino delle produzioni del Mare del Nord e nel resto dell'Europa, e dell'incremento della domanda, previsto nel medio periodo 2025-2035, in seguito alla progressiva sostituzione di carbone e nucleare per ragioni ambientali e di scelte di politica energetica.

Lo sviluppo della filiera della distribuzione e degli usi finali del GNL è strategico anche nella politica energetica nazionale, anche a seguito delle scadenze fissate dalla direttiva 2014/94/UE per la promozione dei combustibili alternativi. Il GNL è infatti uno dei carburanti alternativi che l'UE intende promuovere per ridurre il consumo di prodotti petroliferi e conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione nel settore dei trasporti. L'Italia sta muovendo i primi passi in questa direzione con l'elaborazione di un documento per una Strategia Nazionale per il GNL che è stato ammesso alla consultazione dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) da giugno a settembre 2015 e ha costituito l'occasione per formulare proposte di misure volte a favorire la nascita della filiera del GNL per i trasporti. Oggi in Italia la principale criticità è rappresentata dall'assenza dell'anello iniziale della filiera costituito dalle infrastrutture di carico dei mezzi per la distribuzione del GNL.

L'uso principale e più conosciuto del GNL è quello legato alla fase di "*midstream*", cioè all'attività di trasporto tramite navi metaniere, dagli impianti di liquefazione presso le aree estrattive verso gli stoccaggi dei terminali di rigassificazione punti di accesso alle reti di metanodotti nelle principali aree di utilizzo del gas naturale.

Il processo di liquefazione, che riduce il volume del gas naturale in condizioni standard di circa 600 volte, trasformandolo in un liquido alla temperatura di circa -162° , offre opportunità che possono essere utilizzate anche nella fase di "*downstream*" tramite mezzi dotati di serbatoi criogenici per il trasporto presso impianti di stoccaggio intermedio o depositi a servizio degli usi finali del gas naturale in forma liquida o rigassificata.

Tale attività ha già avuto sviluppi significativi a servizio di realtà con centri di consumo importanti ma non raggiungibili dalla rete di trasporto e distribuzione del gas, come nel caso norvegese dove alla disponibilità di gas estratto corrisponde una grande dispersione degli insediamenti abitativi. Le infrastrutture necessarie per la fase di distribuzione del GNL possono essere viste anche come una rete virtuale costituita dai punti di stoccaggio di partenza del GNL, dai terminali di carico per i mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici, dai diversi tipi di mezzi per il trasporto (autocisterne, navi o vagoni dotati di serbatoi criogenici o mezzi per il trasporto di isocontainer GNL) e dai depositi a servizio degli usi finali.

I punti di stoccaggio satellite del GNL a servizio degli usi finali sono dotati di un impianto di gassificazione che consente di disporre del gas naturale nelle modalità consuete, fornendo utenze singole per attività produttive, reti di distribuzione locale o stazioni di rifornimento per autoveicoli alimentati a gas naturale compresso (CNG).

I punti di stoccaggio finale possono essere utilizzati anche per rifornire direttamente di GNL quei mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici per l'alimentazione di propulsori a gas naturale soprattutto nel trasporto delle merci su grandi distanze tramite veicoli terrestri pesanti o tramite navi. L'attività di rifornimento di navi e imbarcazioni alimentate a GNL presso depositi costieri si configura come bunkeraggio mentre nel caso dei mezzi per il trasporto terrestre pesante le stazioni di rifornimento si devono dotare delle tecnologie per rifornire direttamente di GNL i serbatoi criogenici dei veicoli. Questi sviluppi della filiera tecnologica del GNL permettono di allargare la gamma dei

mezzi di trasporto che utilizzano il gas naturale come combustibile e quindi sfruttarne i vantaggi economici, energetici e ambientali.

A livello mondiale, il Giappone è una delle principali realtà in cui si è sviluppata la catena logistica di distribuzione del GNL ed è il primo importatore mondiale di GNL con più di 30 terminali di rigassificazione utilizzati prevalentemente per l'importazione. Si è sviluppato in modo significativo il trasporto del GNL via mare nelle acque interne del paese per servire reti locali di distribuzione e utenze industriali *off-grid*. Cinque terminali svolgono questa funzione e sono alimentati tramite navi cisterna di piccola scala che vengono caricate presso i grandi terminali di importazione.

La realtà nord-americana è quella in cui si sta assistendo al maggior sviluppo nell'uso del GNL come combustibile per la navigazione, per le limitazioni al contenuto di zolfo del combustibile previste nelle *Emission Control Area* (ECA) che copre le coste statunitensi e canadesi, sia sul versante Pacifico che Atlantico. Allo stato attuale sono attivi più di una decina di terminali di bunkeraggio per navi alimentate a GNL concentrati prevalentemente sulla costa atlantica mentre è prevista l'attivazione di un'ulteriore ventina già autorizzati.

Negli USA si è avuto un rilevante sviluppo della catena logistica per la distribuzione del GNL al fine di fornire reti locali di distribuzione, utenze industriali e stazioni di rifornimento di GNL in aree *off-grid*. Questo sviluppo nella realtà USA è sinergico rispetto ad un sistema di impianti di liquefazione del GNL *small scale* connessi alla rete di trasporto del gas naturale con funzioni di stoccaggio di riserva per i momenti di punta della domanda nelle reti di distribuzione.

La Cina costituisce la principale realtà mondiale di diffusione del GNL come combustibile per il trasporto terrestre pesante con 1330 stazioni di rifornimento di GNL nel 2013 pari al 90% di quelle esistenti a livello mondiale.

La rete infrastrutturale per il downstream del GNL è presente in alcuni paesi europei, in particolare Spagna, Gran Bretagna, Olanda, Belgio, Francia e Portogallo dove presso alcuni terminali GNL, e nel caso della Norvegia presso impianti di liquefazione alimentati dai campi di estrazione, sono stati realizzati punti di carico di GNL per veicoli cisterna GNL o bettoline cisterna GNL per il successivo trasporto presso punti di rifornimento per navi o veicoli pesanti.

La Spagna è il paese con il maggior numero di terminali e la principale dotazione di servizi in questo ambito, con sei terminali su sei dotati di impianti per il carico di autocisterne e uno attrezzato per il carico di navi cisterna.

La Francia registra la presenza di impianti per carico di navi cisterna in tre terminali su quattro, e in due per il carico di autocisterne. Sono inoltre presenti servizi sia per il carico di navi cisterna che autocisterne presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, e il solo servizio per le autocisterne presso il terminale di Sines in Portogallo e di Gate in Olanda.

Il mercato mondiale del Gas Naturale Liquefatto sta attraversando una congiuntura caratterizzata dall'indebolimento della domanda e discesa dei prezzi, dovuta alla frenata dei consumi e dal dimezzamento delle quotazioni del greggio a cui, soprattutto in Asia, sono legati molti dei volumi commercializzati attraverso contratti a lungo termine.

Nel 2014 le quantità scambiate a livello mondiale sono rimaste sui 300 mld di mc (gassosi) ai livelli del 2011 pari al 30% del gas mondiale commercializzato ed al 9% della domanda globale.

Nel periodo 2012-2014 l'Unione Europea ha conosciuto un forte calo dei consumi del GNL con importazioni ridottesi del 55%, dal massimo di 77 md mc del 2011 ai 34,3 md mc del 2014. La diminuzione è dovuta in particolare al calo della domanda complessiva di gas (da 530 md mc nel 2010 a 410 md mc nel 2014), ai prezzi del Nord-Est asiatico che, spinti dall'aumento della domanda, sono molto più elevati di quelli europei determinando l'afflusso verso quell'area di carichi di GNL a breve termine e dalla concorrenza del gas importato tramite *pipeline*. A fronte di una capacità nominale UE di rigassificazione giunta a 190 mld mc/anno il tasso di utilizzo dei terminali si è ridotto al 20% circa rispetto al 48% del 2010, che può essere considerata una percentuale vicina a quella fisiologica di utilizzo medio di un rigassificatore.

Il crollo dei prezzi nell'ultimo anno del GNL asiatico e la loro convergenza verso i valori espressi dai mercati europei hanno determinato il reindirizzamento di carichi verso i porti del Nord-Ovest europeo determinando un nuovo aumento delle importazioni di GNL. Le incertezze riguardo alla domanda e ai prezzi che caratterizzano questa fase congiunturale portano gli operatori della filiera a cercare maggiori flessibilità nell'ambito dei rapporti commerciali sia in termini di *pricing* che di destinazione, a differenza di quanto accaduto finora quando il commercio del GNL è stato tradizionalmente legato alla stipulazione di contratti a lungo termine collegati ai prezzi del petrolio. La ricerca di maggior flessibilità negli scambi ha portato ad un progressivo aumento dei volumi trattati su base spot o a breve termine (contratti < 4 anni): la quota di questi scambi a livello mondiale ha raggiunto nel 2014 il 29% (25% nel 2012).

Nel 2014 più della metà dei volumi giunti in Belgio sono stati riesportati, così come in Olanda. Anche i terminali spagnoli sono stati attivi nelle riesportazioni, nel solo 2014 quasi il 49% dei volumi di GNL ricevuti sono stati diretti all'estero. Il fenomeno non ha toccato l'Italia dove l'unico terminale effettivamente attivo nel 2014 (Rovigo di Adriatic LNG) è principalmente legato a volumi contrattualizzati a lungo termine.

Dal lato dell'offerta, nel 2014 sono 19 i Paesi produttori di GNL. Il Medio Oriente fornisce il 40% del GNL a livello mondiale sfruttando la propria posizione geografica baricentrica per servire sia l'Europa che l'Asia. Il Qatar è di gran lunga il maggiore esportatore con una quota del 32%. La produzione del "Bacino Pacifico" (Australia, Malesia ed Indonesia i principali Paesi), che copre il 37%, è diretta quasi interamente ai consumi asiatici (Giappone, Corea del Sud, Cina). La restante quota viene dai Paesi compresi nel "Bacino Atlantico" (Paesi del Nord e dell'Ovest africano, Norvegia, Trinidad Tobago). In prospettiva i maggiori incrementi della capacità di liquefazione sono attesi provenire da Australia e Stati Uniti e più nel lungo termine anche dall'Africa Orientale.

Il fattore che sta maggiormente incidendo sul settore del GNL a livello mondiale è senza dubbio la caduta dei prezzi asiatici dovuta al crollo del prezzo del petrolio cui la maggior parte dei volumi consumati in Asia risulta ancora collegata attraverso contratti a lungo termine ed ai nuovi rapporti domanda/offerta causa indebolimento della richiesta e aumento, seppur moderato, dei flussi disponibili.

Come mostrato dal grafico sotto, i prezzi (espressi in \$US/Mbtu) spot del Nord-Est asiatico si sono quasi dimezzati rispetto al 2013 e alla prima metà del 2014, avvicinandosi ai prezzi europei e addirittura scendendo al di sotto di questi nel corso del mese di febbraio 2015.

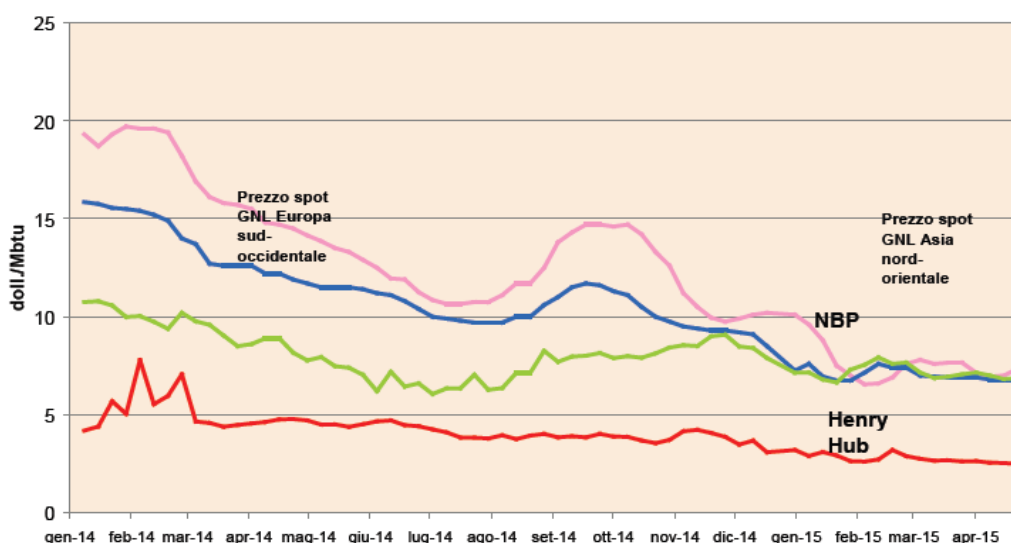


Fig.12.1 Prezzi dei prezzi del gas nel mondo nel 2014-2015. Fonte: elaborazioni RIE su dati World Gas Intelligence-Platts.

Due gli effetti principali che ne conseguono: aumento dei carichi a breve disponibili per l'Europa e soprattutto rallentamento, differimento o annullamento dei più costosi progetti di sviluppo della capacità di liquefazione. Nel complesso però le prospettive di crescita del settore rimangono comunque abbastanza forti, con una domanda che andrà presumibilmente evolvendosi attraverso la crescita di nuovi importatori legati alle vivaci economie del Sud-Est Asiatico e dell'India. Di seguito la mappa che riassume i prezzi del GNL nel mondo a Ottobre 2015:



Fig.12.2. Prezzi del GNL nel mondo a Ottobre 2014. Fonte: US GOV. FERC - Waterborne Energy, Inc.

Il definitiva ci troviamo davanti ad una fonte che sta mutando modalità di trasporto, approvvigionamento e consumo ma resta vitale e, in un orizzonte fino al 2040, destinata a accrescere quote di mercato, unica tra le fonti fossili. (WEO, 2015).

12.3 IL CONTESTO EUROPEO

12.3.1 PREMESSA

La Commissione Europea riconosce il ruolo del gas naturale per l'Europa come elemento di transizione verso la *Roadmap* di decarbonizzazione 2050 e punta a diversificare gli approvvigionamenti. In tale quadro si inserisce la complementarità dei progetti *Nord Stream*, *South Stream*, di import dal Nord Africa, e dei vari impianti di rigassificazione, che contribuiscono a consolidare la sicurezza energetica continentale. In base all'andamento del percorso di decarbonizzazione europeo, il fabbisogno di importazioni di gas potrebbe subire dei ridimensionamenti ma rimane comunque rilevante.

Le più recenti analisi della IEA mostrano come una quota sempre maggiore degli approvvigionamenti in Europa venga indicizzata ai prezzi di riferimento *spot* degli hub nazionali o regionali o venduta direttamente *spot*, tendenza destinata a rafforzarsi nei prossimi anni sulla base dello sviluppo delle condizioni di mercato e degli strumenti di gestione del rischio. La rapidità di questa transizione dipenderà sostanzialmente dalla quantità di GNL disponibile globalmente per operazioni *spot*, come detto attesa in aumento nel medio-lungo termine.

L'accordo sul nucleare iraniano e la fine graduale delle sanzioni internazionali comporterà la caduta del divieto di esportazione delle risorse energetiche del paese verso l'Europa. L'Iran detiene il primato mondiale per riserve provate di gas naturale: il potenziale stimato a fine 2014 è di 35 Tmc, superiore a quello di Russia (32.6 Tmc) e Qatar (24.5 Tmc) e pari al 18% delle riserve provate mondiali.

Tale dotazione è però ad oggi poco utilizzata: nonostante negli ultimi vent'anni la produzione di gas iraniano sia cresciuta a ritmi consistenti nel 2014 essa era comunque pari ad una quota ancora ridotta rispetto al potenziale (170 Gmc). La produzione interna, inoltre, è stata fino a ora quasi completamente assorbita dai consumi interni. I volumi totali esportati, esclusivamente via *pipeline*, nel 2014 sono stati pari a circa 10 Gmc (5% della produzione interna), diretti per la maggior parte verso Turchia, e in minor misura, verso Armenia e Azerbaijan.

Dal 2013 in avanti l'Iran ha più volte manifestato ufficialmente la volontà politica di diventare un esportatore di gas; i piani prevedono un incremento della produzione fino a 400 Gmc al 2025 e l'impegno a realizzare numerosi progetti infrastrutturali per il trasporto al di fuori dei confini nazionali, sia attraverso nuovi gasdotti internazionali che attraverso terminali di liquefazione. Tra le destinazioni possibili di esportazione vi è anche l'Europa. Le opzioni per convogliare il gas dei giacimenti iraniani, concentrati nel sud-ovest del paese, verso l'Europa includono diverse alternative tra le quali quella giudicata più fattibile, prevede il passaggio attraverso la Turchia (con un rafforzamento dell'infrastruttura di transito in Turchia, TANAP, e della portata di TAP). Tuttavia, manca a oggi il gasdotto di transito attraverso la Turchia: il costruendo TANAP (da 16 Gmc entro il 2020- 2022) attualmente è dimensionato per trasportare solo il gas azero.

Per l'Europa inoltre il problema è costituito non tanto dalla sicurezza dell'offerta ma dalla sicurezza della domanda. Nonostante le dichiarazioni a livello istituzionale l'Europa non rappresenta commercialmente la destinazione più attraente per progetti di esportazione che implicano impegnativi finanziamenti con ritorni solo nel lungo periodo.

È possibile che, come l'Algeria, anche l'Iran decida di non vincolarsi a un mercato con una domanda con poche prospettive di sviluppo. La tendenza che potrebbe anche interessare il futuro gas di provenienza iraniana potrebbe essere lo spostamento del punto di consegna delle forniture extra-europee lontano dai centri di consumo europei. Una strategia che potrebbe anche consentire di non sottostare alla regolazione delle reti comunitaria, che a oggi ha di fatto portato all'impossibilità di sfruttare a pieno le potenzialità del North Stream per effetto di una disputa sull'accesso di terzi alla capacità sul gasdotto Opal, la continuazione tedesca del gasdotto russo che attraversa il Mare del Baltico.

Nonostante l'affacciarsi di nuovi fornitori potenziali di gas nei prossimi anni, rispetto alla diversificazione dell'importazione verso l'Europa non va trascurato il fattore economico. Il gas russo, per l'Europa, rimane comunque il più conveniente e meno complesso da importare come risulta dalla decisione di alcune imprese energetiche europee di sostenere il progetto dell'ampliamento del Nord Stream, alternativa al corridoio ucraino, dove i contratti di transito potrebbero non essere rinnovati dopo il 2019. Il gas prodotto dai nuovi giacimenti in Russia (Yamal) si stima possa garantire un ritorno già soddisfacente anche se rivenduto alla frontiera europea a circa 7 \$/MMBtu, mentre le attuali opzioni di esportazione di gas iraniano in Europa potrebbero essere realizzabili solamente se i prezzi di rivendita sui mercati europei fossero superiori almeno a 7 \$/MMBtu.

12.3.2 I DATI

Nello Statistical Pocket Book della Commissione Europa nella parte dedicata all'energia si rinvengono le informazioni aggiornate che riguardano l'UE in materia da cui si evince il peso del gas naturale

Per quanto riguarda la produzione di energia primaria il quadrò è il seguente:

| Mtoe | Nucleare | Combustibile solidi | Rinnovabili | Gas Naturale | Petrolio e derivati | Rifiuti – quota non rinnovabile |
|---------|----------|---------------------|-------------|--------------|---------------------|---------------------------------|
| UE-28 | 226,3 | 156,5 | 192,0 | 132,0 | 85,5 | 11,9 |
| Quota % | 28,1% | 19,5% | 23,9% | 16,4% | 10,6% | 1,5% |

Tab. 12.1. Produzione di energia primaria nell'UE-28 per combustibile. Fonte: Eurostat.

Relativamente alle importazioni nette il quadro sintetico al 2013 è il seguente:

| Mtoe | Petrolio e derivati | Gas Naturale | Comb. solidi | Rinnovabili | Elettricità | Totale |
|---------|---------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|--------|
| UE-28 | 523,6 | 252,6 | 126,6 | 4,9 | 1,1 | 909 |
| Quota % | 58% | 28% | 14% | 1% | 0% | 100% |

Tab. 12.2. Importazione di energia nell'UE-28 per combustibile. Fonte: Eurostat.

Per quanto riguarda i consumi interni lordi il quadro al 2013 è il seguente:

| Mtoe | Petrolio e derivati | Gas Naturale | Combustibili Solidi | Nucleare | Rinnovabili | Rifiuti – quota non rinnovabile | Elettricità |
|---------|---------------------|--------------|---------------------|----------|-------------|---------------------------------|-------------|
| UE-28 | 556,6 | 386,9 | 286,5 | 226,3 | 196,8 | 12,1 | 909 |
| Quota % | 33,4% | 23,2% | 17,2% | 13,6% | 11,8% | 0,7% | 0,1% |

Tab. 12. 3. Consumi interni lordi di energia nell'UE-28 per combustibile. Fonte: Eurostat.

Dalle ultime due tabelle sopra si evince come il Gas Naturale rappresenta circa il 30% delle importazioni totali dell'UR in termini di energia e quasi un quarto dei consumi interni lordi.

Di seguito una mappa che riassume la rete di importazione e trasporto del gas in Europa:



Fig. 12.3. La rete infrastrutturale di importazione e trasporto del gas in Europa.

12.3.3. LE POLITICHE COMUNITARIE SUL GAS NATURALE

UNION ENERGY PACKAGE.

Nell'ambito dell'Union Energy Package della Commissione Europea il Gas Naturale svolge un ruolo centrale in termini di evoluzione del mercato interno dell'energia e diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti.

Mercato interno.

Malgrado i progressi degli ultimi anni, il sistema energetico dell'Europa risulta ancora poco efficiente. L'attuale struttura di mercato non determina investimenti sufficienti, la concentrazione del mercato e la debolezza della concorrenza rimangono un problema e il panorama energetico europeo è ancora troppo frammentato. Occorre imprimere un nuovo impulso politico al completamento del mercato interno dell'energia. Attualmente in Europa i sistemi di trasmissione dell'elettricità e del gas, in particolare i collegamenti transfrontalieri, non sono sufficienti a far funzionare correttamente il mercato interno dell'energia e collegare le isole energetiche rimanenti alla rete principale dell'elettricità e del gas.

Negli ultimi anni si è assistito ad un'accelerazione dei lavori sui progetti infrastrutturali, soprattutto alla luce dei recenti avvenimenti al confine orientale. Nel 2013 l'Unione europea ha individuato 248 progetti di infrastrutture energetiche di interesse comune (PIC). Tale elenco è destinato a essere riveduto e aggiornato nel 2015 e successivamente ogni due anni. Nel 2014 la strategia europea di sicurezza energetica ha individuato 33 progetti infrastrutturali ritenuti essenziali per migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e collegare meglio fra loro i mercati dell'energia.

La piena attuazione e la rigorosa applicazione della normativa vigente nel settore dell'energia e della legislazione correlata è la prima priorità per realizzare l'Unione dell'energia. In particolare, la Commissione Europea intende utilizzare tutti gli strumenti disponibili affinché gli Stati membri attuino e applichino pienamente il 3° pacchetto sul mercato interno dell'energia, in particolare per quanto riguarda la separazione (*"unbundling"*) e l'indipendenza dei regolatori. Occorre soddisfare determinate condizioni ex ante per poter attingere ai fondi strutturali e di investimento europei al fine di cofinanziare investimenti nel settore dell'energia. Un'applicazione rigorosa delle norme del Trattato in materia di concorrenza contribuisce a distorsioni nel mercato interno dell'energia. L'applicazione delle norme antitrust garantisce la libera circolazione dell'energia ovviando alle restrizioni territoriali contenute nei contratti di fornitura.

Un mercato interno dell'energia efficiente non può prescindere da un quadro normativo efficace. Il 3° pacchetto sul mercato interno dell'energia ha istituito organismi incaricati di garantire la cooperazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione e le autorità di regolamentazione. La gestione del sistema di trasporto dell'energia dovrà diventare molto più integrato; a tal fine le reti europee dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica e del gas (ENTSO-E/G), istituite dal 3° pacchetto sul mercato interno dell'energia, dovranno essere riqualficate per agevolare tale integrazione. Verranno creati centri operativi regionali di pianificazione e gestione dei flussi transfrontalieri di elettricità e di gas.

Diversificazione e Sicurezza degli approvvigionamenti.

Per garantire la diversificazione delle forniture di gas è necessario accelerare i lavori del corridoio meridionale di trasporto del gas per l'importazione del gas dai paesi dell'Asia centrale. Nel Nord Europa la creazione di hub di gas liquefatto con più fornitori contribuisce significativamente a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento come pure in Europa centrale e orientale, nonché nell'area meridionale, la costruzione di un hub gasiero mediterraneo.

La costruzione dell'infrastruttura che consente di approvvigionare l'UE da nuove fonti di gas richiede il concorso di molti soggetti e comporta notevoli complessità e costi. La Commissione Europea intende intensificare il suo sostegno a questo processo attingendo a tutti gli strumenti di finanziamento comunitario disponibili, in particolare il futuro Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS), e coinvolgendo pienamente le istituzioni finanziarie europee.

La Commissione Europea intende inoltre valutare il potenziale del gas naturale liquefatto (GNL), anche come riserva in situazioni di crisi che comportano la riduzione del flusso di gas in arrivo attraverso i gasdotti esistenti. La crescita del commercio di GNL può contribuire a uniformare maggiormente i prezzi del gas naturale a livello globale. La Commissione Europea intende elaborare un'ampia strategia per il GNL, che considererà anche l'infrastruttura di trasporto necessaria per collegare al mercato interno i punti di accesso del GNL. In questo contesto, si valuterà anche il potenziale di stoccaggio di gas in Europa, nonché il quadro normativo necessario per garantire una quantità sufficiente di gas stoccato per l'inverno. La Commissione si adopererà anche per eliminare gli ostacoli alle importazioni di GNL. Dall'8 Luglio al 30 Settembre la Commissione Europea ha messo in consultazione la Strategia Europea per il GNL.

La Commissione Europea intende consolidare il partenariato con la Norvegia, che è il suo secondo fornitore di petrolio greggio e gas naturale, e continuerà a integrare pienamente questo paese nelle sue politiche energetiche interne. Svilupperà inoltre i suoi partenariati con paesi quali gli Stati Uniti e il Canada.

IL GNL E DIRETTIVA 94/2014.

In Europa il GNL viene considerato un importante fattore per accrescere la sicurezza delle forniture, come messo di recente in rilievo anche dell'Unione Europea nella Comunicazione n. 80/2015. La diffusione del GNL come combustibile nel trasporto marittimo e terrestre, insieme agli usi nei settori industriale e civile, sta diventando una delle nuove priorità delle politiche energetiche dell'UE.

La recente comunicazione della Commissione sulla strategia energetica UE, rilasciata il 26 febbraio 2015, prevede in particolare due iniziative che coinvolgono la filiera del GNL: la definizione entro il 2016 di una specifica strategia UE nel settore GNL ai fini degli obiettivi di sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti; la predisposizione entro il 2017 di un piano di azione per la decarbonizzazione nel settore trasporti che vedrà tra i suoi contenuti qualificanti gli usi del GNL per il trasporto marittimo e quello pesante terrestre. La comunicazione è coerente con quanto già previsto dalla direttiva 2014/94/UE per i combustibili alternativi, che prevede l'incremento nell'uso dell'elettricità, dell'idrogeno e del gas naturale (CNG e GNL) nei trasporti, al fine di ridurre i consumi di prodotti petroliferi e di conseguenza le emissioni inquinanti, sia sotto il profilo del miglioramento della qualità dell'aria che di riduzione delle emissioni climalteranti.

Per consentire la diffusione dei combustibili alternativi nel mercato europeo, la direttiva, che dovrà essere recepita entro il 18 novembre 2016, prevede la definizione di standard tecnici comuni e la realizzazione di un livello minimo di dotazione infrastrutturale per le diverse tecnologie lungo i principali corridoi e direttrici infrastrutturali a livello europeo, sia per il trasporto terrestre che marittimo. La direttiva prescrive l'adozione da parte di ogni Stato membro di un "quadro strategico nazionale" per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture. La direttiva 2014/94/UE individua esplicitamente il GNL come combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili per uso marittimo nelle zone di controllo delle emissioni, come previsto dalla direttiva 2012/33/UE, e indica l'obiettivo dello

sviluppo di una rete centrale europea di punti di rifornimento per le navi alimentate a GNL che includa terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio.

Nel settore marittimo-portuale gli Stati Membri dovranno assicurare un numero appropriato di punti di fornitura di GNL nei porti marittimi per consentire che le navi che utilizzano il GNL possano circolare attraverso la rete principale dei porti TEN-T entro il 31.12.2025. Nel preambolo 21 si evidenzia che la decisione di localizzazione dei punti di fornitura GNL nei porti dovrebbe essere basata su un'analisi costi benefici comprensiva dei benefici ambientali. I benefici ambientali del GNL per uso marittimo vanno considerati confrontandone le emissioni e i relativi costi esterni ambientali e sanitari con quelle dei combustibili marini di tipo petrolifero.

Alla luce di tutto ciò è evidente come il GNL stia emergendo come un valido combustibile marino, alternativo ai prodotti petroliferi, in quanto è molto più conveniente rispetto al costosissimo gasolio marino a basso tenore di zolfo. Con gli attuali livelli dei prezzi relativi del gas e del petrolio, il GNL è più conveniente anche del 15-25% rispetto al combustibile marino ad alto tenore di zolfo, oggi ancora utilizzato come principale *carburante* navale nel Mediterraneo.

Altro punto qualificante della direttiva è la promozione e lo sviluppo della “*supply chain*” del GNL marino secondo un disegno di integrazione del GNL nella strategia europea per la riduzione delle emissioni entro il 2050. Le simulazioni condotte nell’*impact assessment* hanno portato ad un giudizio di compatibilità della diffusione del GNL nei trasporti con l’obiettivo della decarbonizzazione dell’economia europea. La direttiva **considera il GNL combustibile alternativo di rilevanza strategica europea** meritevole di un quadro di sostegno di tipo comunitario, esteso anche a tutti i porti della rete TEN-T globale. Gli **investimenti attesi** complessivamente associati alle diverse linee di intervento della direttiva sono stimati compresi **fra i 5 e i 10 miliardi di euro**, di cui 1,1-2,1 miliardi per la “*supply chain*” del GNL nel settore marittimo. Per il trasporto su strada, l’uso del GNL viene individuato come tecnologia efficace ed economica per consentire ai veicoli pesanti di rispettare i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme Euro VI e viene indicato l’obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra gli impianti di stoccaggio intermedio e le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL. Pertanto, secondo la direttiva 2014/94/UE, lungo la rete centrale delle direttrici individuate dal programma TEN-T, gli stati membri dovrebbero garantire la realizzazione di stazioni di rifornimento aperte al pubblico. La distanza indicativa tra le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL non dovrebbe superare i 400 km.

12.4. IL CONTESTO NAZIONALE

12.4.1 QUADRO DI SINTESI

La Rete Nazionale di trasporto del gas ha un'estensione complessiva di circa 32.300 chilometri di cui il 95% circa di proprietà della Snam Rete Gas. È costituita, per circa 8.500 chilometri, da una rete in alta pressione di grande diametro con funzione specifica di trasporto che dai punti principali di produzione nazionale o punti di ingresso al sistema nazionale portano ai punti di interconnessione con le reti di trasporto regionali o a specifiche strutture di stoccaggio. A ciò si affianca un sistema interregionale specificatamente dedicato ad aree di consumo a carattere industriale e le reti di trasporto regionali che movimentano gas all'interno di territori delimitati, solitamente su scala regionale, per fornire il gas alle reti di distribuzione cittadine, alle reti e/o utenze industriali e termoelettriche. Oltre al sistema di interconnessioni sono presenti, dislocate nel territorio nazionale, numerose infrastrutture di regolazione delle pressioni, tali da interconnettere punti caratterizzati da diversi valori di pressione.

I punti di ingresso della Rete Nazionale per il gas proveniente dall'estero sono Tarvisio (dall'Austria per il gas importato dalla Russia), Gorizia (per il gas dalla Slovenia), Passo Gries-Verbania (per il gas proveniente dal Olanda e Norvegia), Mazara del Vallo (TRANSMED per il gas proveniente dall'Algeria), Gela (GREEN STREAM per il gas proveniente dalla Libia), oltre ai terminali GNL di Panigaglia, di Rovigo (Cavarzere) e di Livorno (OLT). Esistono inoltre 53 punti di entrata della Rete Nazionale in cui viene immessa la produzione nazionale e 2 punti di entrata virtuale per gli operatori di stoccaggio.

Nel 2013 sono stati immessi nella rete nazionale 69,01 miliardi di mc di gas naturale.

Di seguito si riportano i dati di importazione di gas per paese di provenienza e di produzione nazionale in miliardi di Smc:

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| RUSSIA | 20,71 | 21,69 | 23,62 | 23,33 | 22,52 | 22,67 | 23,49 | 20,00 | 14,96 | 19,74 | 18,07 | 28,07 | 24,13 |
| ALGERIA | 24,16 | 24,56 | 25,63 | 27,46 | 27,55 | 24,58 | 25,99 | 22,67 | 27,67 | 22,95 | 21,95 | 12,52 | 6,78 |
| OLANDA | 7,83 | 7,63 | 8,07 | 8,04 | 9,37 | 8,04 | 7,05 | 4,28 | 3,18 | 3,65 | 2,12 | 2,78 | 6,53 |
| LIBIA | 0,00 | 0,00 | 0,52 | 4,49 | 7,69 | 9,24 | 9,87 | 9,17 | 9,40 | 2,34 | 6,47 | 5,71 | 6,51 |
| QUATAR | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,59 | 6,15 | 6,21 | 5,93 | 5,32 | 4,39 |
| NORVEGIA | 4,88 | 5,03 | 5,19 | 5,72 | 5,75 | 5,58 | 5,54 | 4,16 | 2,99 | 3,65 | 2,78 | 2,00 | 2,67 |
| GERMANIA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,17 | 1,80 | 1,62 | 2,86 | 2,90 | 2,10 | 1,69 |
| ALTRI UE | 0,92 | 1,94 | 2,81 | 3,31 | 3,12 | 3,09 | 2,53 | 0,00 | 2,82 | 3,65 | 3,64 | 1,40 | 1,27 |
| AUSTRIA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,47 | 1,43 | 3,55 | 3,61 | 2,39 | 1,09 | 1,05 |
| CROAZIA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,84 | 1,23 | 0,75 | 0,64 | 0,84 | 0,45 | 0,26 | 0,25 | 0,37 | 0,38 |
| ALTRI NON UE | 0,02 | 0,69 | 0,94 | 0,27 | 0,17 | 0,00 | 0,13 | 3,32 | 1,53 | 0,59 | 0,52 | 0,29 | 0,19 |
| SVIZZERA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,07 |
| DANIMARCA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,06 |
| UK | 0,77 | 1,25 | 1,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,06 |
| FRANCIA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,03 |
| SCONOSCIUTO | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,26 | 0,03 |
| SPAGNA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| EGITTO | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,87 | 0,58 | 0,15 | | |
| TR. TOBAGO | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,27 | 0,00 | | |
| UZBEKISTAN | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,57 | | |
| TOTALE | 59,29 | 62,80 | 67,91 | 73,46 | 77,40 | 73,95 | 76,87 | 69,25 | 75,35 | 70,37 | 67,72 | 61,97 | 55,85 |
| NAZIONALE | - | 13,89 | 12,96 | 12,07 | 10,98 | 9,71 | 9,26 | 8,01 | 8,41 | 8,45 | 8,61 | 7,74 | 5,34 |

Tab. 12.4. Dati di importazione e di produzione nazionale di gas naturale. Anni 2002-2014. Fonte: Mise.

Una volta importato o rigassificato, il gas viene immesso nella Rete di trasporto nei punti di entrata, per essere movimentato fino alle reti di distribuzione locale, ai punti di riconsegna della rete regionale, o a grandi clienti finali, che possono essere rappresentati da centrali termoelettriche o da impianti di produzione industriale. Il dispacciamento riguarda le attività di monitoraggio e di controllo a distanza della Rete di Trasporto. Snam Rete Gas conferisce capacità di trasporto agli Shipper che ne fanno richiesta. In questo modo gli Shipper acquisiscono il diritto, in qualità di Utenti, di immettere o di ritirare, in qualsiasi giorno dell'anno termico, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita. Le condizioni di accesso al servizio sono contenute nel Codice di Rete Snam Rete Gas aggiornato sulla base dei criteri definiti dall'Autorità. Sulla Rete Nazionale, grazie a una piattaforma informatica sviluppata e resa disponibile da Snam Rete Gas, gli Shipper hanno la possibilità di effettuare cessioni e scambi di gas presso un Punto di Scambio Virtuale.

Nel 2015, la produzione nazionale, pari a 514 milioni di mc, è calata del 2,3% su base annua mentre le importazioni di gas naturale, invece, salgono a 4.863 milioni di mc con una crescita tendenziale del 14,3%. Tra i punti di entrata, raddoppiano le importazioni di gas russo da *Tarvisio* attestandosi a 2.612 mln mc (+103,8%); in netta flessione, invece, il gas dal Nord Europa a *Passo Gries* (734 mln mc, -56,9%) e, seppur con tassi più contenuti, quello algerino a *Mazara* (487 mln mc, -3,0%) e quello libico a *Gela* (610 mln mc; -3,6%). Tra i terminali GNL, in marcato aumento *Cavarzere* (408 mln mc, +202,1%), ancora a regime ridotto Panigaglia.

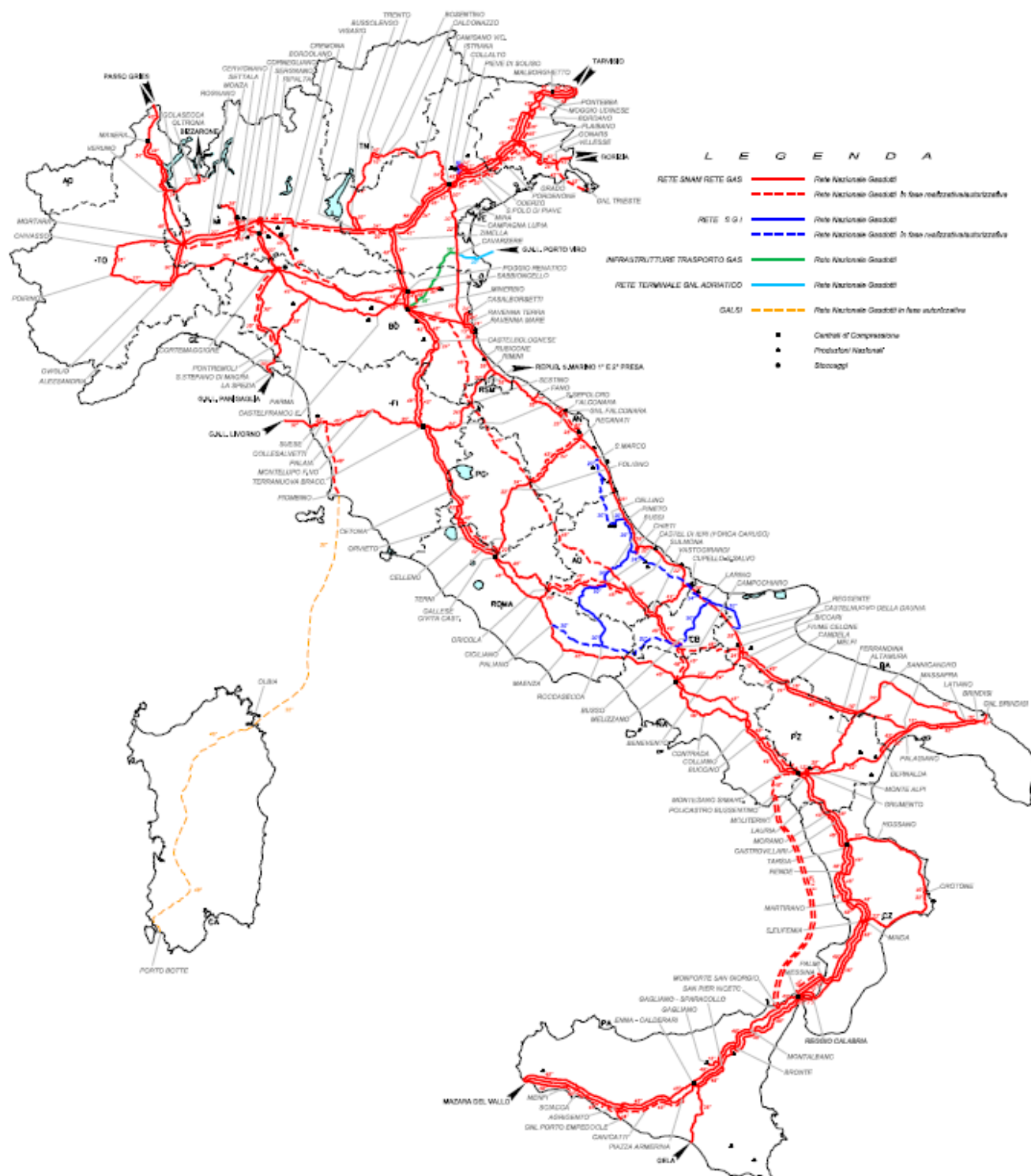


Fig.12.4. Rete Nazionale Gasdotti.

Secondo la Strategia Energetica Nazionale In Italia al 2020, in conseguenza delle politiche mirate all'efficienza energetica, si prevede un contenimento dei consumi rispetto al 2010, sia di quelli complessivi primari che di quelli elettrici. L'evoluzione del mix produttivo prevede un forte incremento dell'incidenza delle energie rinnovabili su tutti i settori (elettrico, calore, trasporti), in totale fino al 22-23% dei consumi primari (rispetto all'11% del 2010), e una graduale discesa dei combustibili fossili, che però rimarranno prevalenti (circa il 76% dei consumi primari). In particolare il settore elettrico evolverà verso un mix incentrato su gas e rinnovabili con un peso relativo atteso di entrambi i vettori nel mix dei consumi di ca. 35-38%. Di seguito si riportano i dati del Ministero dello Sviluppo Economico relativo alle vendite nazionali di gas in milioni di Smc nel periodo 2003-2014.

| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| INDUSTRIA | 20.712 | 21.005 | 20.569 | 19.900 | 19.163 | 17.619 | 14.471 | 15.650 | 15.474 | 14.995 | 14.809 |
| AGRIC. E PESCA | 162 | 170 | 207 | 182 | 191 | 167 | 173 | 174 | 159 | 157 | 158 |
| CIVILE | 28.697 | 29.663 | 32.151 | 30.166 | 28.179 | 30.178 | 31.597 | 33.907 | 30.823 | 31.001 | 31.086 |
| USI NON ENERG. | 1.135 | 1.205 | 1.212 | 1.155 | 939 | 849 | 692 | 691 | 521 | 566 | 549 |
| TERMOELETRICO | 25.746 | 27.135 | 30.647 | 31.543 | 34.293 | 33.905 | 29.022 | 30.059 | 28.213 | 25.294 | 20.603 |
| AUTOTRAZIONE | 445 | 441 | 465 | 532 | 591 | 670 | 734 | 849 | 882 | 924 | 991 |
| PERD. E DIFF. STAT. | 783 | 990 | 1.014 | 1.005 | 1.541 | 1.494 | 1.335 | 1.767 | 1.845 | 1.977 | 1.871 |
| TOTALE | 77.680 | 80.609 | 86.265 | 84.483 | 84.897 | 84.883 | 78.024 | 83.097 | 77.917 | 74.915 | 70.069 |

Tab. 12.5. Vendite di gas in Italia per settore in milioni di Smc. Anni 2003-2013. Fonte: MISE.

12.4.2. STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

Una delle sette priorità della Strategia Energetica Nazionale inerisce la creazione in Italia di un mercato competitivo ed un Hub sud-europeo del gas. Per l'Italia è prioritario creare un mercato interno liquido e concorrenziale e completamente integrato con gli altri Paesi europei quale elemento chiave per consentire al Paese di recuperare competitività e migliorare il suo profilo di sicurezza.

Le scelte di fondo che guidano le iniziative in tema gas sono mosse dall'esigenza di:

- assicurare un allineamento strutturale dei prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei creando un mercato concorrenziale e liquido;
- garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- integrare completamente l'Italia con il mercato e la rete europea divenendo un paese di interscambio e di transito con offerta di servizi ad alto valore aggiunto anche per altri Paesi (e.g. stoccaggio di volume, punta, modulazione, ecc...).

Gli interventi previsti per il raggiungimento degli obiettivi sono:

1. Consentire il pieno utilizzo dell'esistente capacità di trasporto tra Italia e resto d'Europa, attraverso l'applicazione rapida e rigorosa delle regole definite a livello europeo per la gestione delle congestioni ai punti di interconnessione tra le reti dei diversi Stati membri, e di quelle per i nuovi meccanismi di allocazione delle capacità transfrontaliera.
2. Realizzare le nuove infrastrutture strategiche, con particolare riferimento a capacità di stoccaggio (per soddisfare le esigenze di punta in erogazione, favorire il buon funzionamento del mercato e garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento) e a terminali GNL (per assicurare sufficiente capacità di import, soprattutto per operazioni spot). Si prevede, per tali opere, di fare ricorso a un sistema regolatorio che consenta un meccanismo di recupero garantito dei costi di investimento a carico del sistema, anche in caso di non pieno utilizzo della capacità, in modo da

favorirne la bancabilità e quindi la realizzazione anche in un contesto di riduzione dei consumi, che quindi ne rallenterebbe la costruzione in base a meccanismi puramente di mercato.

3. Facilitare la realizzazione di altre infrastrutture di importazione e stoccaggio in regime di esenzione dall'accesso dei terzi, con costi di investimento sostenuti dai soggetti proponenti, senza garanzia dei ricavi o contributi finanziari di natura pubblica.
4. Promuovere la cooperazione tra Stati membri a livello di Governi, Regolatori e TSO, al fine di evitare che possano sorgere ostacoli tariffari o di altra natura e di accelerare il percorso di piena integrazione del mercato unico del gas.
5. Promuovere la disponibilità di capacità di contro-flusso (virtuale e fisica) verso i mercati del Nord e Centro Europa.
6. Dare avvio effettivo al mercato a termine del gas da parte del GME, presupposto essenziale per creare un mercato efficiente e liquido capace di fornire segnali di prezzo dipendenti esclusivamente dagli equilibri di domanda e offerta.
7. Rivedere le modalità di allocazione e accesso alla capacità di stoccaggio e rigassificazione in maniera non discriminatoria per tutti gli operatori dei diversi comparti.
8. Fare leva sul rapido completamento della separazione proprietaria di SNAM al fine di creare un soggetto forte, indipendente e stabile in grado di sviluppare nuovi investimenti in infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione sia in Italia che all'estero, garantire la piena terzietà di accesso alla rete e focalizzare lo sviluppo delle infrastrutture necessarie ad un mercato concorrenziale e diversificato, garantire la continuità della strategia di lungo periodo nell'interesse del Paese.
9. Promuovere l'effettuazione delle gare per la concessione del servizio di distribuzione del gas, organizzato in 177 ambiti per l'intero territorio nazionale;
10. Definire, come sollecitato dalla Commissione Europea, un calendario di progressivo confinamento dei regimi di tutela attualmente previsti per la vendita finale di gas ai clienti effettivamente vulnerabili, nel rispetto dell'obbligo di servizio universale, assicurandosi che siano le forze di mercato a garantire efficienza ed equità agli altri tipi di utenza.

12.4.3 IL GNL IN ITALIA.

La diffusione del GNL come combustibile per i mezzi di trasporto in modo generalizzato richiede lo sviluppo di specifiche dotazioni infrastrutturali, in Italia oggi quasi del tutto assenti. Con riferimento agli sviluppi prevedibili a breve e medio termine per il "downstream" del GNL nella realtà italiana è necessario evidenziare le caratteristiche della prima fase della catena logistica che consente l'approvvigionamento dagli stoccaggi di GNL presso i terminali di rigassificazione.

Questa prima fase si configura in modi diversi a partire dal tipo di localizzazione dei terminali, data la presenza in Italia di terminali off-shore, come quello di Livorno, o senza collegamento con la rete stradale o ferroviaria, come quello di Rovigo. In questi casi il primo anello della catena logistica è inevitabilmente il punto di carico per una nave cisterna destinata a rifornire uno stoccaggio intermedio costiero di GNL. Nel caso degli altri stoccaggi di GNL presenti sul territorio presso terminali costieri collegati con la rete stradale o ferroviaria, invece, il punto di carico può essere predisposto per le autocisterne o i vagoni cisterna da utilizzare per le fasi successive di distribuzione agli utenti finali.

La presenza di una rete di impianti di stoccaggio attrezzati con punti di carico rappresenta il presupposto per i successivi sviluppi della distribuzione in funzione del tipo di uso finale a cui è destinato il GNL: mezzi stradali pesanti alimentati a

GNL; navi alimentate a GNL; varie tipologie di utenze di gas naturale off-grid (civili, industriali, stazioni rifornimento GNC). Questi tre ambiti si configurano con proprie specificità che caratterizzano la fasi successive della catena logistica ed afferiscono anche a segmenti specifici nei mercati dei combustibili e di consumi energetici.

Il Governo italiano ha già avviato dal 2014 un importante percorso, attraverso la costituzione di un Gruppo di coordinamento nazionale, volto alla predisposizione di uno studio sugli aspetti normativi, tecnici ed economici, nonché quelli attinenti alla sicurezza e all'impatto sociale per l'utilizzo del GNL nei trasporti marittimi e su gomma limitatamente al trasporto pesante (camion, autobus, treni), con l'obiettivo della predisposizione di una Strategia Nazionale per il GNL, in coerenza con la direttiva 2014/94/UE, al fine di darne tempestiva attuazione.

La direttiva prevede che il quadro strategico elaborato dagli stati membri comprenda per il GNL i seguenti elementi:

- valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del GNL come combustibile alternativo;
- obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per il GNL;
- misure necessarie per raggiungere gli obiettivi nazionali.

I lavori del gruppo di coordinamento per la fattibilità della Strategia Nazionale GNL sono stati articolati in due ambiti costituiti dalle tematiche trasversali e dalle tematiche settoriali relative agli utilizzi del GNL. Per ogni tematica è stato attivato un sottogruppo cui hanno partecipato istituzioni, associazioni di categoria, imprese e centri di ricerca. Le tematiche trasversali sono: autorizzazioni; approvvigionamento e stoccaggio; accettabilità sociale e divulgazione; sicurezza dello stoccaggio e distribuzione. Le tematiche settoriali sono: trasporto navale, trasporto pesante su terra (camion e ferrovie); usi industriali, civile e trasporto leggero (CNG). Alle attività dei gruppi di lavoro ha fatto seguito la pubblicazione in data 25 Giugno 2015 nel sito web del MISE del Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL che è rimasto in consultazione al pubblico fino al 6 Settembre 2015.

Rispecchiando la composizione dei gruppi di lavoro il documento è articolato in capitoli come segue:

1. GNL: caratteristiche e mercato
2. Approvvigionamento e stoccaggio
3. Utilizzo del GNL nel trasporto stradale pesante: Camion e bus
4. Altri usi: industriali, civile, trasporto come CNG
5. Utilizzo del GNL nel trasporto navale
6. Informazione ed accettabilità sociale
7. Quadro normativo e autorizzazioni
8. Prime indicazioni settoriali di sintesi

Al documento sono allegati i contributi "Approvvigionamento E Stoccaggio Gnl" di Assocostieri e "Linee Guida di applicazione volontaria" del Corpo nazionale dei Vigili del Fuoco.

12.5. IL QUADRO REGIONALE

12.5.1 IL PROGETTO GALSI

Il progetto GALSI prevedeva a regime l'importazione di circa 8 miliardi di smc/anno attraverso un'unica dorsale di circa 900 chilometri, di cui 600 off-shore con profondità massime di 2.800 metri, dotato di specifiche infrastrutture. Sotto il profilo strettamente tecnico, l'intervento poteva essere suddiviso in tre blocchi.

Il primo blocco *off-shore*, dallo stacco presso Koudiet Drauche (Algeria), fino a Porto Botte in Sardegna. Presso lo stacco di Koudiet Drauche era progettata la centrale di compressione e misura fiscale capace di assicurare la spinta necessaria a far arrivare, con le dovute pressioni, il flusso di gas lungo condotta sottomarina DN650mm (26") fino a Porto Botte.

Il secondo blocco, *on-shore* da Porto Botte- San Giovanni Suergiu fino alla centrale di compressione di Olbia in loc. Le Saline, attraversa con una condotta DN1200mm (48"), gran parte del territorio della Sardegna.

Il terzo blocco, *off-shore* dalla centrale di compressione di Olbia fino a Piombino in località "Torre del Sale" prevede una condotta sottomarina DN 800mm (32").

Dal terminale di Piombino era previsto un tratto di collegamento al terminale locale della Rete Nazionale dei Gasdotti.

Il tracciato, completamente interrato, presentava una lunghezza di circa 272 chilometri attraverso le Province Carbonia-Iglesias, Cagliari, Medio Campidano, Oristano, Nuoro, Sassari ed Olbia Tempio.

Erano previsti 38 PIDI (Punti di Intercettazione e Derivazione Importanti) ubicati lungo il tracciato posti in corrispondenza di particolari infrastrutture attraversate nel rispetto dei dettami normativi vigenti in materia di trasporto del gas naturale. In fase di progettazione si è scelto di utilizzare i PIDI oltre che come punti di sezionamento della condotta, anche come punti per l'interconnessione con altre condotte derivate dalla linea principale. Dai PIDI partivano i Metanodotti di Trasporto Regionale di collegamento alle reti di distribuzione dei bacini.

12.5.2. L'ITER DEL GALSI DAL 1997 AL 2014.

Il Governo Nazionale, vista la grave crisi socio-economica ed occupazionale riguardante l'intero comparto produttivo oltre le forti carenze infrastrutturali, in particolare energetiche, con il Protocollo d'intesa n°193 del 23 Aprile 1997 si impegnava alla realizzazione di un gasdotto per l'approvvigionamento del metano in Sardegna con le relative reti di distribuzione, stanziando 150 Mld di lire a valere su fondi già destinati alla metanizzazione delle aree depresse, oltre 100 Mld di lire messi a disposizione dalla Regione Autonoma della Sardegna per il raggiungimento del risultato.

Il 21 Aprile 1999 il Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione Economica e la Regione Autonoma della Sardegna visto il protocollo d'intesa sopracitato hanno stipulato l'Accordo di Programma Quadro relativamente al "*Progetto di metanizzazione della Sardegna*" con la finalità di esaminare le possibili alternative tecniche ed il sistema economicamente più efficace per l'adduzione del metano nell'isola ed eventualmente di trasporto verso il continente.

Per il metanodotto di collegamento si stabiliva la necessità di ricorrere ad una gara internazionale mentre per la realizzazione delle reti cittadine, la loro espansione ed integrazione, si sarebbe proceduto con la stipula di una serie di accordi tra Regione Autonoma della Sardegna e Comuni e/o Consorzi della Sardegna. Veniva elaborato un cronoprogramma che prevedeva nell'arco temporale dal 1999 al 2005 il completamento delle reti di distribuzione nei capoluoghi di provincia Cagliari, Nuoro, Oristano e Sassari, la realizzazione di nuove reti di distribuzione cittadine, l'inizio della gestione con aria propanata e quindi la realizzazione del gasdotto internazionale con tutte le opere connesse.

All'interno del medesimo accordo venivano ipotizzate tre soluzioni per l'adduzione:

- a) La prima prevedeva la realizzazione di un impianto di rigassificazione di GNL (Gas Naturale Liquefatto) da realizzare a Porto Torres, importando dai paesi produttori dotati di impianti di liquefazione attraverso specifiche navi gasiere.
- b) La seconda soluzione prevedeva il prolungamento del gasdotto nazionale dal terminale di Piombino con una condotta sottomarina di 120 km dando l'opportunità anche alla Corsica di seguire un processo di metanizzazione.
- c) La terza soluzione GNL + Gasdotto Sardegna-Corsica-Toscana prevedeva una combinazione delle due precedenti con l'obiettivo di rifornire il resto d'Italia dal nuovo rigassificatore da realizzare in Sardegna.

A seguito dello studio di fattibilità sulla metanizzazione della Sardegna queste alternative vennero superate dal gasdotto internazionale Algeria-Sardegna-Toscana.

Nel 2001 le Società Sonatrach, Enelpower e Wintershall firmano un protocollo d'accordo per la creazione della Società GALSI per l'elaborazione dello studio di fattibilità per il nuovo gasdotto internazionale di collegamento Algeria-Sardegna-Italia. Nel 2002 Edison ed Eos Energia, che di seguito diverrà il gruppo Hera, aderiscono al protocollo.

Il 3 Maggio 2002 veniva siglato il protocollo per il partenariato Italo-Algerino con il quale veniva prevista la realizzazione di un gasdotto di trasporto del metano Algerino in Europa meridionale, diventando alimentazione primaria della Sardegna oltre che una prospettiva di sviluppo.

Con la deliberazione della Giunta regionale n.29/30 del 29 Agosto 2002 la Regione Autonoma della Sardegna affidava alla Società G&Fint s.r.l. l'incarico di redigere una proposta di piano di metanizzazione per le reti urbane, anche alla luce dell'importanza strategica affidata alla piattaforma terrestre sarda nel Mediterraneo nello sviluppo delle reti trans europee dell'energia, in particolare tra il continente europeo e la costa nordafricana.

Il 29 Gennaio 2003 è stata costituita Milano la Società GALSI S.p.a. tra Sonatrach, Edison gas, Wintershall, Eos energia, Enel Power e la Regione Autonoma della Sardegna attraverso le proprie Società controllate SFIRS s.p.a. e PROGEMISA s.p.a., con lo scopo di redigere lo studio di fattibilità del Gasdotto Internazionale Algeria-Sardegna-Italia.

Nel 2006, terminato lo studio di fattibilità, la Società GALSI decide di procedere allo sviluppo delle successive fasi progettuali. Nel 2007, inizia la fase di ingegneria di dettaglio del progetto, con l'avvio delle indagini marine mentre la Società Progemisa esce dal progetto, cedendo le proprie quote alla Sfir.

Nel 2009, la Società Galsi termina l'ingegneria di base del progetto e realizza le indagini e gli studi integrativi di natura ambientale sul tracciato del gasdotto. Nel 2010, il progetto GALSI viene inserito nella Rete Nazionale dei Gasdotti.

In data 24 febbraio 2011 il Ministro dell'Ambiente, di concerto Ministero per i Beni e le Attività Culturali, rilascia il decreto favorevole relativo alla VIA dell'opera mentre il 25 Luglio 2011 si è dato avvio al procedimento per l'autorizzazione alla costruzione dell'infrastruttura.

Il progetto è entrato in una fase di stallo sia per criticità legate alle autorizzazioni amministrative che per ragioni di carattere commerciale. Dal punto di vista delle autorizzazioni italiane il procedimento di autorizzazione unica, infatti, non è ancora concluso per la mancanza dell'intesa con la Regione Toscana e anche dal punto di vista delle autorizzazioni da parte dello Stato algerino la situazione appare congelata.

Dal punto di vista commerciale le motivazioni dello stallo sono legate al fatto che l'opera è stata concepita in un contesto di mercato governato esclusivamente da contratti di fornitura/acquisto gas del tipo *"take or pay"* a lungo termine, minimo 15 anni, che prevedono l'obbligo per l'acquirente di corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che detto gas non venga ritirato. Tuttavia, negli ultimi anni, il mercato del gas naturale ha attraversato profondi mutamenti con un significativo abbassamento dei prezzi. Infatti, oltre all'avvento del mercato *"spot"* europeo ed al conseguente aumento della concorrenza, si è registrato a livello europeo un minore tasso di crescita della domanda e, da ultimo, l'immissione dello *"shale-gas"* di provenienza americana sullo scenario mondiale. Quanto sopra conferma, sostanzialmente, un contesto non favorevole per investimenti in nuove infrastrutture da parte di soggetti che in passato potevano contare sulla certezza di contratti di trasporto e di fornitura di gas del tipo *"ship or pay"* a lungo termine (10/15/20 anni) tali da assicurare il rientro dell'investimento in tempi certi.

In seguito alla sopra descritta situazione di stallo nella quale è incappato il Progetto GALSI, con deliberazione n. 17/14 del 13.05.2014 avente ad oggetto *“Metanizzazione della Sardegna. Atto di indirizzo”* la Giunta Regionale della Sardegna ha stabilito di:

1. dare mandato all'Assessore della Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio per autorizzare la SFIRS S.p.A. ad esercitare il diritto di uscita da GALSI S.p.A. con contestuale attivazione della procedura per la cessione delle azioni detenute;
2. dare mandato al gruppo di lavoro di monitorare e accelerare i progetti di intervento dei privati aggiudicatari degli interventi di realizzazione delle reti di distribuzione del gas, individuando le eventuali criticità e supportandone la soluzione;
3. costituire un apposito gruppo di lavoro interassessoriale coordinato dall'Assessorato dell'Industria e composto da rappresentanti della Presidenza della Regione e dell'Assessorato della Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio per l'analisi degli scenari;
4. avviare un Confronto con il Governo per la definizione degli interventi infrastrutturali a carico dello Stato che permettano in tempi brevi alla Sardegna di avviare la metanizzazione tenuto conto dello stallo del Progetto GALSI.

12.6. LE RETI REGIONALI DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE DI GAS

La Giunta Regionale con deliberazione 21/20 del 3.5.2004 ha adottato il Piano di Metanizzazione per le reti urbane e relative infrastrutture e le relative linee di indirizzo. Venivano descritte le direttrici principali di attuazione, diversificando il sistema di adduzione del metano all'isola, dal piano delle reti di distribuzione del gas naturale nei Comuni dell'isola. Per quanto concerne il sistema di adduzione del metano per l'isola, veniva riferito che a seguito del paternariato Italo-Algerino era stata costituita la Società GALSI S.p.a partecipata dalla Regione attraverso le sue Società Sfirs s.p.a. e Progemisa s.p.a. ed era in fase di elaborazione uno specifico studio di fattibilità. Relativamente alla realizzazione delle reti di distribuzione del gas e delle relative infrastrutture venne incaricata la Società G&Fint specializzata per lo studio generale di progetto. Con questa deliberazione venivano riportati sinteticamente gli elementi significativi dello studio: il gasdotto internazionale, il tratto on-shore ed i quattro punti di diramazione nel territorio sardo nonché l'individuazione di 38 bacini definiti in funzione di criteri demografici (popolazione superiore a 18.000 abitanti) e di interdistanza tra i comuni (distanza massima di 55 km tra centri abitati).

Sulla base di queste ipotesi vennero definiti dei tracciati alternativi della rete regionale di trasporto, caratterizzati da tutte le grandezze significative ivi compresa quella relativa all'investimento finanziario necessario per la realizzazione del progetto. Si disponeva inoltre la possibilità di esercire in via provvisoria le reti con fluidi diversi dal metano con specifica indicazione che una volta disponibile sarebbero state riconvertite al suo utilizzo. Nelle linee di indirizzo si specificava che la rete sarda prevedeva quattro stacchi dalla dorsale principale e risultava essere dimensionata per portate di punta pari al doppio della portata media oraria dei consumi massimi previsti al 2030.

Con il D.M. del 29 Settembre 2005 venivano impartiti indirizzi e individuati criteri per la classificazione delle reti regionali di trasporto e per l'allacciamento diretto di utenze alle stesse reti. I gasdotti che si svilupperanno dalla dorsale verso le grandi utenze o verso i punti di riconsegna alle reti di distribuzione costituiscono la rete di trasporto locale. I gasdotti che dai punti di consegna alimenteranno le reti di distribuzione e i collegamenti di interconnessione tra una rete di distribuzione e l'altra nell'ambito di un bacino saranno realizzati dall'Organismo di bacino e troveranno

remunerazione nella tariffa di distribuzione. Nella descrizione delle direttive per lo sviluppo delle reti di distribuzione del metano veniva evidenziato come le risorse disponibili per l'APQ consentivano di avviare immediatamente un primo intervento con oggetto le reti urbane di bacino, posponendo ad un momento successivo la realizzazione dei collegamenti intercomunali.

Con la deliberazione della Giunta regionale n. 54/28 del 22.11.2005 veniva dato avvio al programma di investimenti per la realizzazione delle reti urbane di distribuzione con i finanziamenti relativamente ai capoluoghi di provincia Cagliari, Oristano, Nuoro e Sassari. Con la medesima deliberazione si evidenziava come l'Organo istituzionale d'intesa sconsigliava l'attuazione di singoli interventi di metanizzazione in ambiti territoriali comunali, come già indicato nella Deliberazione n. 24/22 del 24.04.2001, privilegiando uno sviluppo sistemico del programma.

Sulla base della predetta deliberazione veniva concepito il bando regionale per lo sviluppo delle reti di distribuzione del metano cui hanno partecipato al bando regionale, che prevede un contributo pubblico in conto capitale in quota massima del 50% rispetto alle opere finanziabili, i Comuni costituiti in bacino d'utenza, nelle forme consentite dalla normativa nazionale e regionale in materia di Enti Locali per la gestione dei servizi pubblici, impegnandosi a partecipare al bacino d'utenza per un periodo non inferiore a venti anni. Tali organismi hanno assicurato la costruzione della rete e l'espletamento del servizio di distribuzione del gas, per l'intero bacino, affidando la concessione del servizio ad un unico operatore. La durata della concessione di affidamento del servizio di distribuzione non può essere superiore a 12 anni, come previsto dalla normativa in materia di reti di gas naturale (art. 14, D. Lgs 164/2000).

Il CIPE con Deliberazione 22 Marzo 2006 procedeva alla ripartizione generale del fondo per le aree sottoutilizzate ai sensi dell'art.61 della legge n. 289/2002. Esclusi i bacini che avevano già in essere finanziamenti o altre procedure in atto per le concessioni ed esecuzione della rete di distribuzione del gas, nel Giugno del 2006 l'assessorato Industria ha proceduto all'approvazione della graduatoria dei bacini idonei.

In data 20 Dicembre 2006 il Ministero dello Sviluppo Economico e la Regione Autonoma della Sardegna, ritenuto necessario aggiornare il primo Accordo di Programma Quadro, stipulavano il nuovo Accordo di Programma Quadro "Metanizzazione della Sardegna" ad integrazione ed aggiornamento di quanto stipulato in data 21.04.1999, con il quale si confermavano le finalità di progettazione e realizzazione di nuove reti di distribuzione del gas, nonché estensione di quelle esistenti, compresa l'interconnessione delle reti in una visione di sistema integrato.

Il 28 Novembre 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico e la Regione Autonoma della Sardegna, ritenuto di dover aggiornare il primo accordo di programma quadro integrato, stipulano il II° Atto integrativo, le cui finalità restano quelle previste nei precedenti accordi con un riordino delle risorse secondo le risultanze delle procedure concorsuali in atto.

Allo stato attuale solo le reti comunali sono state pianificate, progettate e in alcuni casi realizzate. Pertanto al fine di completare la metanizzazione della Sardegna risulta necessario pianificare e progettare ancora due livelli di intervento:

- la soluzione di adduzione del metano all'isola e le conseguente rete di trasporto;
- le reti di interconnessione tra i Comuni o tra gli enti facenti parte del medesimo organismo di bacino e le reti di distribuzione all'interno delle aree industriali.

Lo sviluppo del processo di realizzazione delle reti di distribuzione di bacino viene costantemente monitorato dal Servizio Energia ed Economia Verde dell'Assessorato all'Industria.

I bacini 14 (Nuoro), 21 (Sassari), 23 (Oristano) e 38 (Cagliari), rappresentano i quattro capoluoghi delle Province previgenti e sono caratterizzati da reti di distribuzione cittadina già in fase di esecuzione all'epoca della citata

deliberazione. Gli altri bacini sono caratterizzati da aggregazioni di Comuni che, per logiche di carattere geografico e amministrativo, sono stati accorpati per costituire i 34 bacini rimanenti.

Le reti di distribuzione comunali sono prive delle interconnessioni tra le diverse realtà facenti parte dello stesso Organismo di bacino. Manca pertanto la rete di trasporto tra Comune e Comune, infrastruttura che deve essere realizzata dall'organismo di bacino trovando remunerazione nella tariffa di distribuzione e con successivi finanziamenti. Lo stato di avanzamento dei lavori delle reti di distribuzione nei centri cittadini risulta non omogeneo come di seguito è rappresentato. La composizione dei bacini finanziati con le misure sopra descritte, le reti di distribuzione già realizzate nei capoluoghi di Provincia previgenti di Cagliari, Oristano, Nuoro e Sassari oltre il bacino Taloro finanziato con altre misure e tutti quei Comuni che volontariamente non hanno partecipato al bando regionale, compongono l'articolato quadro dei bacini di utenza.

Come da Accordo di Programma Quadro e successivi atti attuativi la Regione Autonoma della Sardegna, nell'ambito delle proprie competenze, conduce bimestralmente il monitoraggio dello stato dell'arte della metanizzazione in Sardegna. Di seguito viene riportato sinteticamente il monitoraggio, sotto il profilo tecnico, aggiornato al **30.06.2015**.

BACINO 1. ENTE CAPOFILIA: COMUNE DI ARZACHENA

Comuni partecipanti al bando regionale: **Aglientu, Arzachena, La Maddalena, Luogosanto, Palau, S. Teresa Gallura**

Comuni non partecipanti: **Sant'Antonio di Gallura.**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società COSEAM.

BACINO 2. ENTE CAPOFILIA: TEMPIO PAUSANIA.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Aggius, Bortigiadas, Calangianus, Luras, Tempio Pausania.**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società COSEAM.

BACINO 3. ENTE CAPOFILIA: VALLEDORIA

Comuni partecipanti al bando regionale: **Badesi, Bulzi, Castelsardo, Chiaramonti, Erula, Laerru, Martis, Nulvi, Perfugas, Santa Maria Coghinas, Sedinu, Tergu, Valledoria, Viddalba.**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino è costituito dall'A.T.I. tra le Società FIAMMA2000, CPL CONCORDIA.

BACINO 4. ENTE CAPOFILIA: PORTO TORRES

Comuni partecipanti al bando regionale: **Osilo, Porto Torres, Sennori, Sorso, Stintino.**

Stato: Lavori iniziati nel mese di settembre 2011.

Il concessionario dell'organismo di bacino 4 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 5. ENTE CAPOFILIA: I&G GALLURA

Comuni partecipanti al bando regionale: **Loiri Porto San Paolo, Golfo Aranci, Olbia (non finanziabile), Padru, Telti.**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario provvisorio è la Società SIDIGAS.

BACINO 6. ENTE CAPOFILIA: ALGHERO

Comuni partecipanti al bando regionale: **Alghero, Olmedo.**

Stato: progettazione esecutiva approvata ed in attesa di inizio lavori.

Il concessionario dell'organismo di bacino 6 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 7. ENTE CAPOFILIA: ITTIRI

Comuni partecipanti al bando regionale: **Cargeghe, Ittiri, Muros, Ossi, Putifigari, Tissi, Uri, Usini.**

Comuni esclusi: **Villanova Monte Leone**

Stato: Lavori in corso iniziati nel mese di luglio 2010. Fine lavori prevista entro il 2015.

Il concessionario dell'organismo di bacino 7 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 8. ENTE CAPOFILIA: BONORVA

Comuni partecipanti al bando regionale: **Banari, Bessude, Bonnanaro, Bonorva, Borutta, Cheremule, Codrongianos, Florinas, Monte Leone Rocca Doria, Padria, Ploaghe, Pozzomaggiore, Romana, Semestene, Thiesi.**

Comuni esclusi: **Torralba.**

I comuni di Mara, Cossoine e Siligo sono dotati di reti di distribuzione rispettivamente in esercizio per i primi, e in fase di collaudo per Siligo; il concessionario è la società Liquigas per tutti gli interventi.

Stato: progettazione esecutiva approvata. Inizio lavori previsto entro il 2015.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società SIDIGAS.

BACINO 9. ENTE CAPOFILIA: OZIERI

Comuni partecipanti al bando regionale: **Berchidda, Ittireddu, Ozieri, Tula**

Comuni non partecipanti: **Ardara, Mores, Nughedu San Nicolò, Oschiri**

Stato: Lavori in corso iniziati nel mese di luglio 201. Fine lavori prevista entro il 2015.

Il concessionario dell'organismo di bacino 9 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 10. ENTE CAPOFILIA: COMUNE DI ORUNE.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Alà dei Sardi, Orune, Osidda, Anela, Benetutti, Bitti, Nule, Onani.**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino 10 e del Comune di Pattada è la Società Fontenergia.

Il comune di Pattada ha una sue rete in esercizio il cui concessionario è la Società Fontenergia.

Il concessionario per il Comune di Bultei è la Società LIQUIGAS, mentre quello per il Comune di Buddusò è la Società FIAMMA 2000.

BACINO 11. ENTE CAPOFILIA: COMUNE DI SAN TEODORO.

Comuni partecipanti al bando regionale: **San Teodoro, Lodè, Posada, Siniscola, Torpè.**

Stato: progettazione esecutiva approvata in attesa di inizio lavori.

Il comune di Budoni è dotato di rete di distribuzione attualmente in fase di collaudo; il concessionario è la Società FIAMMA 2000.

Il concessionario dell'organismo di bacino 11 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 12

Il bacino 12 è costituito da una serie di Amministrazioni Comunali ricadenti nella Comunità montana XIV del Montiferru e alcuni del Consorzio Industriale Valle del Tirso. I Comuni che fanno parte del progetto sono: per la Comunità montana, Cuglieri, Bonarcado, Boroneddu, Paulilatino, Santulussurgiu, Seneghe, Scano Montiferru, Tresnuraghes (compresa la località di Porto Alabe), Sennariolo; per il Consorzio industriale, Bidoni, Busachi, Fordongianus, Nughedu Santa Vittoria, Samugheo, Soddì, Ula Tirso, Tadasuni, oltre i Comuni di Bosa, Flussio, Magomadas, Modolo, Sagama, Suni, Tinnura, Abbasanta, Aidomaggiore, Allai, Ardauli, Ghilarza, Neoneli, Norbello, Sorradile, Zuri e Montresta.

Con DGR n. 47/38 del 14.11.2013 è stato dato mandato all'Assessorato dell'Industria di attivare le procedure per l'inserimento del bacino tra gli interventi finanziabili nell'APQ Metano. Nel Giugno 2014 il MISE ha approvato l'inserimento del bacino tra gli interventi finanziabili nell'APQ metano.

BACINO 13. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI ORANI.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Birori, Bolotana, Borore, Bortigali, Lei, Esporlatu, Oniferi, Orani, Orotelli, Ottana, Sarule (Comune non finanziabile), Silanus, Sindia, Burgos, Bono, Bottidda.** Comuni esclusi: **Noragugume, Dualchi.**

Stato: progettazione esecutiva in fase di approvazione.

Il concessionario dell'organismo di bacino 13 è la Società COSEAM.

I comuni di Macomer, Illorai e Sedilo sono titolari di concessioni proprie il concessionario per tutti i comuni è la Società FIAMMA 2000. Il comune di Sarule, non finanziabile in quanto ha deciso di procedere autonomamente, è dotato di rete di distribuzione in esercizio con il medesimo concessionario. Anche i comuni esclusi dal bando regionale, Dualchi e Nuragugume, sono titolari di concessioni in essere con la Società ULTRAGAS.

BACINO 14. CITTÀ DI NUORO.

Il bacino 14 è caratterizzato esclusivamente dalla rete di distribuzione del Comune di Nuoro. Così come per il resto dei capoluoghi di provincia esercirà preliminarmente aria propanata per essere poi riconvertita a metano. Il concessionario NUGORO GAS sta ancora eseguendo parte della rete di distribuzione.

A regime gestirà circa 8.500 utenze.

BACINO 15. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI DORGALI.

Comuni partecipanti al bando regionale: Dorgali, Galtelli, Irgoli, Loculi, Onifai, Orosei.

Comuni non partecipanti: Lula, Oliena.

Stato: Lavori iniziati in data 28.07.2011, sono in corso. Fine lavori prevista entro il 2015.

Il concessionario dell'organismo di bacino 15 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 16.

L'organismo di Bacino 16 è costituito dai Comuni di Austis, Fonni, Gavoi, Lodine, Mamoiada, Ollolai, Olzai, Orgosolo Ovodda, Teti, Tiana, Tonara e Desulo facenti parte del bacino imbrifero montano del Taloro e rientrano nel Piano Integrato d'Area (PIA) che ha permesso e permetterà la costruzione delle reti cittadine di distribuzione del gas in tutti i paesi aderenti. In alcuni Comuni le infrastrutture risultano già realizzate, in altre sono in fase di elaborazione le fasi progettuali ed autorizzative. Tutte le reti sono dimensionate per la distribuzione del metano ma inizialmente distribuiranno gpl.

BACINO 17. ENTE CAPOFILA: ORROLI.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Gesturi, Escolca, Genoni, Gergei, Isili, Nuragus, Nurallao, Nurri, Orroli, Serri, Villanova Tulo, Aritzo, Atzara, Belvì, Esterzili, Gadoni, Meana Sardo, Ortueli, Sadali, Seulo, Sorgono, Laconi**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino 17 è la Società SIDIGAS.

BACINO 18. ENTE CAPOFILA: CABRAS.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Cabras, Milis, Nurachi, Riola Sardo, San Vero Milis, Tramatzu, Zeddiani, Decimoputzu, Siliqua, Vallermosa, Villasor, Musei, Villamassargia**

Comuni esclusi: **Bauladu, Baratili San Pietro, Solarussa, Narbolia, Siamaggiore**

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per rilascio parere da parte dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino 18 è costituito dall'A.T.I. tra le Società FIAMMA 2000 - CPL CONCORDIA.

BACINO 19. ENTE CAPOFILA: TERRALBA.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Mogoro, Palmas Arborea, San Nicolò d'Arcidano, Santa Giusta, Marrubiu, Uras.**

I comuni di Terralba e Arborea sono titolari di concessione propria con le Società, rispettivamente, FIAMMA 2000 e LIQUIGAS, e dotati di rete di distribuzione attualmente in esercizio.

Stato: progettazione esecutiva approvata.

Il concessionario dell'organismo di bacino 19 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 20. ENTE CAPOFILA: GONNOSNÒ

Comuni partecipanti al bando regionale: **Genuri, Albagiara, Assolo, Baradili, Baressa, Curcuris, Gonnoscodina, Gonnosnò, Gonnostramatza, Masullas, Mogorella, Nureci, Pau, Pompu, Ruinas, Sini, Siris, Usellus, Sant'Antonio Ruinas, Villa Verde.**

Comuni non partecipanti: **Asuni, Ollastra, Senis, Siamanna, Siapiccia, Simaxis, Villanova Truschedu, Villaurbana, Zerfaliu.**

I comuni di Ales, Morgongiori e Simala risultano dotati di rete di distribuzione e sono titolari di concessioni proprie con le Società, rispettivamente, LIQUIGAS e FIAMMA 2000.

Stato: progettazione definitiva in fase di approvazione.

Il concessionario provvisorio del bacino 20 è FIAMMA 2000.

BACINO 21. CITTÀ DI SASSARI

Il bacino 21 è costituito interamente dalla rete di distribuzione della città di Sassari. Sono in fase di completamento i lavori di ampliamento della rete. Nella sua configurazione finale la rete è dimensionata per circa trentamila utenze. Anche la rete di Sassari è esercita con aria propanata. Relativamente all'area industriale di Sassari, risulta già realizzata una rete ad anello che consentirà di collegare tutte le utenze industriali che ne faranno richiesta.

Il concessionario dell'organismo di bacino 21 è la Società MEDEA.

BACINO 22 ENTE CAPOFILA: LANUSEI.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Arzana, Bari Sardo, Baunei, Cardedu, Elini, Gairo, Girasole, Ilbono, Escalaplano, Lanusei, Loceri, Lotzorai, Osini, Perdasdefogu, Seui, Talana, Tertenia, Tortolì, Triefi, Ulassai, Ussassai, Villagrande Strisaili.**

Comuni non partecipanti: **Urzulei.**

I lavori sono stati conclusi in data 31.05.2008 ed è già in esercizio. Le reti hanno un'estensione complessiva di circa 280 chilometri e sono dimensionate per poco più di 23.000 utenti. Allo stato attuale sono allacciati 3.500 utenti e diversi paesi non presentano neppure un'utenza allacciata. Il bacino esercisce Gpl ma può essere riconvertito a metano.

Il Comune di Jerzu ha partecipato al bando ottenendo il finanziamento ed allo stato attuale risulta approvata la progettazione preliminare.

Il concessionario dell'organismo di bacino 22 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 23. CITTÀ DI ORISTANO.

Il bacino 23 è caratterizzato complessivamente dalla città di Oristano. Ha una rete di distribuzione già in esercizio compatibile con la distribuzione del metano e con una potenzialità di circa 8500 utenze. Allo stato attuale risultano allacciate 1700 utenze.

Il concessionario dell'organismo di bacino 23 è la Società SARDYNIA GAS.

BACINO 24. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI VILLACIDRO.

Comuni partecipanti al bando regionale: Gonnosfanadiga, Guspini, Pabillonis, Villacidro, Buggerru, Fluminimaggiore.

Il comune di Arbus è dotato di rete di distribuzione in esercizio ed è titolare di concessione con la Società FIAMMA 2000.

Stato: progettazione esecutiva approvata, in attesa di inizio lavori.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società COSEAM.

BACINO 25. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI SAN GAVINO MONREALE.

Comuni partecipanti al bando regionale: Barumini, Collinas, Las Plassas, Lunamatrona, Pauli Arbarei, San Gavino Monreale, Sardara, Setzu, Villanovafranca, Tuili, Turri, Ussaramanna, Villamar, Villanovaforru.

Il comune di Siddi è dotato di rete di distribuzione e titolare di concessione con la Società LIQUIGAS.

Stato: progettazione esecutiva in istruttoria per il rilascio del parere dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino 25 è l'A.T.I. tra le Società FIAMMA 2000 e SIDIGAS.

BACINO 26 ENTE CAPOFILA: COMUNE DI SUELLI.

Comuni partecipanti al bando regionale: Barrali, Gesico, Goni, Guamaggiore, Suelli, Pimentel, San Basilio, Selegas, Senorbì

I Comuni di Mandas, Ortacesus e Siurgus Donigala, sono dotati di rete di distribuzione in esercizio e sono titolari di concessione con le Società, rispettivamente, FIAMMA 2000, LIQUIGAS, FIAMMA 2000.

Stato: Lavori iniziati nell'ottobre 2011, sono in corso.

Concessionario organismo di bacino: Società CPL CONCORDIA.

BACINO 27. ENTE CAPOFILA: C.I.S.A.

Comuni partecipanti al bando regionale: Furtei, Guasila, Samassi, Samatzai, Sanluri, Segariu, Serramanna, Serrenti

Stato: progettazione esecutiva approvata e lavori in corso.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 28. ENTE CAPOFILA: SANT'ANDREA FRIUS.

Comuni partecipanti al bando regionale: Armungia, Ballao, Dolianova, Donori, San Nicolò Gerrei, Sant'Andrea Frius, Villasalto, Silius, Soleminis. Il comune di Serdiana è dotato di rete di distribuzione in esercizio ed è titolare di concessione con la Società LIQUIGAS.

Stato: progettazione esecutiva approvata in attesa di inizio lavori.

Il concessionario dell'organismo di bacino 28 è la Società CPL Concordia.

BACINO 29.

Il bacino 29 secondo la ripartizione fatta dalla Regione Autonoma della Sardegna è costituito dai Comuni di Burcei, Castiadas, Muravera, San Vito, Villaputzu e Villasiumius. Con DGR n. 47/38 del 14.11.2013 è stato dato mandato all'Assessorato dell'Industria di attivare le procedure necessarie all'inserimento del bacino originariamente escluso dalla procedura di evidenza pubblica, tra gli interventi finanziabili nell'APQ metano. Nel giugno 2014 il MISE ha approvato l'inserimento del bacino tra gli interventi finanziabili nell'APQ metano. Allo stato si è in attesa del perfezionamento delle procedure di costituzione del bacino.

BACINO 30 ENTE CAPOFILA: COMUNE DI IGLESIAS.

Comuni partecipanti al bando regionale: Gonnese, Iglesias, Portoscuso.

Stato: progettazione definitiva in fase di approvazione. Il concessionario dell'organismo di bacino è SIDIGAS.

BACINO 31. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI SILIQUA.

Comuni partecipanti al bando regionale: Decimoputzu, Siliqua, Vallermosa, Villasor, Musei, Villamassargia.

Stato: progettazione esecutiva approvata.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società COSEAM.

BACINO 32. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI ASSEMINI

Comuni partecipanti al bando regionale: Assemini, Decimomannu, Elmas, Uta.

Il comune di Villaspeciosa è dotato di rete di distribuzione in esercizio ed è titolare di concessione con Liguigas.

Stato: progettazione esecutiva approvata.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società SIDIGAS.

BACINO 33. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI QUARTUCCIU.

Comuni partecipanti al bando regionale: Monserrato, Quartu Sant'Elena, Quartucciu, Sinnai, Settimo San Pietro. Comuni non partecipanti: Maracalagonis, dotato di rete di distribuzione in esercizio e titolare di concessione con Liguigas.

Stato: lavori in corso iniziati nel mese di giugno 2011. Fine lavori prevista entro il 2015.

Il concessionario dell'organismo di bacino è costituito dall'A.T.I. tra CONSCOOP, ISGAS, B. DI SARDEGNA E SFIRS.

BACINO 34 ENTE CAPOFILA: COMUNE DI CARBONIA.

Comuni partecipanti al bando regionale: Calasetta, Carloforte, San Giovanni Suergiu, Sant'Antioco.

Stato: progettazione esecutiva per il rilascio del parere dell'UTR.

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società FIAMMA2000.

BACINO 35 ENTE CAPOFILA: COMUNE DI SANT'ANNA ARRESI.

Comuni partecipanti al bando regionale: Giba, Masainas, Narcao, Perdaxius, Piscinas, Sant'Anna Arresi, Teulada, Tratalias, Villaperuccio. Comuni non partecipanti: Nuxis.

Stato: progettazione esecutiva approvata.

Il concessionario dell'organismo di bacino 35 è la Società CPL CONCORDIA.

BACINO 36. ENTE CAPOFILA: COMUNE DI CAPOTERRA.

Comuni partecipanti al bando regionale: Capoterra, Pula, Sarroch, Villa San Pietro

Comuni non partecipanti: Domus de Maria.

Stato: progettazione definitiva approvata.

Il concessionario dell'organismo di bacino 36 è la Società SIDIGAS.

BACINO 37 ENTE CAPOFILA: UNIONE DEI COMUNI DEL BASSO CAMPIDANO.

Comuni partecipanti al bando regionale: **Monastir, Nuraminis, San Sperate, Sestu, Ussana**

Stato: progettazione esecutiva approvata e lavori consegnati.

Il concessionario dell'organismo di bacino 37 è la Società CPL CONCORDIA.











BACINO 38. CITTÀ DI CAGLIARI.

Il bacino 38 corrisponde alla città di Cagliari. La rete di distribuzione cittadina risulta complessivamente già realizzata ed in esercizio. Sono in fase avanzata una serie di lavori di estensione della stessa oltre che di ammodernamento di alcune tratte non più rispondenti alle normative in materia di sicurezza vigenti.

Alla fine dell'intervento Cagliari potrà contare su una rete capillare sulla quale esercirà aria propanata ma immediatamente riconvertibile a Metano, progettata per 40.000 utenze con una estensione di circa 275 chilometri. La rete di Cagliari e il bacino 33 risultano le uniche entità interconnesse (peraltro con la densità abitativa maggiore).

Il concessionario dell'organismo di bacino è la Società ISGAS.

Di seguito è riportata una mappa che illustra sinteticamente la situazione regionale complessiva dello stato di attuazione dei bacini di distribuzione del gas secondo la seguente legenda:

| | STATO RETE |
|---|---|
|  | IN PROGETTAZIONE O IN CORSO DI ISTRUTTORIA PER APPROVAZIONE PROGETTO |
|  | ISTRUTTORIA FINITA MA LAVORI NON CONSEGNATI O CRITICITA' SULLA CONSEGNA |
|  | LAVORI CONSEGNATI MA CON CRITICITA' |
|  | LAVORI IN CORSO |
|  | RINUNCIATARI CONTRIBUTO MA IN PARTE IN ESERCIZIO |
|  | RETE IN ESERCIZIO O CON LAVORI CONCLUSI |
|  | NESSUNA FASE INIZIATA: IL MINISTERO HA AUTORIZZATO DI RECENTE IL LORO FINANZIAMENTO |
|  | LAVORI NON ESEGUITI CON CONCESSIONE IN ESSERE PRIMA DEL BANDO REGIONALE |
|  | LAVORI NON ESEGUITI CON RINUNCIA O REVOCA DEL CONTRIBUTO |
|  | COMUNI NON PARTECIPANTI AL BANDO |

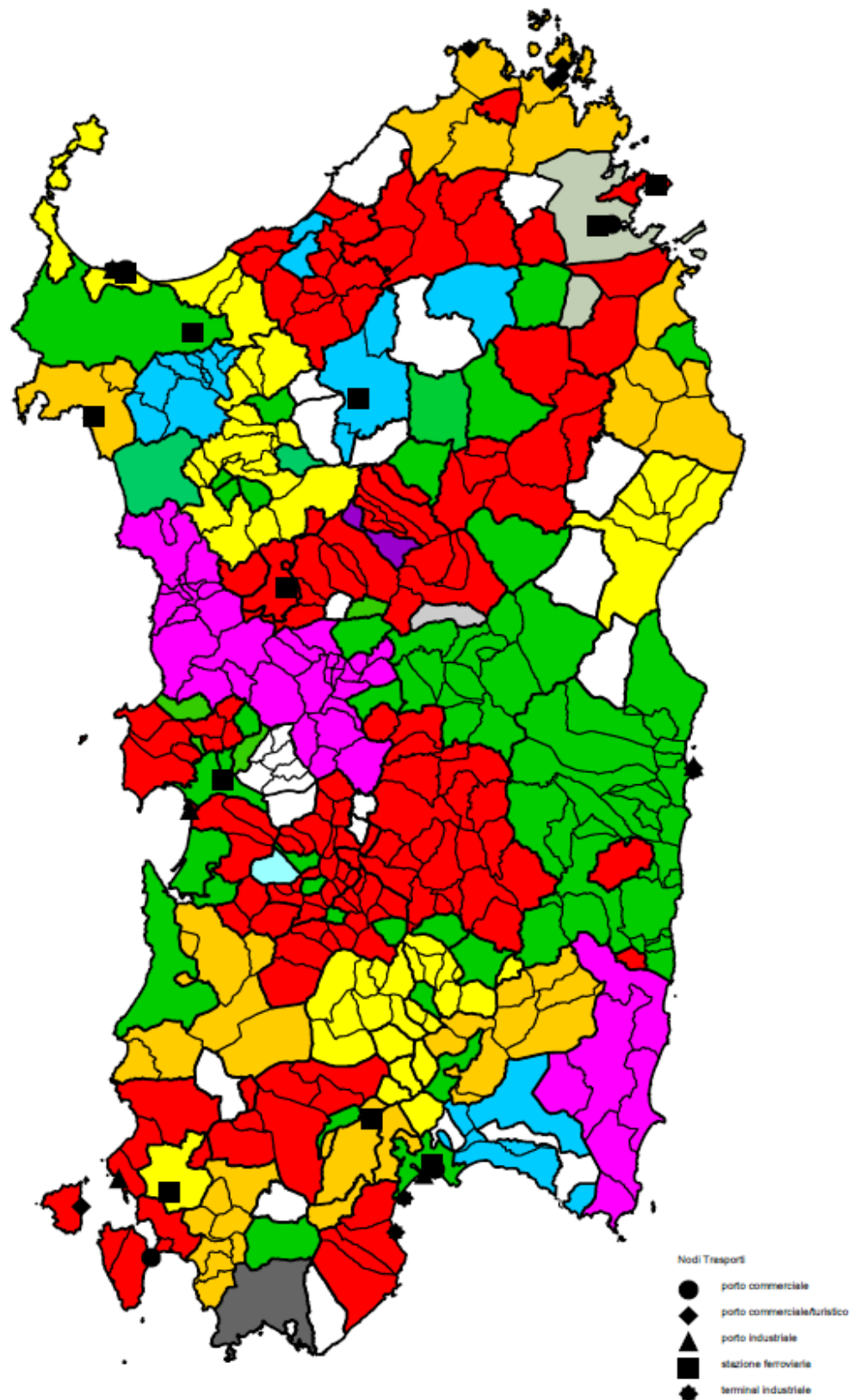


Fig. 12.5. Situazione realizzativa dei bacini di distribuzione del gas in Sardegna all'Ottobre 2015.

E' stata inoltre condotta un'analisi nella quale i Comuni/Organismi di bacino e la relativa popolazione (Istat 2011) sono stati distinti in tre macro categorie come secondo la tabella seguente:

| | STATO RETE | POP. | % |
|--|---|-----------|------|
| | Reti in esercizio con Gpl o Aria Propanata. Reti con lavori in corso o conclusi. | 673.807 | 41% |
| | Reti in progettazione o in istruttoria per approvazione progetto. Istruttoria finita ma lavori non consegnati o con problemi di consegna. Reti con lavori lavori consegnati ma con criticità. | 757.425 | 46% |
| | Comuni in cui non è prevista rete in quanto fuori dall'Apq metano/Bando regionale. Comuni rinunciatari o con finanziamento revocato. Comuni con recente inserimento nell'Apq. Comuni fuori Apq/Bando regionale ma con piccole porzioni di rete in esercizio | 210.033 | 13% |
| | TOTALE | 1.641.265 | 100% |

tab 12.6.

Di seguito una mappa illustra quanto riportato in tabella sopra:

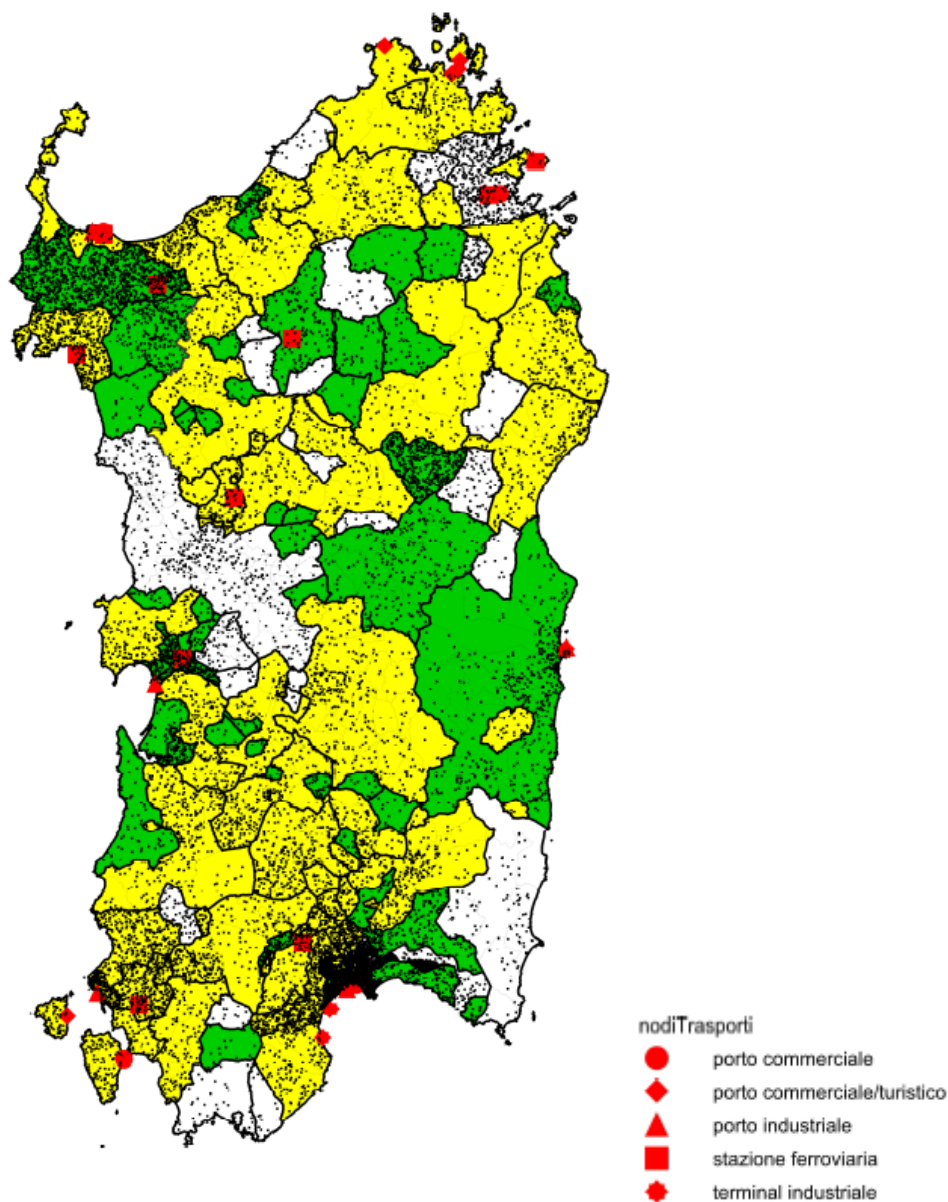


Fig. 12.6. Situazione realizzativa dei bacini di distribuzione del gas in Sardegna all'Ottobre 2015.

12.7 IL DOPO GALSI LE ALTERNATIVE DI APPROVVIGIONAMENTO DELL'ISOLA

Con la deliberazione n. 17/14 del 13.05.2014 la Giunta Regionale, contestualmente all'uscita dal progetto GALSI, ha disposto la costituzione di un gruppo di lavoro interassessoriale per svolgere un'analisi dei possibili scenari futuri riguardo l'impiego del metano in Sardegna e delle diverse opzioni di approvvigionamento.

L'analisi globale delle alternative ha tenuto conto dei seguenti elementi fondamentali:

- si tratta di tema complesso e articolato che non si presta a soluzioni semplici;
- per ogni opzione è necessario valutare gli impatti ambientali e socio-economici, l'affidabilità oltre al prezzo finale all'utenza;
- in un'ottica di mercato occorre considerare con attenzione il grado di coinvolgimento del Decisore pubblico nel processo che dipende dalla soluzione e dal modello che si intende adottare.

Con il superamento del progetto GALSI sono state analizzate tre diverse opzioni.

Opzione 1. Pipeline dalla Regione Toscana. Una pipeline dalla Toscana, con doppio tubo, con stazione di compressione sul continente e sbarco nel nord della regione e prosecuzione "on shore" tramite una dorsale Nord-Sud da cui si dovrebbero diramare i gasdotti secondari per alimentare i diversi bacini urbani in fase di realizzazione.

Opzione 2. Minirigassificatore. Un mini rigassificatore della capacità di 1-1,5 Mld di mc annui da posizionare in un'area industriale-portuale da cui parte una dorsale Nord-Sud con relativi gasdotti secondari analogamente all'opzione 1.

Opzione 3. Depositi costieri (SSLNG – Small Scale LNG). Sistema di depositi costieri di GNL che dovrebbero approvvigionare le reti di distribuzione tramite truck e /o container.

Una volta date le opzioni di cui sopra gli uffici dell'amministrazione regionale hanno implementato un'analisi decisionale multicriteria delle diverse opzioni utilizzando il seguente set di 20 indicatori:

| | | |
|------------------------------------|----|--|
| GOVERNANCE & OPPORTUNITIES | 1 | REGIA REGIONALE ORIENTAMENTO DEL SISTEMA |
| | 2 | ACCESSIBILITÀ EGUALITARIA AL METANO DI CITTADINI E IMPRESE |
| | 3 | MODULARITÀ SOLUZIONE |
| | 4 | MODELLO DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE ALL'UTENZA |
| | 5 | APPLICABILITÀ GAS A TRASPORTI TERRESTRI E MARITTIMI |
| PROJECT, PERMITTING & CONSTRUCTION | 6 | COMPLESSITÀ PROGETTUALE OPERA |
| | 7 | DEFINIZIONE ITER AUTORIZZATIVO |
| | 8 | COMPLESSITÀ ITER AUTORIZZATIVO |
| | 9 | TEMPI AUTORIZZATIVI |
| | 10 | TEMPI DI REALIZZAZIONE |
| ENVIRONMENT & SOCIAL | 11 | IMPATTO AMBIENTALE (STIMA DI MASSIMA) |
| | 12 | ACCETTABILITÀ SOCIALE STIMATA |
| APPEAL, COSTS & FINANCE | 13 | COSTO DI REALIZZAZIONE |
| | 14 | APPEAL OPERATORI DEL MERCATO |
| | 15 | DISPONIBILITÀ RISORSE FINANZIARIE |
| MARKET & PRICES | 16 | COMPETIVITA' DEL MERCATO VENDITA |
| | 17 | COSTO DELLA MATERIA PRIMA AL PUNTO DI INGRESSO (€/MWh) |
| | 18 | CATENA FORMAZIONE DEL PREZZO |
| | 19 | TARIFFE DI REGOLAZIONE DA PARTE AEEGSI |
| | 20 | COMPETIVITA' PREZZO FINALE ALL'UTENZA |

L'analisi degli indicatori mostra come l'opzione 1 sia caratterizzata da criticità riguardo costi realizzativi, complessità e lunghezza dell'iter autorizzativo, complessità realizzativa e indisponibilità immediata del GNL e delle relative opportunità di sviluppo nel campo dei trasporti. Di contro tale opzione, permettendo la connessione della Sardegna alla rete nazionale ed europea del gas, offre il vantaggio della sicurezza e continuità della fornitura ed inquadra il consumo di gas naturale in una logica di mercato trasparente e concorrenziale.

Le altre due opzioni sono caratterizzate dall'impiego del Gas Naturale Liquefatto (GNL) che offre diverse opportunità:

- tempi di implementazione relativamente brevi;
- platea di fornitori in rapida crescita;
- congiuntura positiva sul lato dei prezzi bassi e dei contratti di fornitura;
- flessibilità e modularità dell'offerta;
- disponibilità immediata di gnl per uso trasporti terrestri e marittimi;
- Strategia Nazionale sull'utilizzo del GNL in Italia.

I modelli prefigurati con le opzioni 1 e 2 sono noti mentre per ciò che concerne la terza opzione (modello SSLNG) permangono aspetti di incertezza che vanno al di là degli aspetti prettamente tecnici e che si possono sintetizzare come segue.

12.7.1. ASPETTI NORMATIVI ED AMMINISTRATIVI RELATIVI AL RILASCIO DELLE AUTORIZZAZIONI

Mentre per l'opzione rigassificatore il sistema autorizzativo e di valutazione degli impatti ambientali ed il ruolo che in esso è riservato all'Amministrazione regionale è ben definito, non è altrettanto chiaro il quadro normativo che definisce le modalità di autorizzazione e valutazione degli impatti ambientali dei depositi costieri e delle opere connesse nell'opzione SSLNG e quale sia il soggetto pubblico che deve rilasciare l'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio. Emerge pertanto la necessità di creare tale quadro normativo a livello nazionale con la definizione del ruolo del Decisore pubblico regionale.

Nel rispetto delle regole comunitarie sul libero mercato e sulla concorrenza è auspicabile l'emanazione di norme che prevedano, nell'ambito del procedimento di autorizzazione di queste strutture, la redazione di un piano di distribuzione della risorsa dai punti di ingresso teso a dimostrare la competitività in termini di prezzo finale e reale disponibilità della risorsa medesima anche per le utenze più svantaggiate in quanto intrinsecamente deboli (famiglie e piccole e medie imprese) oppure in quanto geograficamente lontane dagli approdi in modo tale che non siano privilegiate solo alcune aree contermini ai porti industriali. La percorribilità dell'opzione SSLNG rispetto alle altre opzioni risiede soprattutto nella capacità di dimostrare che il sistema distributivo sia potenzialmente equivalente da un punto di vista della convenienza e competitività. Diversamente, atteso il limitato numero degli approdi, è lecito aspettarsi un numero ristretto di operatori, se non addirittura uno solo. In questo caso la soluzione GNL potrebbe tradursi in un potenziale mercato oligopolistico/monopolistico senza garanzia di accesso al GNL a tutti gli utenti. Si potrebbe arrivare al paradosso di saturare i punti di ingresso senza soddisfare la domanda complessiva. In tale caso, il Decisore pubblico si troverebbe ad offrire una risorsa limitata e strategica (gli approdi) senza avere in cambio un servizio garantito, affidabile ed a prezzi convenienti.

Per chiarire il concetto si faccia un parallelo con il Servizio Idrico Integrato. Per la distribuzione dell'acqua potabile ci si è dotati del Piano Regolatore Acquedotti che descrive nel dettaglio come la risorsa dalle sorgenti e dalle dighe venga portata ai potabilizzatori tramite tubazione e di qui con dorsali e reti alle reti urbane; si tratta di un servizio essenziale in

regime di concessione. Tale sistema è stato concepito in quanto le analisi economiche hanno dimostrato come che tale configurazione incide positivamente sul prezzo del mc finale all'utenza. Ed è per questo che è stato concepito un sistema distributivo a rete.

Una proposta di approvvigionamento GNL dovrebbe essere accompagnata da un piano tecnico-economico-finanziario che, almeno in potenza e per un orizzonte temporale accettabile (per gli acquedotti le previsioni sulla domanda e consumi sono al 2041), indichi due elementi: livello di prezzo del mc di gas distribuito in condizione di totale copertura dei costi (la condizione è obbligatoria altrimenti l'alternativa è prevedere tariffe regolate anche per il GNL e accesso a terzi sui depositi costieri) e reale disponibilità della risorsa nei punti più lontani dagli approdi (es il centro Sardegna) che sono anche quelli in maggiore difficoltà economica.

12.7.2. COSTI, PREZZI E TARIFFE

Nell'ambito del Sistema Nazionale Gas l'importazione e/o la rigassificazione, il trasporto e la distribuzione sono servizi pubblici in concessione e come tali regolati da tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), articolate per ambiti e riconosciute alle società. Alle società che erogano tali servizi, che devono essere distinte, in virtù del principio dell'*unbundling*, è riconosciuta una tariffa stabilita dall'Autorità ed il prezzo finale all'utenza pertanto ha al suo interno una quota che deriva direttamente dalle tariffe regolate. Il prezzo finale all'utenza dipende dal regime di mercato in cui tale utenza ricade.

Nel mercato tutelato, riservato solo ad alcune tipologie di clienti "deboli", le condizioni economiche di fornitura per le diverse aree geografiche sono stabilite in via definitiva dall'Autorità. Nel mercato libero invece il prezzo, liberamente pattuito tra venditore e cliente, è condizionato da componenti regolate dall'Autorità legate ai servizi in concessione pubblica (trasporto, rigassificazione, stoccaggio, distribuzione) ma anche dal costo della materia prima che non è regolata dall'Autorità. In linea con gli indirizzi comunitari, il Governo intende eliminare progressivamente il regime di tutela.

Dal 1 Gennaio 2003 tutti i clienti del mercato libero possono scegliere liberamente da quale venditore, e a quali condizioni, comprare il gas. La gestione della rete dei gasdotti locali su cui transita il gas per essere consegnato al cliente rimane affidata alla società di distribuzione, anche quando il cliente sceglie di cambiare il proprio fornitore. Gli elevati costi della gestione delle reti a livello locale conferiscono a questa parte della filiera le condizioni di monopolio naturale che pertanto viene regolato attraverso le tariffe di distribuzione, stabilite dall'Autorità nel rispetto del "*codice di rete*". L'ultima fase della filiera è costituita dalla vendita di gas naturale ai clienti finali da parte di società che operano in regime di libera concorrenza ed a cui è garantito per legge l'uso, a parità di condizioni, delle reti di proprietà dei distributori non appartenenti al proprio gruppo. In un tale quadro la parte legata al costo dell'energia del prezzo finale del gas è soggetta alle regole di mercato ed è condizionata dalle forme e dai contratti di approvvigionamento che si assicurano i venditori. Il costo ed il tipo di approvvigionamento pertanto diventano un fattore determinante sulla formazione del prezzo finale.

Le prime due opzioni si inquadrano in maniera definita e conosciuta a priori nel sistema sopra descritto che è conosciuto e definito a priori in tutte le sue componenti. Nell'opzione 1 il sistema regionale risulterebbe interconnesso fisicamente alla Rete Nazionale Gasdotti e parteciperebbe pertanto al relativo mercato del gas beneficiando, laddove ancora esistente, del regime di tutela per i clienti deboli almeno. Il prezzo finale del gas naturale all'utenza sarebbe

condizionato in generale dal costo della materia prima regolata dal mercato e dalle tariffe di trasporto e distribuzione via rete.

Per l'opzione 2 il prezzo della materia prima GNL, subito a monte del rigassificatore, dovrà essere tale da garantire per l'utenza un prezzo finale competitivo che sarà però per una certa quota regolato dall'Autorità mediante le tariffe di rigassificazione, trasporto e distribuzione.

Nell'opzione 3 SSLNG, diversamente dalle opzioni precedenti, non è altrettanto definita la catena di formazione del prezzo ed in particolare la parte regolata dall'Autorità allo stato delle norme sarebbe solo quella relativa al servizio di distribuzione finale. Mancando allo stato attuale un quadro regolatorio completo sul vettoriamento del GNL e meccanismi di tutela dei clienti deboli, in una logica di libero mercato, i costi di approvvigionamento e trasporto del GNL si potrebbero ripercuotere pesantemente sul prezzo finale all'utenza. La parte legata al costo della materia prima, ma anche e soprattutto quella legata al costo di trasporto dai depositi costieri ai bacini di distribuzione finale, sarebbe invece completamente riservata all'iniziativa privata ed al mercato. Un cliente finale non collegato a una rete di distribuzione potrebbe comprare il GNL direttamente da un venditore e concordare il prezzo con lui in maniera bilaterale; ciò avverrebbe completamente al di fuori dalla regolazione dell'Autorità e sarebbe lasciato ad un accordo tra le parti. Questo schema, potenzialmente adatto per un grande cliente industriale, non è facilmente riproducibile su vasta scala all'utenza domestica e comunque non garantirebbe a priori un prezzo accessibile in mercato ristretto chiuso come quello sardo. In un tale quadro ulteriori elementi di complicazione sono rappresentati dal fatto che ad oggi non è chiaro chi debba sostenere i costi della realizzazione ed esercizio dei serbatoi di ricezione e vaporizzazione del GNL per la sua immissione finale nelle reti di distribuzione.

Le condizioni geografiche, logistiche (limitato numero di approdi idonei e conseguente semi isolamento del mercato) e di mercato (quello regionale è un mercato relativamente piccolo) che caratterizzano la Sardegna profilano una situazione di oligopolio o addirittura di monopolio che, in assenza di regolazione, potrebbe incidere negativamente sul prezzo finale della risorsa pagato dall'utenza soprattutto quella più debole (famiglie e piccole imprese). In un tale quadro, similmente all'opzione rigassificatore, un investitore per trovare appetibile l'opzione SSLNG dovrebbe necessariamente auspicare una deroga al modello "*essential facility*" e alla regola del diritto di accesso a terzi. Come contropartita il Decisore pubblico regionale dovrebbe pretendere per la tutela dei clienti deboli (famiglie e piccole imprese) l'istituzione di un sistema di tariffe regolato da parte dell'Autorità che siano applicate anche al GNL e che, a oggi, non esiste. Tuttavia la deroga al "*essential facility*" deve necessariamente portare con sé anche quella "*tariffe regulate*", diversamente comporterà con buone probabilità un effetto negativo sul servizio e sulle tariffe per gli utenti. L'alternativa sarebbe quella di prevedere in una logica di mercato un regime di accesso a terzi ai depositi costieri che però, a fronte di una effettiva concorrenza non garantita a priori, potrebbe far calare l'interesse da parte degli investitori che, dovendo concorrere con altri operatori per un mercato relativamente piccolo, potrebbero non trovare conveniente l'investimento sull'infrastruttura.

12.7.3. ASPETTI AMBIENTALI ED ACCETTABILITÀ SOCIALE.

L'opzione SSLNG presuppone, apparentemente, impatti ambientali e sociali inferiori rispetto ad un minirigassificatore o alla pipeline dalla Toscana ma nel contempo la realizzazione di opere connesse e una filiera di trasporto i cui impatti

non sono necessariamente irrilevanti. In ogni caso, qualsiasi sia la scelta finale, sarà cruciale affrontare gli aspetti legati alla sostenibilità ambientale ed alla accettabilità sociale di un'opera strategica.

Nel documento sulla Strategia Nazionale GNL si ritrovano ben evidenziate le problematiche legate agli aspetti autorizzativi ed a prezzi, tariffe e impatti ambientali che non sempre sono accompagnate da soluzioni. Nello specifico si conferma una carenza nel quadro normativo relativo al permitting ed alle valutazioni di impatto ambientale mentre sul tema della tariffe ci si limita ad affermare che *"Dal punto di vista regolatorio, non si ritiene che la logistica di distribuzione di GNL per uso trasporto marittimo o terrestre debba essere soggetta a regolazione da parte dell'Autorità nazionale di regolazione, in quanto non ricorrono per essa i presupposti previsti dalla normativa comunitaria in merito."*

Il documento per una Strategia Nazionale sul GNL peraltro riserva alla Sardegna pochi cenni riguardo:

1. La potenzialità dell'utilizzo del GNL per alimentare, tramite rigassificazione in sito, reti isolate o per aree del paese non metanizzate, quali ad esempio le isole ed in particolare la Sardegna, per la quale un'ipotesi di sviluppo del GNL distribuito potrebbe rappresentare un'opportunità per la sua metanizzazione. A riguardo si riporta letteralmente, *"Particolare situazione è quella rappresentata dalla Sardegna dove, anche a seguito del rinvio del progetto di metanizzazione attraverso il Galsi, le caratteristiche intrinseche del GNL potrebbero offrire una soluzione ambientalmente meno impattante per le attività industriali che impiegano combustibili non gassosi ed una opportunità per differenziare le fonti energetiche per le reti di distribuzione del gas che alimentano grandi agglomerati urbani."*
2. Relativamente ai trasporti marittimi *"premesso che l'elenco dei 14 porti nazionali previsti nella "Trans European Network Transport" per l'utilizzo del GNL deve essere tenuto presente"* anche altri porti possono essere presi in considerazione, ad esempio in Sardegna.

12.7.4. LA PROPOSTA OPERATIVA

In tale contesto, considerando il negoziato in atto con il Governo nazionale relativamente alla metanizzazione della regione Sardegna, si ritiene opportuno utilizzare il piano energetico regionale quale strumento di supporto al confronto in atto attraverso la descrizione e l'analisi degli scenari della domanda di gas naturale e i suoi potenziali settori di utilizzo con le attività pianificate. L'indicazione e la descrizione della soluzione tecnica di approvvigionamento di gas naturale saranno dettagliati nello strumento attuativo che sarà esitato a seguito delle negoziazioni con il Governo. Queste dovranno fornire le soluzioni di carattere sistemico e le tempistiche migliori per la metanizzazione della Sardegna che consentano l'accesso ai cittadini e alle imprese sarde alla risorsa gas naturale alle stesse condizioni presenti in tutto il resto d'Italia, evitando potenziali distorsioni del mercato.

In particolare, nell'ambito delle opzioni GNL, le differenti opzioni caratterizzate dall'utilizzo di sistema di forniture e rigassificazione di tipo centralizzato o distribuito richiedono un allineamento tecnico-amministrativo allo scopo di poter effettuare scelte con la certezza di seguire procedimenti definiti in termini di criteri, competenze e procedure che siano coerenti con le altre tipologie di impianti GNL.

Il procedimento autorizzativo, inclusa la valutazione di impatto ambientale, potrebbe essere non dissimile dal percorso adottato in altre realtà.

L'eventuale opzione caratterizzata da terminale di rigassificazione dovrebbe essere dotato di una adeguata sezione che consenta comunque la distribuzione del GNL a servizio del trasporto pesante su strada e del bunker marittimo per sfruttare i vantaggi offerti da tale tecnologia nel quadro della strategie nazionale ed europea sul GNL. Inoltre, in tale

caso si ritiene necessario per una più rapida attuazione del processo di metanizzazione della Sardegna un impegno da parte del Governo Nazionale riguardo la realizzazione del terminale attraendo, in accordo con la Regione, investitori privati interessati, ma soprattutto della rete primaria di trasporto del gas nell'intero territorio regionale. L'opzione SSLNG è caratterizzata come visto da problemi inerenti aspetti autorizzativi, costi e tariffe e impatti ambientali. A riguardo si ritiene necessario per una più rapida attuazione del processo di metanizzazione della Sardegna un impegno del Governo Nazionale per la rapida ed esaustiva definizione del quadro normativo relativo alle procedure autorizzative per la realizzazione e l'esercizio delle opere e per la valutazione degli impatti ambientali nonché la definizione puntuale del ruolo Decisore pubblico regionale con una moratoria dei procedimenti di nuove autorizzazioni per il periodo strettamente necessario alla messa a punto della soluzione di approvvigionamento. In tema di costi e tariffe in un'opzione GNL le alternative sarebbero essenzialmente due.

La prima prevede la costruzione di un quadro regolatorio completo almeno per i clienti deboli sul modello di quello già esistente per gli utenti connessi alla rete nazionale gasdotti. La seconda in un regime di mercato libero, quale è oggi quello della vendita di GNL, dovrebbe prevedere delle misure tecnico-normative atte a scongiurare il rischio di distorsioni o di fallimento del mercato medesimo.

Più collaudato, sia dal punto di vista tecnologico che dal punto di vista autorizzativo, appare l'opzione di approvvigionamento tramite pipeline che, come evidenziato precedentemente, presenta altre criticità.

A prescindere dalla soluzione adottata, comunque, qualsiasi opzione dovrà soddisfare i seguenti requisiti:

1. La metanizzazione della Sardegna deve essere supportata attraverso la definizione di un opportuno quadro regolatorio/tariffario nazionale in grado di coprire gli investimenti per le infrastrutture di approvvigionamento e distribuzione ed assicurare meccanismi di tutela dei clienti deboli, assicurando condizioni analoghe a quelle delle altre Regioni italiane servite dalla rete nazionale dei gasdotti;
2. È necessario definire l'aggiornamento del quadro generale dei bacini di distribuzione alla luce delle mutate tendenze di consumo, della competizione da parte di altri vettori energetici ad alta efficienza nel settore domestico e dell'attuale e futuro assetto della distribuzione;
3. Occorre infine delineare un focus specifico per la realizzazione in Sardegna di un Hub – GNL per il bunkeraggio marittimo e l'alimentazione dei truck per il trasporto merci alla luce della Strategia nazionale GNL e della direttiva 94/2014/CE.

È evidente che la soluzione ottimale dovrà necessariamente essere individuata in un'azione coordinata con il Governo Nazionale da formalizzare con apposito Atto che definisca in maniera definitiva tutti i dettagli che consentano la distribuzione finale della risorsa all'utenza rappresentata primariamente dai 38 bacini urbani, dalle 16 maggiori aree industriali (ex ASI e ZIR) e dal settore dei trasporti.

In considerazione di quanto sopra rappresentato, la Giunta regionale individua il gas naturale quale vettore strategico per l'approvvigionamento della Sardegna e indica in un Accordo Istituzionale di Programma con il Governo Nazionale lo strumento attuativo nel quale lo Stato si dovrà necessariamente impegnare affinché nella programmazione attuativa, assicurando risorse, procedure ambientali autorizzative, adeguamenti normativi e tariffari funzionali garantire la realizzazione delle infrastrutture per l'approvvigionamento di gas naturale nell'isola e la sua distribuzione a condizioni di sicurezza e di tariffa per i cittadini e le imprese sarde analoghe a quelle delle altre Regioni italiane, promuovendo lo sviluppo della concorrenza.

CAPITOLO 13. PROPOSTA DI PEARS: DEFINIZIONE DEGLI SCENARI, ANALISI DELL'EVOLUZIONE E VERIFICA DEGLI OBIETTIVI 2030.

13.1 PREMESSA

Lo sviluppo delle attività di pianificazione energetica richiede la definizione di possibili scenari evolutivi sia del consumo di energia che del fabbisogno di potenza massima. Le stime associate alla domanda di energia sono strettamente connesse alle previsioni di sviluppo economico e sociale di una comunità e pertanto non possono essere di tipo univoco ma devono necessariamente tener conto di una molteplicità di fattori. Tali analisi sono propedeutiche allo sviluppo del processo di pianificazione soprattutto quando si considera, come nel caso in esame, un orizzonte temporale di medio/lungo termine di 15 anni individuando il 2030 come anno di riferimento per il raggiungimento di determinati obiettivi energetici. Nel caso in esame, la previsione dei trend di sviluppo dei vari comparti energetici risulta di complessa definizione in quanto condizionata da fenomeni di transizione economica e energetica che non consentono di considerare la base dati persistente. Risulta perciò fondamentale, nella definizione degli scenari energetici di lungo termine, l'identificazione di un campo di variazione, determinato da due condizioni estremali entro le quali si ritiene probabile la collocazione futura dell'effettivo profilo di consumo. Nel processo di pianificazione questo passo rappresenta un momento fondamentale giacché individua le ipotesi tecniche sulle quali valutare la fattibilità delle strategie e degli obiettivi energetici.

La definizione degli scenari di sviluppo del sistema energetico regionale è infatti rivolta principalmente al soddisfacimento degli obiettivi strategici individuati dalla Giunta regionale nelle linee di indirizzo riportate nelle delibere n°37/21 del 21 Luglio 2015 e 48/13 del 2 Ottobre 2015. Le azioni ivi previste sono volte a:

- sviluppare e integrare i sistemi energetici e potenziare le reti di distribuzione energetiche, privilegiando la loro efficiente gestione per rispondere alla attuale e futura configurazione di consumo della Regione Sardegna;
- promuovere la generazione distribuita dedicata all'autoconsumo istantaneo, indicando nella percentuale del 50% il limite inferiore di autoconsumo istantaneo nel distretto per la pianificazione di nuove infrastrutture di generazione di energia elettrica;
- privilegiare, nelle azioni previste dal PEARS, lo sviluppo di fonti rinnovabili destinate al comparto termico e della mobilità con l'obiettivo di riequilibrare la produzione di Fonti Energetiche Rinnovabili destinate al consumo elettrico, termico e dei trasporti;
- promuovere e supportare l'efficientamento energetico, con particolare riguardo al settore edilizio, ai trasporti e alle attività produttive, stimolando lo sviluppo di una filiera locale sull'efficienza energetica per mezzo di azioni strategiche volte prima di tutto all'efficientamento dell'intero patrimonio pubblico regionale;
- prevedere un corretto mix tra le varie fonti energetiche e definire gli scenari che consentano il raggiungimento entro il 2030 dell'obiettivo del 50% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti associate ai consumi energetici finali degli utenti residenti in Sardegna, rispetto ai valori registrati nel 1990.

Sulla base di tali obiettivi, dei vincoli e dello stato attuale del sistema energetico regionale, messi in evidenza nei precedenti capitoli, sono state proposte delle possibili evoluzioni del sistema energetico isolano al 2030. Il Capitolo è pertanto suddiviso in due parti:

- la prima individua le possibili evoluzioni al 2030 del sistema energetico regionale della Sardegna a seguito della definizione di tre possibili scenari energetici, denominate *Conservativo*, *Sviluppo* e *Intenso Sviluppo* ;
- la seconda parte illustra, per gli scenari energetici proposti per il 2030, i risultati attesi relativamente ai principali indicatori e esegue una analisi comparativa tra le diverse configurazioni energetiche.

13.2 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO

L'obiettivo strategico di sintesi del PEARS di raggiungere entro il 2030 il 50% di riduzione delle emissioni di CO₂, ha posto un vincolo molto stringente nella definizione delle possibili evoluzioni del sistema energetico regionale. Infatti, dall'analisi delle emissioni riportata nei Capitoli 8 (per il settore elettrico) e 11 (per l'intero sistema energetico), appare chiaro come i tre macro-settori di riferimento (elettrico, termico e trasporti) incidano in maniera fortemente disomogenea sui valori annui di emissioni associate ai consumi energetici finali degli utenti residenti in Sardegna. Nel 2013 le emissioni di CO₂ associate alle sole attività sviluppate in Sardegna sono state pari a 13,31 Mton. Di queste circa il 43% è imputabile ai soli impianti di produzione di energia elettrica e il 16% agli impianti di raffinazione. Il settore dei trasporti ha contribuito per il 25%, mentre il restante 15% è legato al comparto calore (industriale, terziario e domestico) e alle attività agricole. Risulta pertanto evidente come il settore elettrico sia quello più emissivo a livello regionale, e quindi le azioni di riduzione delle emissioni di CO₂ non possono che essere definite a partire dall'analisi di tale comparto, sia in termini di consumo che di produzione. Infatti, l'intensità e la natura delle azioni adottate per il settore elettrico saranno fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di piano.

13.2.1 I VINCOLI DEL SISTEMA ENERGETICO SARDO

L'elaborazione degli scenari energetici deve tener conto dei vincoli a cui il sistema energetico sardo risulta essere sottoposto. In particolare, il sistema energetico della Sardegna presenta dei vincoli di carattere strutturale particolarmente significativi e strettamente connessi alla sua condizione di insularità. Tale condizione si manifesta sia nelle infrastrutture elettriche sia nelle infrastrutture energetiche di approvvigionamento e distribuzione dei prodotti fossili, sia nella struttura energetica associata al sistema dei trasporti. Nel caso del sistema elettrico, i vincoli più evidenti sono rappresentati: dai limiti di interconnessione elettrica tra la Sardegna e il Continente europeo, dalla scarsa magliatura della rete AT e dai limiti nella capacità di trasporto della rete di trasmissione (si veda il Capitolo 8 per maggiori dettagli). Tali vincoli strutturali della rete elettrica regionale, congiuntamente alla trasformazione dei diagrammi di carico, introducono nuove problematiche connesse alla regolazione di frequenza e di tensione, alla gestione interna dei flussi di energia e conseguentemente alla stabilità, alla gestione e alla qualità della trasmissione. Tutto ciò si traduce in una forte limitazione all'ulteriore sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili. Infatti, permanendo l'attuale configurazione di carico e generazione, la nuova produzione da fonte rinnovabile verrebbe utilizzata in maniera inefficiente o renderebbe necessario il potenziamento infrastrutturale del sistema elettrico regionale.

Nel caso del sistema di distribuzione ed approvvigionamento delle fonti fossili, il vincolo principale è rappresentato dall'assenza di un approvvigionamento di metano. Tale vincolo ha diverse conseguenze sia sulle scelte operate nel settore produttivo industriale sia in quello delle centrali termoelettriche esistenti. In particolare, per quanto riguarda le emissioni di CO₂, l'assenza di combustibili alternativi ai derivati del petrolio e al carbone si è tradotta nel 2013 in un fattore di emissione specifico del comparto di generazione e produzione di energia elettrica circa doppio rispetto a quello nazionale. Inoltre, le caratteristiche proprie del parco termoelettrico sardo, caratterizzato da forti limitazioni in termini di flessibilità e affidabilità, sono in parte imputabili ai vincoli di approvvigionamento delle fonti fossili che impediscono lo sviluppo di unità produttive dedicate all'erogazione di servizi di regolazione, anche in regime di "capacity payment". Inoltre il mancato approvvigionamento di metano ha delle ulteriori ripercussioni sulla rete distributiva dei trasporti terrestri, che non prevede punti di rifornimento di gas metano.

Per quanto concerne la rete trasporti si evidenzia la carenza infrastrutturale della rete di trasporto ferroviaria e la mancanza di un'elettrificazione delle tratte principali che ha trasferito la mobilità pendolare sarda principalmente verso il trasporto su gomma.

Oltre i vincoli fisici e infrastrutturali si è tenuto conto anche dei vincoli connessi al rispetto delle normative ambientali e paesaggistiche vigenti e pertanto, nella definizione delle potenze di riferimento per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e non, si è tenuto conto delle prescrizioni vigenti in Sardegna ed in Italia, dell'occupazione territoriale delle strutture proposte e delle disponibilità territoriali soddisfacenti i vincoli presenti.

13.2.2 ANALISI DI FATTIBILITÀ DI SVILUPPO DEI DISTRETTI ENERGETICI

Uno degli obiettivi principali del PEARS è quello di promuovere la diffusione dei distretti energetici, definiti nell'Allegato alla Delibera 48/13 come l'insieme delle utenze energetiche caratterizzate da contiguità territoriale tale da permettere la condivisione delle infrastrutture di consumo e produzione in maniera fisica e/o virtuale. Lo scopo è quello di integrare le diverse tecnologie di produzione, consumo e accumulo energetico, in modo tale da favorire la gestione ottimale della produzione e del carico, l'efficientamento dei diversi utenti finali e la massimizzazione dell'utilizzo locale delle risorse energetiche endogene. L'ottimizzazione dell'autoconsumo, e quindi la migliore gestione dell'energia immessa in rete (grazie anche all'introduzione sia di opportuni sistemi di accumulo che di sistemi di gestione e controllo), permette in tali configurazioni energetiche di ridurre l'impatto del distretto sul sistema di distribuzione, evitando la realizzazione di nuove infrastrutture, migliorando la qualità della fornitura elettrica e favorendo una maggiore penetrazione di impianti a fonte rinnovabile non programmabile. L'identificazione di tali distretti è pertanto lo strumento più efficace per calibrare le azioni strategiche volte a pianificare la diffusione e l'utilizzo locale della produzione da generazione distribuita rinnovabile. Pertanto, preliminarmente alla definizione delle possibili evoluzioni del sistema energetico regionale, è stata verificata la presenza di condizioni energetiche idonee all'avvio e allo sviluppo di distretti energetici a "energia quasi zero". Utilizzando infatti le analisi georeferenziate riportate nel Capitolo 8, è stato possibile individuare quelle aree della Regione Sardegna in cui sono già presenti le condizioni energetiche elettriche per lo sviluppo di sistemi assimilabili a smart grid e/o micro-reti intelligenti. I risultati sono riportati in Fig. 13.1 e mostrano come sia possibile a oggi individuare 11 distretti energetici a "energia quasi zero" tra cui sono comprese le due municipalizzate elettriche della Sardegna.

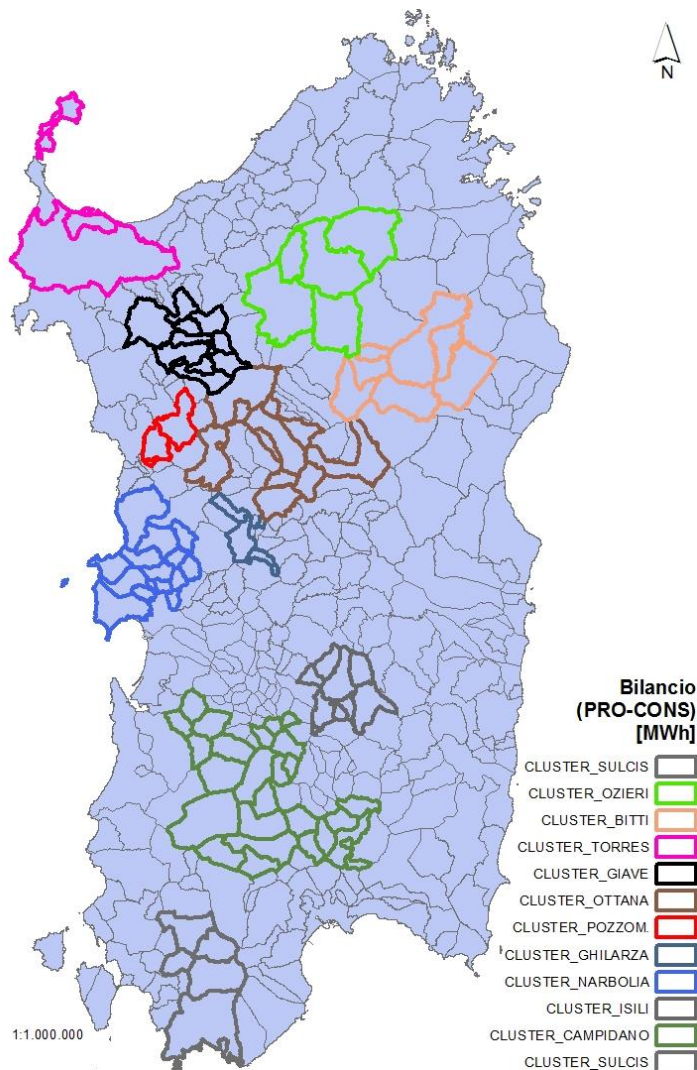


fig.13.1. Possibili distretti energetici – Dati consumo e generazione distribuita 2013.

Inoltre, sia l'analisi degli strumenti di pianificazione energetica locale, rappresentati dai Piani di Azione sulle Energie Rinnovabili, sviluppati nell'ambito del Patto dei Sindaci, sia le indicazioni emerse durante lo sviluppo delle attività connesse con la definizione della *Smart Specialization Strategy (S3)*, hanno fatto emergere l'esistenza di una numerosa serie di proposte per la realizzazione di micro reti energetiche in ambito sia pubblico che privato, confermando la presenza di una diffusa attività e progettualità in tale settore.

Tutto ciò conferma le grandi potenzialità offerte dalla trasformazione del settore elettrico per il raggiungimento degli obiettivi strategici di piano e inoltre dimostra come tali obiettivi siano perseguibili partendo dalla gestione ottimale delle risorse di generazione e di consumo esistenti.

Tale analisi preliminare ha reso quindi opportuna l'analisi delle soluzioni tecniche associate alla gestione integrata della produzione e del consumo distribuito in autoconsumo e i conseguenti scenari di sviluppo della domanda finale e residua del settore elettrico. Tutto ciò ha consentito di analizzare e valutare gli effetti di ciascuna azione di pianificazione sugli obiettivi di piano: incremento autoconsumo, migliore integrazione rinnovabili, differenziazione vettori energetici, riduzione emissioni di CO₂.

13.2.3 IL SOFTWARE ENERGYPLAN

Allo scopo di analizzare oggettivamente da un punto di vista tecnico le proposte e determinare analiticamente gli indicatori del piano è stato utilizzato un opportuno strumento di calcolo che ha permesso di simulare il comportamento dell'intero sistema energetico della Sardegna nelle diverse configurazioni.

Lo strumento adottato a tale scopo è il software EnergyPLAN, sviluppato dall'Università di Aalborg (Danimarca) a partire dal 1999 e giunto oggi alla versione 12.3. Il software, liberamente scaricabile dal web (<http://www.energyplan.eu/>), è un modello computazionale deterministico pensato per l'analisi dei sistemi energetici, che ottimizza la gestione di un dato sistema sulla base di input e strategie definite dall'utente. Una delle caratteristiche più importanti di EnergyPLAN è quella di consentire un'analisi integrata dei tre principali settori energetici (elettricità, calore e trasporti) per uno specifico sistema. Lo scopo principale del programma è quello di supportare la definizione di strategie di pianificazione a carattere regionale o nazionale sulla base di analisi tecniche e/o economiche. EnergyPLAN è stato inoltre già ampiamente utilizzato per modellizzare, simulare e analizzare i sistemi energetici di un discreto numero di Paesi europei quali Danimarca, Estonia, Germania, Polonia, Scozia, Spagna, Irlanda, Romania, Italia e Svizzera (Desire Project; Bellistreri, 2010; Lund, 2008-2010; Franco, 2010; Gota, 2011). Il modello considera l'intero sistema energetico, dalla domanda di energia elettrica a quella di energia termica, così come i trasporti e i fabbisogni industriali. È infatti possibile definire le domande da soddisfare, le fonti rinnovabili da considerare, la potenza delle centrali di tipo convenzionale, le tipologie di combustibili utilizzati, i costi e tutta una serie di possibili strategie di regolazione tecniche e/o economiche. Gli output sono costituiti dai bilanci orari di energia, dai relativi consumi annui di combustibili, dall'energia elettrica importata/esportata, dalle emissioni e dai costi totali annui del sistema. EnergyPLAN rappresenta dunque un efficace strumento per la pianificazione energetica che trova i suoi punti di forza nell'essere basato su un modello deterministico e nel consentire una simulazione oraria dell'intero sistema energetico su un arco temporale di un anno, permettendo, di conseguenza, di analizzare l'influenza delle fluttuazioni orarie delle fonti energetiche rinnovabili sul sistema, così come la stagionalità nella domanda di energia elettrica e calore, e gli apporti naturali per gli impianti idroelettrici a bacino.

Allo scopo di verificare l'accuratezza e validare i modelli energetici sviluppati si è ritenuto opportuno confrontare il modello di riferimento, utilizzato per simulare il sistema energetico regionale sardo del 2013, con i dati reali registrati nello stesso anno. Il primo parametro di confronto è stato la domanda di elettricità. Sulla base dei dati resi disponibili da Terna nei Bilanci Energetici Regionali, l'energia elettrica totale prodotta netta in Sardegna nel 2013 è stata pari a 13,476 TWh. Tale valore viene simulato accuratamente nel modello, con un errore pari a -0,19%. Anche i valori dell'energia elettrica generata dalle diverse unità di produzione sono molto simili a quelli effettivamente registrati per il 2013, come è possibile osservare in Tabella 13.1. L'accuratezza dell'integrazione dei tre settori energetici è inoltre particolarmente evidente nell'analisi delle emissioni di anidride carbonica per l'anno 2013 (si veda il Capitolo 11). Infatti il modello sviluppato su EnergyPLAN si discosta dal valore ottenuto per il 2013 solo di circa il 2%.

| Unità produttiva | Produzione EE 2013 (TWh) | Produzione EE EnergyPLAN (TWh) | Differenza |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------------|------------|
| <i>Termoelettrico</i> | 10,208 | 10,32 | +1,1% |
| <i>Eolico</i> | 1,805 | 1,807 | +0,1% |
| <i>Fotovoltaico</i> | 0,858 | 0,863 | +0,6% |

Tabella 13.1. Confronto generazione elettrica modello EnergyPLAN e anno di riferimento 2013.

Tutti i risultati ottenuti sono dunque congruenti e il modello di riferimento si è dimostrato sufficientemente accurato per la simulazione dinamica del sistema energetico regionale. È inoltre particolarmente significativo, oltre ai due valori relativi al consumo di energia elettrica e alle emissioni di anidride carbonica, il dato relativo alle esportazioni di energia elettrica che conferma la buona modellazione del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli imposti sulla rigidità della produzione termoelettrica di base.

Il modello del sistema energetico della regione Sardegna così validato è stato successivamente utilizzato per simulare i diversi scenari analizzati.

13.2.4 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO AL 2030

Sulla base delle considerazioni riportate nei paragrafi precedenti è stato sviluppato per il sistema elettrico uno studio di dettaglio allo scopo di valutare l'efficacia delle azioni derivanti dalle linee di indirizzo, e definire, conseguentemente, l'intervallo di variazione entro cui è più probabile possa collocarsi la futura configurazione del sistema energetico elettrico regionale.

Le stime relative all'evoluzioni attese dei consumi elettrici della Regione Sardegna sono state sviluppate considerando le previsioni della domanda di energia elettrica pubblicate da Terna¹², le analisi storiche disaggregate dei consumi di energia elettrica della Sardegna, le previsioni di evoluzione del Prodotto Interno Lordo¹, le indicazioni riportate nei documenti di pianificazione sovraordinati, quali il Piano di Azione Nazionale per le Fonti Energetiche Rinnovabili, il Piano di Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica e la Strategia Energetica Nazionale. In particolare, l'approccio metodologico seguito è stato quello di definire uno **scenario di riferimento**, utilizzato principalmente per valutare l'effetto sui consumi elettrici della regione Sardegna di azioni volte a un utilizzo più razionale della risorsa elettrica, che favoriscano dunque l'efficientamento, soprattutto nei settori industriale, terziario e domestico. Partendo dall'analisi storica dei consumi sardi nei principali settori merceologici (domestico, terziario, industria e agricoltura) sono state elaborate delle proiezioni per l'arco temporale 2016-2030 relativamente a ciascun settore, considerando le relative evoluzioni in maniera disaggregata e utilizzando per la definizione dei relativi tassi di variazione dei consumi sia le previsioni della *Domanda di Energia Elettrica nelle isole*¹ che le possibili azioni di efficientamento del settore industriale pubblicate da Terna¹. Il risultato finale sui consumi elettrici regionali è una riduzione di circa il 13% rispetto al valore registrato nel 2014. Ciò si traduce in termini assoluti in un consumo annuo atteso nel 2030 di **7,2 TWh**. Tramite l'utilizzo del software di pianificazione energetica "EnergyPlan", è stato valutato l'effetto sul sistema elettrico di questa nuova configurazione di carico, supponendo invariata la produzione sia delle centrali termoelettriche che degli impianti a fonti rinnovabili. In questa situazione di permanenza dell'attuale struttura produttiva e di riduzione del consumo, la criticità maggiore si ha nell'utilizzo delle interconnessioni tra la Sardegna e il continente europeo che verrebbero utilizzate in maniera sistematica per garantire l'esportazione dell'eccesso di produzione e quindi per garantire flessibilità al sistema. In particolare, le analisi hanno evidenziato in alcuni casi il superamento dei limiti di interconnessione, con un progressivo irrigidimento dell'intero sistema energetico elettrico connesso alla riduzione del consumo. Tutto ciò evidenzia la presenza di una possibile criticità di sistema connessa alla diminuzione dei consumi. Infatti, la conservazione dell'attuale configurazione di generazione unitamente alla riduzione dei consumi renderebbe l'interconnessione l'unica infrastruttura deputata a garantire l'esercizio e la stabilità dell'intero sistema energetico

¹² Previsioni della Domanda Elettrica in Italia e del Fabbisogno di Potenza Necessario Anni 2014-2024

elettrico introducendo una criticità non ammissibile per la sicurezza del sistema elettrico isolato come quello sardo. Infatti, la continuità e il corretto esercizio del sistema energetico elettrico sarebbe subordinato a quello dell'intera potenzialità di interconnessione che, come è ben noto, non è solo connessa all'esercizio del cavo ma anche dei diversi sistemi di conversione dislocati in Sardegna, in Corsica e sulla Penisola e pertanto caratterizzata da un livello di affidabilità inferiore. Inoltre, dall'analisi dei risultati delle simulazioni relative allo scenario inerziale emerge che le transazioni energetiche con l'estero e altre regioni italiane registrano un import nullo, evidenziando come il loro utilizzo sia esclusivamente di tipo unidirezionale, nonostante la produzione da fonti rinnovabili ipotizzata per le analisi in tale scenario inerziale sia stata considerata pari a quella registrata nel 2014.

Partendo da tali considerazioni, sono state ipotizzate e valutate delle azioni sistemiche ritenute attuabili nel medio-lungo periodo, affinché al 2030 si possano superare le criticità legate ai vincoli del sistema elettrico di trasmissione e di produzione regionale. Si tratta innanzitutto di determinare le azioni pianificatorie che permettano un utilizzo e uno sfruttamento ottimale della produzione da fonte fossile e della generazione distribuita da fonte rinnovabile già presente sul territorio. Come è stato evidenziato nel Capitolo 8 e richiamato nei paragrafi precedenti, l'attuale parco delle centrali termoelettriche sarde, essendo particolarmente datato, presenta una configurazione destinata prevalentemente alla fornitura di un servizio di fornitura di base, con limitata capacità di regolazione.

A tale scopo è stata esplorata la possibilità di trasformare tale criticità in un'opportunità, in modo da sostenere la transizione dell'attuale sistema termoelettrico verso una futura configurazione caratterizzata da una più flessibile e rapida fornitura e regolazione di potenza. In particolare, l'autoconsumo istantaneo delle fonti energetiche rinnovabili e l'introduzione di sistemi di generazione da fonti fossili, caratterizzate da elevata flessibilità nell'erogazione di potenza, sono state individuate come possibile soluzione, in quanto permetterebbe contemporaneamente di: valorizzare localmente la risorsa energetica rinnovabile, determinando un beneficio economico diretto sia per il produttore che per l'utilizzatore; ridurre le transazioni di energia sul sistema associate al bilanciamento istantaneo delle fonti energetiche rinnovabili, riducendo, conseguentemente, gli impatti sul sistema energetico elettrico regionale, consentendo quindi di rilassare i vincoli fisici e regolare il sistema elettrico regionale.

È stata quindi ipotizzata la messa in atto di una serie di azioni volte a favorire e incrementare l'autoconsumo istantaneo sia localizzato (laddove è concentrata la produzione distribuita di energia elettrica da fonte rinnovabile, secondo i paradigmi propri delle reti intelligenti) sia delocalizzato, attraverso l'utilizzo delle reti di trasmissione, secondo un approccio basato sul concetto di reti intelligenti virtuali. La motivazione di tale scelta è sempre basata su un approccio connesso all'economia circolare, rivolto all'utilizzo e/o all'ammodernamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione presenti, e non alla loro sostituzione e/o potenziamento. Tali azioni sono inoltre perfettamente integrate con le analisi riportate nel paragrafo 13.2.2, in riferimento allo sviluppo di distretti energetici a "energia quasi zero", il cui elemento fondante è proprio l'utilizzo e la gestione locale delle risorse energetiche del distretto. Lo sviluppo dello **scenario conservativo** del comparto elettrico sardo è avvenuto tenendo proprio in considerazione i potenziali effetti di alcune azioni di incremento dell'autoconsumo istantaneo dell'attuale produzione elettrica da fonti rinnovabili, secondo le ipotesi di seguito riportate:

- incremento nel settore domestico della quota di autoconsumo della produzione degli impianti fotovoltaici dall'attuale valore medio nazionale del 33% al 50%;
- incremento nel settore terziario della quota di autoconsumo della produzione degli impianti fotovoltaici dall'attuale valore medio nazionale del 25% al 50%;

- sviluppo di sistemi di gestione del grande fotovoltaico nel settore industriale allo scopo di raggiungere l'autoconsumo della produzione di tali impianti al 30%;
- sviluppo di sistemi di gestione dell'eolico per l'autoconsumo al 30% nel settore industriale ;
- utilizzo della produzione idroelettrica ad acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato.

Tali condizioni di autoconsumo nei tre principali comparti merceologici sono state sviluppate a partire dalla condizione di consumo elettrico ottenuta per lo scenario di riferimento. L'attuazione delle ipotesi di autoconsumo proposte hanno portato a ottenere una riduzione del consumo residuo richiesto al sistema elettrico del 27,6%, rispetto al valore del 2014, e del 16,4%, rispetto ai consumi previsti per lo scenario di riferimento. Questo si traduce in termini assoluti in un consumo residuo apparente annuo di **6,1 TWh**. Quanto sopra esposto mette in risalto che il consumo finale non si è modificato mentre ciò che è mutata è la gestione locale della produzione locale che invece di essere immessa in rete viene prioritariamente utilizzata per soddisfare il consumo locale grazie all'utilizzo efficiente dell'accumulo distribuito. Infatti, la riduzione della richiesta di energia elettrica sulla rete elettrica regionale potrebbe risultare particolarmente critica per l'attuale infrastruttura di produzione e dispacciamento dell'energia elettrica, causando problemi nella fornitura in potenza e compromettendo la qualità del servizio energetico elettrico isolano. Ciò appare più evidente dall'analisi della Fig. 13.2 in cui è riportata la curva di potenza cumulata, ottenuta per il consumo elettrico sardo nello scenario conservativo al 2030. Essa è caratterizzata dalla presenza di una significativa richiesta di flessibilità nella fornitura di potenza da parte del sistema energetico, di gran lunga superiore a quella registrata per il 2014. L'introduzione di sistemi di accumulo elettrico a livello distribuito e l'utilizzo oculato dei sistemi di accumulo idroelettrici già presenti, ad esempio sulle reti di trasmissione, è stata considerata come una delle migliori soluzioni atte a mitigare l'eccessiva variazione di potenza di carico e la conseguente fluttuazione annua. Infatti, l'utilizzo sistematico dell'accumulo per la massimizzazione del autoconsumo sulla rete di trasmissione e distribuzione consente il livellamento della curva di durata della domanda di potenza residua, limitando in tal modo la differenza tra la massima e minima richiesta di potenza da parte del carico durante l'anno. Azioni di supporto volte a favorire la diffusione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo permetterebbero pertanto di ottimizzare l'utilizzazione della capacità disponibile e migliorare il dispacciamento verso il continente.

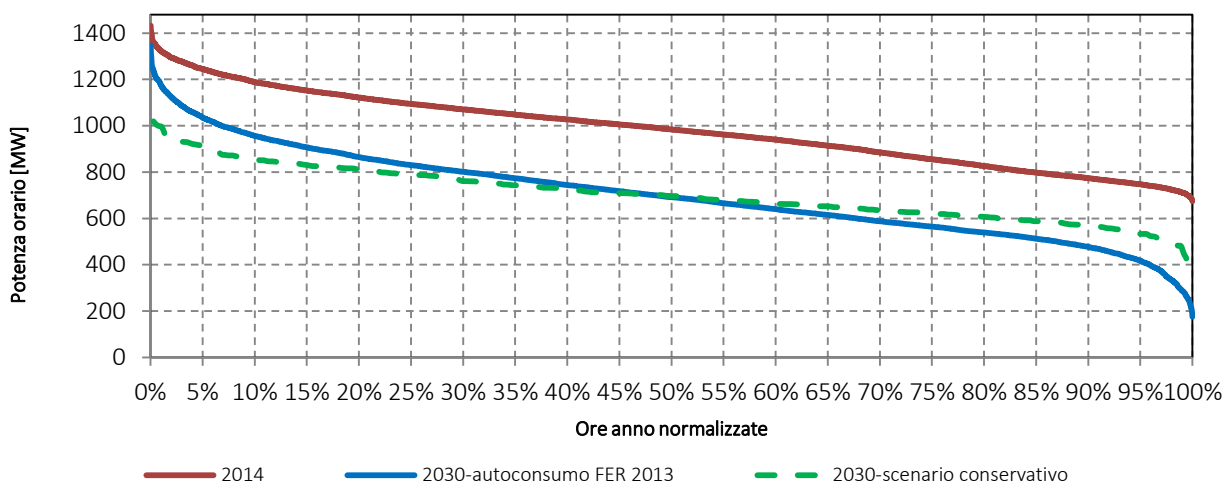


Fig. 13.2. Potenza cumulata anni 2014 e 2030 – scenario conservativo.

Pertanto ciò che potrebbe apparire in contraddizione con l'obiettivo di stabilizzazione del sistema, connesso alla riduzione dei consumi viene superato attraverso la gestione dell'accumulo che consente di liberare la rete dalle fluttuazioni di potenza associate alle rinnovabili consentendo di agevolare l'ammodernamento auspicato del parco centrali dell'isola che, stimolato anche dalle evoluzioni attese del mercato dell'emissioni, potrebbe con una configurazione di tale tipo modificare sia il ruolo che la loro funzione, orientandosi più a fornire servizi in potenza che in energia. Sulla base di tali considerazioni e degli obiettivi strategici di pianificazione, nella definizione dello **scenario conservativo**, la diffusione dei sistemi di accumulo e di sistemi intelligenti di gestione dell'energia elettrica è stata considerata come azione propedeutica per le successive analisi, in quanto di rilevanza fondamentale per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema stesso. Per il raggiungimento di tale obiettivo è stato previsto in via preliminare il pieno sfruttamento del sistema di accumulo idroelettrico del Taloro, per la compensazione delle fluttuazioni dell'eolico e la programmabilità della produzione eolica in autoconsumo nel comparto industriale sulla rete di trasmissione in alta tensione. Inoltre, è stato previsto il sinergico utilizzo di sistemi di accumulo di tipo distribuito a livello di media e bassa tensione per il raggiungimento del livello di autoconsumo ipotizzato. La potenza contemporanea disponibile complessiva è stata definita in 250 MW, con una capacità totale del sistema di accumulo regionale di circa 5 GWh. La successiva analisi, riportata in Fig. 13.3, ha permesso di individuare l'aliquota di potenza termoelettrica necessaria a garantire la sicurezza di approvvigionamento del sistema energetico elettrico isolano in tutte le condizioni di esercizio, dimostrando che le centrali termoelettriche presenti sul territorio regionale possono garantire la copertura della potenza di base. In particolare, come si può osservare in Fig. 13.3, grazie all'azione dell'accumulo è possibile garantire il soddisfacimento della domanda sulla rete con una richiesta di potenza di base di circa 360 MW. A questa è sovrapponibile una potenza di circa 300 MW con fattore di utilizzo annuo dell'80%. L'attività di modulazione a copertura dei picchi può essere garantita dall'utilizzo di sistemi di generazione ad alta flessibilità con una potenza cumulata di generazione di circa 300 MW e fattori di utilizzo pari o superiori al 30%. In tale configurazione, si prevede l'utilizzo di centrali con gruppi caratterizzati da elevata dinamica alimentati perciò a gas metano e operanti nel mercato dei servizi ancillari e/o in regime in *capacity payment*. Pertanto, la potenza nominale di tipo programmabile minima per garantire la sicurezza del sistema energetico sardo nella configurazione ipotizzata dello scenario conservativo è di 960 MW.

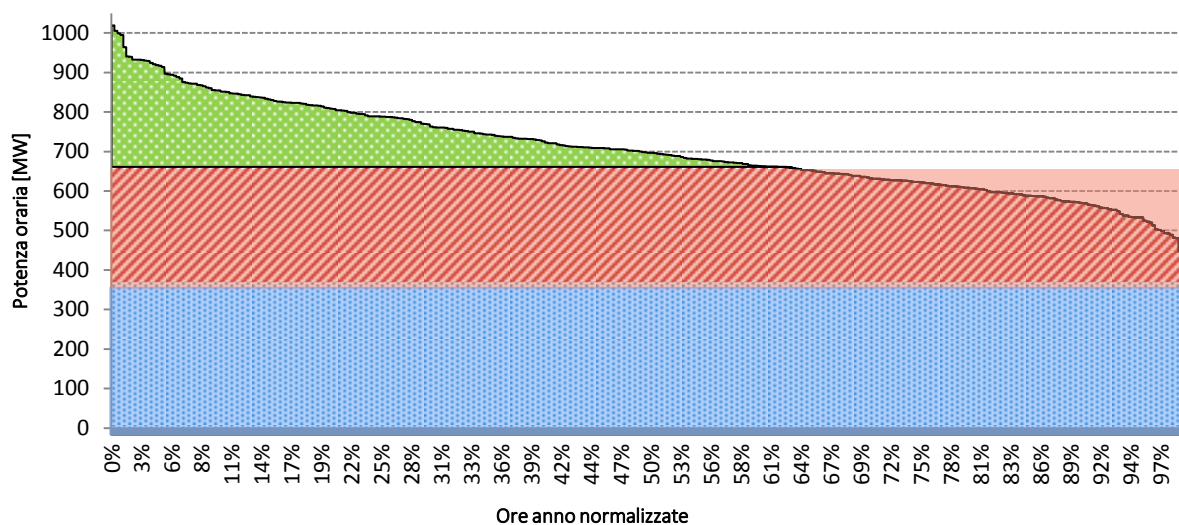


fig. 13.3 Curva di potenza oraria per lo scenario conservativo, con azioni di accumulo distribuito e concentrato. In evidenza le coperture del carico che potrebbero essere effettuate dalle CTE locali esistenti.

Con tale ipotesi minimale di configurazione di generazione termoelettrica, il sistema elettrico regionale presenterebbe localmente le condizioni per soddisfare le richieste residuali di energia. Ovviamente ciò renderebbe ridondante l'interconnessione con il SaPel consentendo una maggiore sicurezza dell'intero sistema e consentendo, grazie ad un efficace utilizzo del mercato energetico elettrico europeo, un controllo dell'evoluzione dei costi proprio grazie al superamento dei vincoli di trasmissione e alla completa inclusione del mercato elettrico regionale in quello europeo.

I vantaggi emersi dall'analisi dei risultati ottenibili in tale configurazione possono essere riassunti come segue:

- riduzione dei costi energetici per gli utenti in autoconsumo;
- stabilizzazione della richiesta di potenza;
- migliore gestione delle centrali termoelettriche;
- incremento della quota autoconsumata di energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili;
- incremento del fattore di utilizzo delle centrali termoelettriche destinate al soddisfacimento della richiesta di potenza di carico residuo della Sardegna;
- stabilizzazione e riduzione dei valori di potenza richiesti con conseguente riduzione degli effetti associati ai vincoli del sistema elettrico;
- disponibilità per lo sviluppo di nuova produzione di energia da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo;
- una riduzione delle emissioni imputate al consumo regionale attraverso una migliore gestione della riduzione dei consumi associata alle politiche di efficientamento energetico.

Sulla base di tali risultati, la configurazione dello scenario conservativo è stata integrata con le ipotesi relative alla produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Infatti, grazie alle ipotesi precedentemente riportate di sviluppo dell'autoconsumo istantaneo locale e all'utilizzo di sistemi di accumulo, è stato ottenuto l'importante vantaggio di rilassare i vincoli sul sistema elettrico regionale di trasmissione e distribuzione consentendo, pertanto, una più elevata penetrazione di impianti a fonte rinnovabile. Questo ha consentito di poter ipotizzare che lo sviluppo delle FER nei prossimi 15 anni sia tale da dar luogo a un incremento di produzione da rinnovabile non programmabile di circa 2 TWh in più, rispetto a quello registrata nel 2014. Nella configurazione dello scenario conservativo tale incremento di produzione da FER, nell'ipotesi di mancata sua gestione, è ritenuto sulla base dei modelli disponibili il limite massimo integrabile per soddisfare i requisiti di sicurezza e efficienza del sistema elettrico regionale.

L'analisi eseguita in ambiente EnergyPlan e riportata in Fig. 13.4 evidenzia che l'installazione di ulteriori impianti a fonte rinnovabile non programmabili e non in autoconsumo comporterebbe il superamento dei limiti di interconnessioni per valori tali da rendere necessario una disconnessione di impianti di generazione, con una perdita di potenziale energia annua esportabile superiore al 5%.

I risultati riportati nella Fig. 13.4, infatti, mettono in evidenza come le azioni proposte in termine di autoconsumo e accumulo siano fondamentali per consentire una maggiore integrazione da rinnovabili sulla rete elettrica della Regione Sardegna, poiché consentono una maggiore penetrazione di impianti FER non programmabili rispetto allo scenario di riferimento. Inoltre, il rilassamento dei vincoli sul sistema e sull'interconnessione con il continente consente di integrare circa 750 GWh in più rispetto alla configurazione di riferimento, rispettando le stesse condizioni di eccesso di produzione.

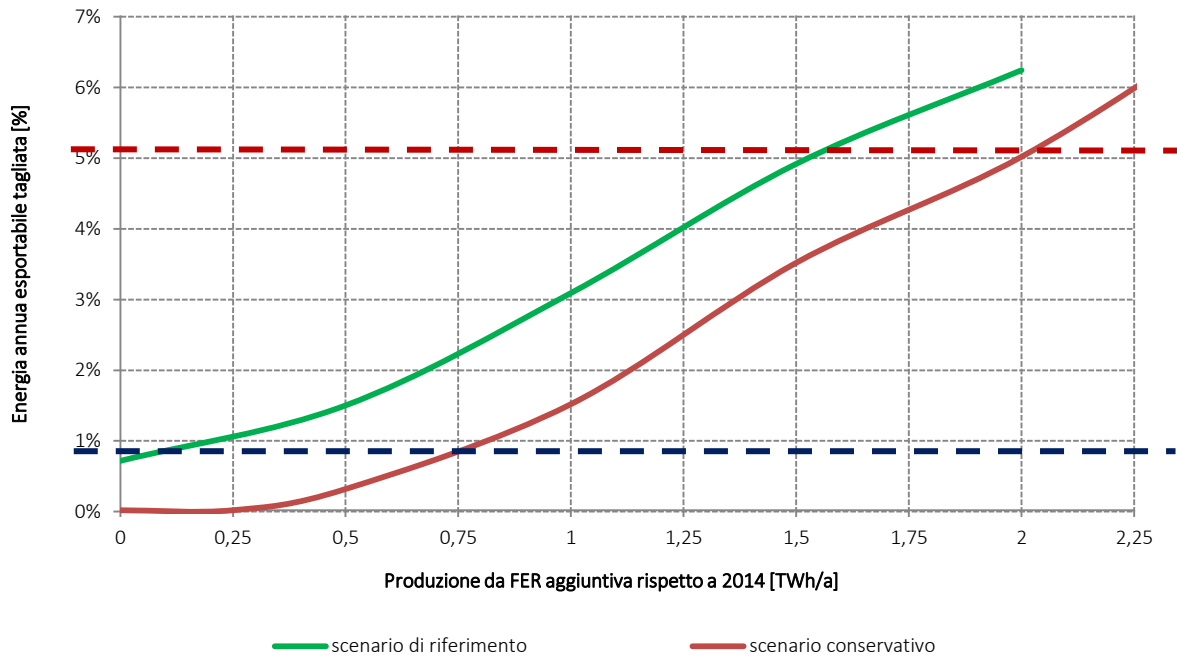


fig. 13.4 Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenario di riferimento e conservativo.

Considerando il preciso obiettivo di pianificazione, indicato dalla Giunta nell'allegato alla delibera 48/13 del 2 ottobre 2015, di indirizzare la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER alla realizzazione del 50% di autoconsumo istantaneo, nello **scenario sviluppo** è stata analizzata l'integrazione dei nuovi impianti FER ipotizzata per lo scenario conservativo vincolandolo all'utilizzo in autoconsumo istantaneo del 50% della produzione aggiuntiva e ad una immissione in rete del rimanente 50%. Questo si traduce in termini assoluti in una richiesta residua di energia elettrica sulla rete di trasmissione e distribuzione regionale di **5,1 TWh/anno** compensabile da impianti programmabili. Partendo da queste considerazioni, è stato definito il nuovo profilo di durata con le medesime procedure precedentemente sviluppate per lo scenario conservativo, ottenendo il grafico riportato in Fig. 13.5. Come è possibile osservare, le condizioni di carico compensato risultano essere ancora gestibili con un sistema di generazione da 360 MW, tale da coprire il carico di base. A questa è sovrapponibile una potenza di circa 300 MW con fattore di utilizzo annuo del 60%, che dovrebbe essere fornita da un sistema di generazione elettrica sufficientemente flessibile e in grado di svolgere attività di compensazione e di regolazione. Poiché la punta di carico è di circa 1000 MW, la copertura dei rimanenti 300 MW può essere garantita sia dall'utilizzo efficiente e bidirezionale dell'interconnessione con il SaPel sia da un'ulteriore produzione locale, purché quest'ultima sia competitiva in un regime di libero mercato. Sotto tali ipotesi è stata sviluppata la simulazione in ambiente EnergyPlan. Le simulazioni hanno permesso di evidenziare che il sistema è stabile e che è possibile integrare fino a circa 3,25 TWh da impianti FER non programmabili aggiuntivi rispetto al dato 2014 in condizioni di sicurezza di sistema, come evidenziato in Fig. 13.6. Per questo motivo, la configurazione finale dello scenario sviluppo prevede di raggiungere al 2030 una produzione da energie rinnovabili non programmabili di 3 TWh superiore a quella registrata nel 2014. In accordo con le linee di indirizzo del PEARS, l'integrazione dei nuovi impianti FER è stata vincolata all'utilizzo in autoconsumo istantaneo del 50% della produzione aggiuntiva e ad una immissione in rete del rimanente 50%. Questo si traduce in termini assoluti in una richiesta di energia elettrica residua annua compensabile da impianti programmabili di **4,6 TWh**.

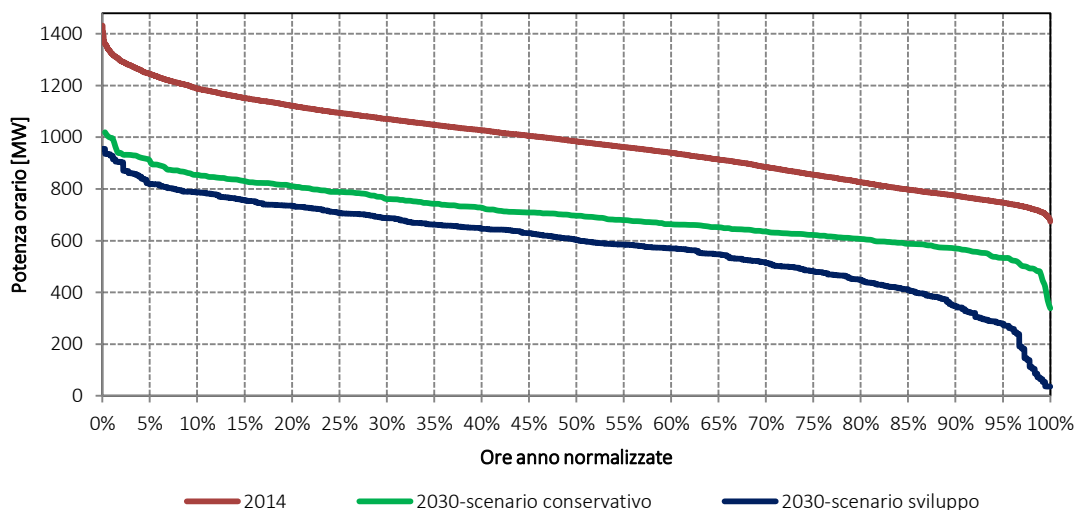


fig. 13.5. Potenza cumulata anni 2014 e 2030 – scenari MODERATO e SVILUPPO.

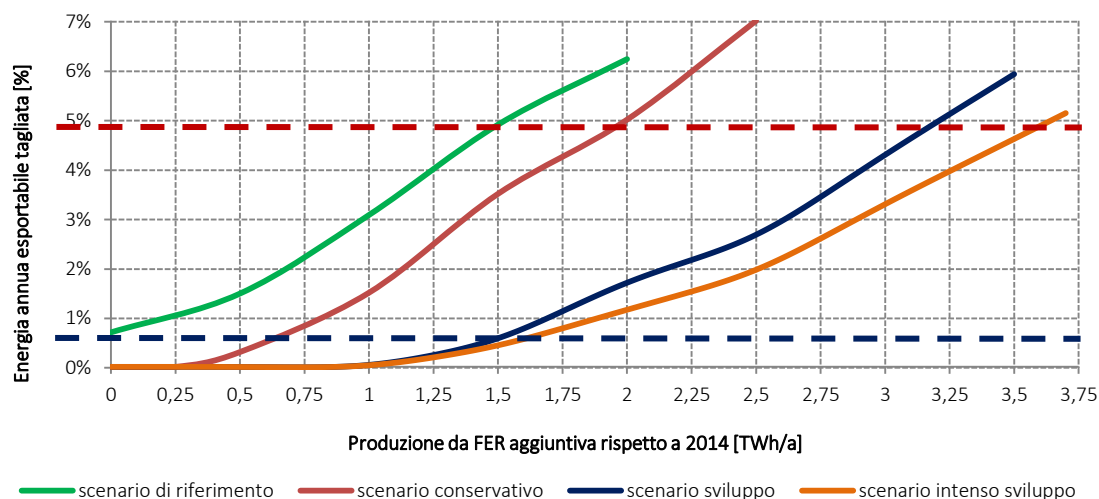


fig. 13.6. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenari di riferimento, conservativo, sviluppo e intenso sviluppo.

Poiché lo sviluppo di possibili scenari del comparto elettrico per l'anno 2030 è legato anche a scelte di carattere economico, industriale e sociale, è necessario analizzare anche i possibili profili di consumo e di produzione elettrica derivanti da alcune di queste. In particolare, si pone in evidenza la criticità connessa allo spegnimento delle celle elettrochimiche dello stabilimento Alcoa di Portovesme avvenuto tra il 2012 e il 2013, che ha determinato una riduzione consistente dei consumi, pari a circa 2.300 GWh, e per il quale, al momento della redazione del presente documento, non è possibile definire con certezza la condizione di esercizio futura. Pertanto, allo scopo di valutare l'impatto di una possibile riattivazione della filiera di produzione dell'Alluminio in Sardegna, come richiesto dalla delibera di Giunta, è stato analizzato un ulteriore scenario, denominato **intenso sviluppo**, che considera il riavvio della produzione di Eurallumina S.p.A., la parziale riattivazione delle celle elettrochimiche dell'Alcoa a Portovesme, a valle del 2020, e una progressione dei consumi negli altri settori uguale a quella dello scenario SVILUPPO. Questo si traduce in termini assoluti in una domanda finale di energia elettrica di **8,35 TWh/anno**, che con le azioni poste in essere per l'autoconsumo, l'accumulo e la gestione efficiente dell'energia prodotta da impianti FER non programmabili corrisponde a un consumo residuo pari a **5,75 TWh/anno**. Considerando l'elevata quantità di energia rinnovabile integrata e la possibilità di copertura del carico di base per mezzo del parco produttivo previsto nello scenario sviluppo,

la configurazione delle centrali termoelettriche e degli impianti a fonte rinnovabile è stata considerata invariata rispetto a quella identificata nello scenario precedente. Sotto tali ipotesi è stata sviluppata anche per questa configurazione la simulazione in ambiente EnergyPlan. I risultati delle simulazioni hanno permesso di evidenziare che il sistema è stabile e che, a causa dell'aumento del carico industriale, la mancata energia esportata si sia drasticamente ridotta rispetto agli altri scenari (si veda il confronto in Fig. 13.6). Questa condizione libera capacità di trasporto sull'interconnessione elettrica con la penisola, rilassando i vincoli sulla capacità produttiva installabile.

ANALISI RISULTATI SCENARI

Le ipotesi di consumo e di generazione definite per gli scenari *base*, *sviluppo* e *intenso sviluppo* per il settore elettrico sono riassunte nella tabella sottostante. Esse consentono un rapido confronto per i tre scenari proposti. La rappresentazione grafica dell'evoluzione delle stime di consumo residuo di energia elettrica della Sardegna è osservabile nella Fig. 13.7. Le condizioni estremali, definite dalle ipotesi di consumo, efficientamento e autoconsumo riportate per i tre scenari di sviluppo, hanno permesso di identificare il range di variazione entro il quale si ritiene probabile la collocazione futura del profilo di consumo residuo sul sistema elettrico sardo. L'analisi congiunta delle configurazioni riportate in Tab. 13.2 e delle evoluzioni del consumo elettrico residuo regionale riportate in Fig. 13.7 permette inoltre di osservare chiaramente gli effetti sul consumo elettrico apparente delle azioni di autoconsumo istantaneo introdotte come vincolo per l'installazione di nuovi impianti FER non programmabili. Infatti, poiché nello scenario base la quota aggiuntiva di produzione da FER non è stata sottoposta a tale vincolo, la richiesta residua di energia elettrica sul sistema elettrico regionale risulta al 2030 superiore di circa il 6% a quella ottenuta per lo scenario intenso sviluppo, nel quale è stata anche considerata la ripresa parziale dell'industria dell'alluminio. Tale risultato conferma la rilevanza strategica delle azioni di incremento dell'autoconsumo istantaneo e di supporto alla diffusione dell'accumulo sul futuro del consumo elettrico residuo della Regione Sardegna.

| SCENARIO | CONSUMO DI EE [TWh/ann] | Var. 2014-2030 | QUOTA DI AUTOCONSUMO SU PRODUZIONE DA FER | CONSUMO DI EE RESIDUO [TWh/anno] | PRODUZIONE EE DA FER (escluse biomasse e al netto dei pompaggi) [TWh/anno] | POTENZA CTE NECESSARIA PER SODDISFARE LA RICHIESTA REGIONALE DI POTENZA[MW] |
|------------------------------|-------------------------|----------------|---|----------------------------------|--|---|
| BASE | 7,2 | -14% | 1) 50% su produzione FV 2013 -DOMESTICO; 2) 50% su produzione FV 2013 - TERZIARIO; 3) 30% su produzione FV 2013 - INDUSTRIA; 4) 30% su produzione EOLICO 2013 - INDUSTRIA; 5) utilizzo della produzione IDROELETTRICA 2013 a acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato. | 6,1 | 4,93 | 960 |
| SVILUPPO | 7,2 | -14% | 1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione | 4,6 | 5,93 | 660-960 |
| INTENSO SVILUPPO INDUSTRIALE | 8,35 | -0,3% | 1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione | 5,75 | 5,93 | 660-960 |

Tab. 13.2. Configurazioni settore elettrico per i tre scenari proposti – 2030.

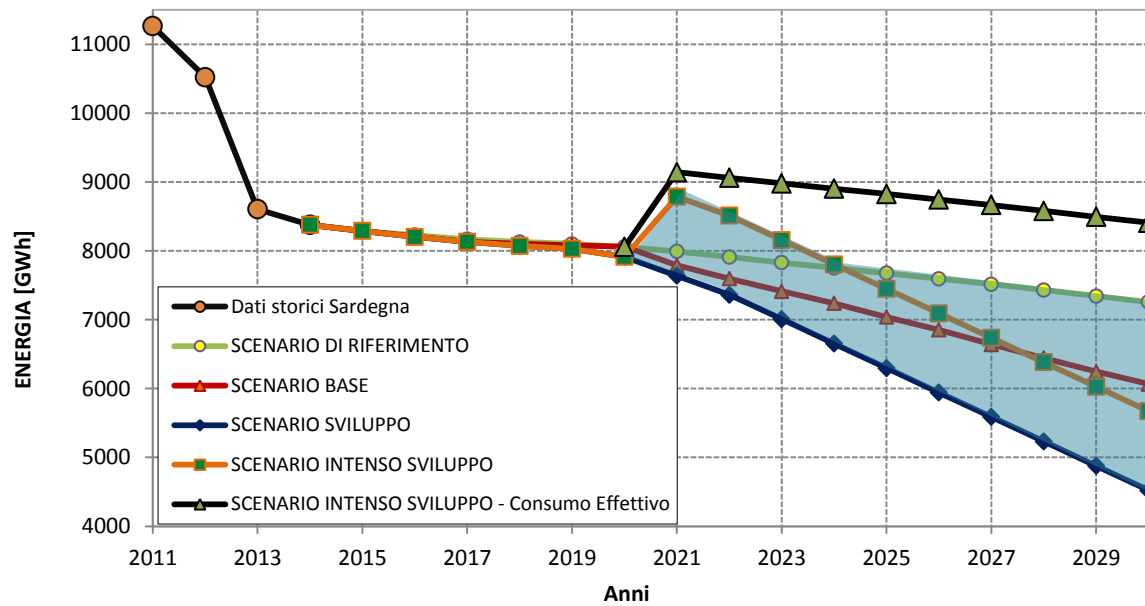


fig.13.7. Confronto tra le evoluzioni previste del consumo elettrico residuo per gli scenari "Intenso sviluppo", "sviluppo" e "base"

Infatti, come i risultati dimostrano, anche nelle condizioni di carico più gravose dovute alla ripresa delle attività industriali più energivore, i vincoli di sviluppo posti per l'integrazione di nuovi impianti FER, a garanzia di un maggiore utilizzo locale delle risorse produttive endogene, risultano essere fondamentali per ridurre il carico di base e rilassare i vincoli sulla generazione da impianti di produzione basati su combustibili fossili.

13.2.5 EVOLUZIONE DEL COMPARTO CALORE AL 2030

L'analisi dell'evoluzione del macrosettore calore è stata sviluppata considerando in modo dettagliato l'evoluzione dei tre settori principali che lo costituiscono: il settore domestico, il settore terziario ed il settore industria.

Vengono di seguito presentate, per ciascuno dei sopraelencati settori, le ipotesi che hanno consentito di determinare gli scenari evolutivi e di conseguenza le condizioni estremali entro cui si prevede evolva il macrosettore termico. Non verrà presentata un'analisi di dettaglio per il settore agricolo poiché nella costruzione degli scenari al 2020 ed al 2030 si è ipotizzato che i consumi di energia primaria associati a tale settore non subiscano variazioni significative. Si desidera sottolineare inoltre che, come già evidenziato nel Capitolo 9, i consumi di calore per il settore agricolo, rappresentati per lo più dal riscaldamento delle serre, costituiscono una quota minoritaria sui consumi totali del Macrosettore Calore in quanto rappresentano meno dell'1% del totale dei consumi al 2013.

SETTORE DOMESTICO

Le stime relative alle evoluzioni attese dei consumi del settore termico residenziale della Regione Sardegna sono state sviluppate integrando l'analisi delle basi dati utilizzate nella costruzione del Bilancio Energetico Regionale 2013 (ENEA, ISTAT, Indagini Regionali, ecc.. – cfr. Cap. 9) con le azioni di efficientamento previste nel *Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020* riviste in base al più recente *Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)* del 2014.

In particolare, l'analisi è stata condotta considerando come riferimento un'evoluzione dei consumi BAU (Business As Usual) costruita tenendo conto dei consumi medi ad abitazione e stimando la crescita del numero di abitazioni sulla

base dei trend ISTAT regionali relativi alle richieste di permessi per costruire. L'analisi di tale indicatore ha consentito di ipotizzare un'evoluzione delle abitazioni al 2030 più realistica rispetto a quella che si ricaverebbe dai dati ISTAT relativi ai censimenti 2001 e 2011. La seguente figura 13.8 evidenzia, quindi, il parco edilizio considerato come riferimento al 2030 (726.171 abitazioni) che rappresenta un incremento di circa il 10% rispetto alle abitazioni indicate nel censimento ISTAT 2011 (663.752) utilizzate come riferimento per la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (vedi Cap. 9).

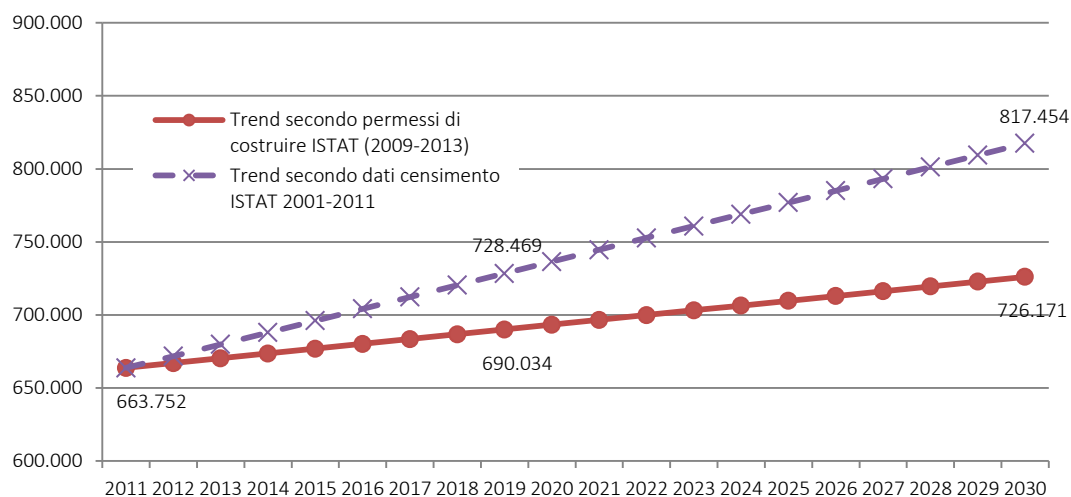


fig. 13.8. Ipotesi evoluzione andamento abitazioni residenziali per la Sardegna

Il consumo relativo ai nuovi edifici fino al 2030 è stato stimato considerando progressivamente crescenti i limiti normativi sul consumo energetico degli edifici. In base al riferimento dei consumi BAU si sono ipotizzati tre differenti livelli di efficientamento energetico (EE1, EE2 ed EE3) che, sulla base di azioni strategiche e puntuali, hanno consentito di costruire gli scenari evolutivi e le corrispondenti ripartizioni tra fonti.

La figura 13.9 mostra l'evoluzione dei consumi ipotizzata per il settore termico residenziale e la tabella 13.3 mostra la corrispondente riduzione percentuale rispetto al valore stimato per il 2013.

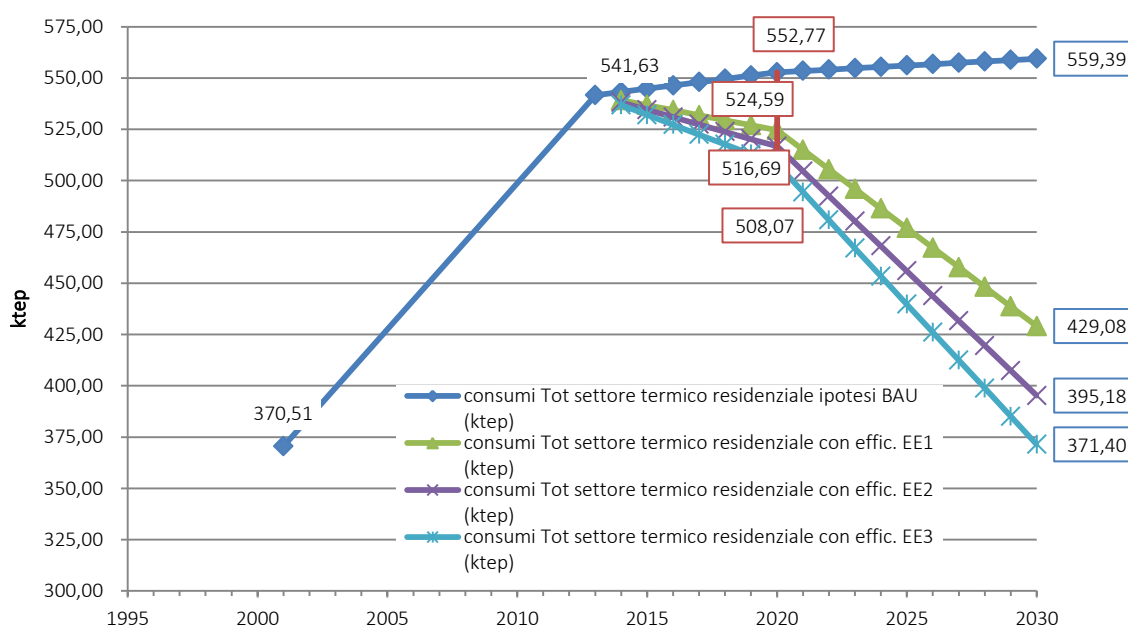


fig.13.9 Evoluzione dei consumi nel settore Domestico

| | Variazione % consumo rispetto al 2013 | | |
|---------|---------------------------------------|------|------|
| | EE1 | EE2 | EE3 |
| Al 2020 | -3% | -5% | -6% |
| Al 2030 | -21% | -27% | -31% |

Tab. 13.3. Variazione percentuale dei consumi del settore Domestico

Le azioni di efficientamento sono state definite suddividendo gli interventi in tre macro tipologie di intervento: impianti, infissi e superfici opache (facciate e coperture). L'analisi dettagliata delle informazioni ricavate dalle basi dati ENEA sugli interventi incentivati con il meccanismo del "55%", integrate con le informazioni contenute nel PAEE 2014 riparametrate per la Regione Sardegna, hanno consentito di definire dei valori medi di efficientamento specifico per unità di superficie per ciascuna tipologia di intervento. Tale approccio metodologico ha permesso di definire degli obiettivi di efficientamento, per ciascuno degli scenari, espressi in termini di incidenza percentuale di ciascun tipo di intervento sul complesso degli edifici residenziali regionali (vedi tabella 13.4).

| Efficientamento | Tipologia di intervento | Ipotesi Sup. interessata al 2020 | risparmio stimato al 2020 (ktep/a) | Ipotesi Sup. interessata al 2030 | risparmio stimato al 2030 (ktep/a) |
|-----------------|-------------------------|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| EE1 | Impianti | 4% | 3,60 | 8% | 7,21 |
| | infissi | 1,0% | 0,32 | 3% | 0,95 |
| | Superfici opache | 0,3% | 0,10 | 8% | 2,05 |
| EE2 | Impianti | 5% | 4,51 | 10% | 9,01 |
| | infissi | 1,5% | 0,48 | 4% | 1,27 |
| | Superfici opache | 0,5% | 0,17 | 10% | 2,53 |
| EE3 | Impianti | 6% | 5,41 | 10% | 9,01 |
| | infissi | 2,0% | 0,64 | 5% | 1,59 |
| | Superfici opache | 1,0% | 0,34 | 15% | 3,73 |

Tab.13.4. Superfici interessate da interventi di efficientamento e risparmi stima risparmi.

Appare quindi evidente come le ipotesi fatte in tal senso trovino immediato riscontro nelle azioni specifiche che si devono intraprendere, sia in termini qualitativi che quantitativi, per raggiungere i livelli di efficientamento ipotizzati.

Si rimanda al capitolo 14 sulle azioni per una descrizione puntuale degli interventi di efficientamento previsti.

L'insieme degli interventi considerati per le evoluzioni dei consumi consentono di raggiungere i risparmi specifici e globali riassunti nella tabella 13.5:

| Efficientamento | Eff. Annuo al 2020 (ktep/a) | Eff. Annuo al 2030 (ktep/a) | Tot. Risparmio al 2020 (ktep) | Tot. Risparmio al 2030 (ktep) |
|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| EE1 | 4,03 | 10,21 | 28,18 | 130,32 |
| EE2 | 5,15 | 12,81 | 36,08 | 164,21 |
| EE3 | 6,39 | 14,33 | 44,70 | 188,00 |

Tab.13.5. Efficientamento annuo e stima dei risparmi nel settore Domestico

Le ipotesi di efficientamento EE3 consentono di conseguire una riduzione dei consumi energetici al 2030 di 188 ktep, pari a circa il 30% rispetto al valore BAU. La ripartizione dei consumi di energia primaria nel settore domestico è stata elaborata adottando una ripartizione percentuale tra i diversi vettori sulla base dell'attuazione di determinate azioni di trasformazione dell'attuale configurazione di consumo. Gli scenari sono stati denominati per il settore domestico: Scenario Base, Scenario Sviluppo e Scenario di Intenso Sviluppo. Le ipotesi di evoluzione relative a ciascun scenario sono di seguito riportate. Si evidenzia che in tutti gli scenari evolutivi si è considerata la disponibilità del vettore energetico metano successivamente al 2020.

SCENARIO BASE.

Per lo scenario base la progressione temporale dei consumi termici domestici ha considerato l'evoluzione denominata Efficientamento EE1 sopra descritta, che prevede una riduzione dei consumi al 2030 del 21%. La figura 13.10 mostra l'evoluzione ipotizzata sia in termini di consumo complessivo per ciascun vettore energetico che in termini di ripartizione percentuale sul consumo.

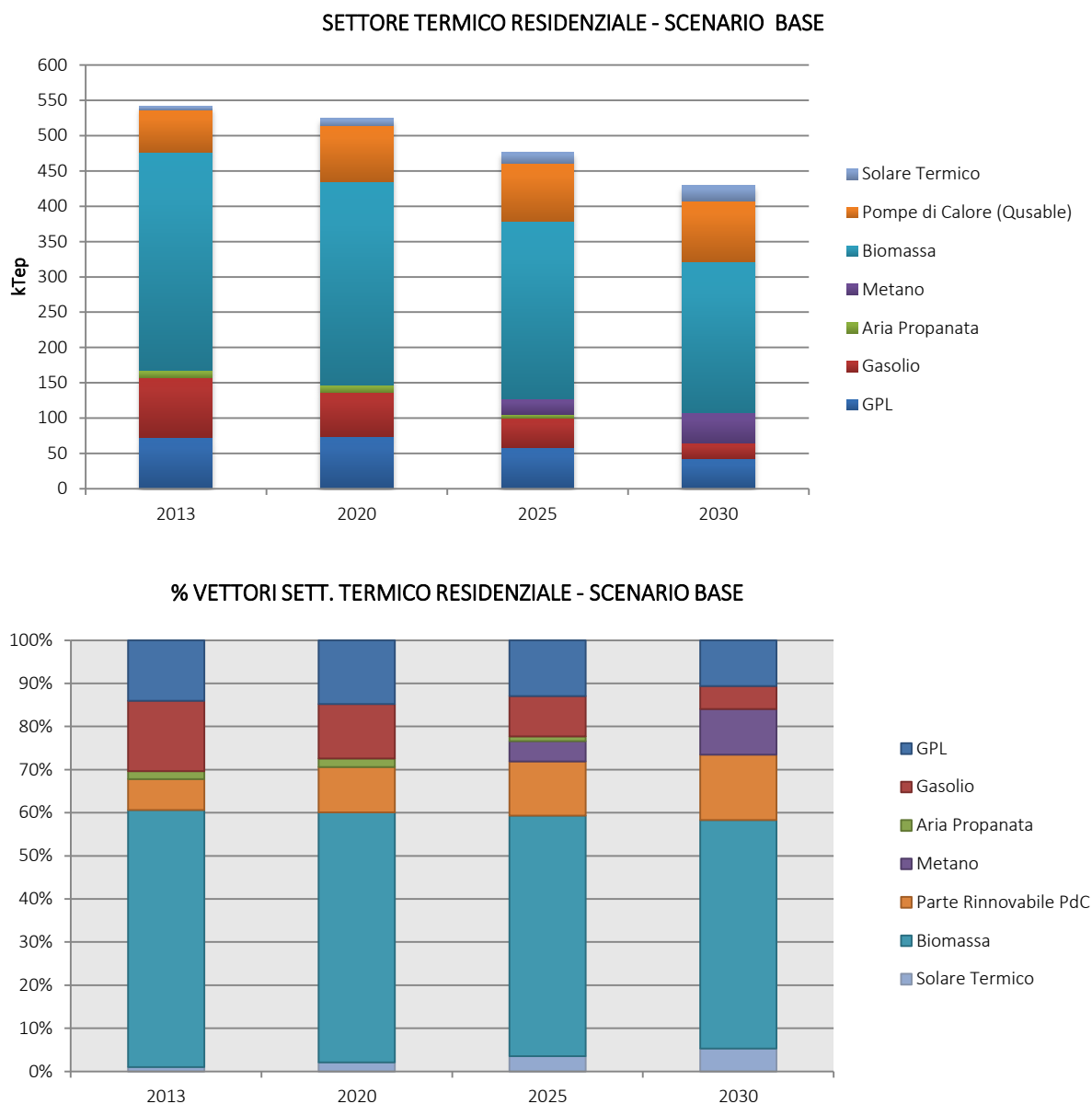


fig. 13.10. Ipotesi scenario Base Macrosettore Calore - Settore Domestico.

Dalla figura si evince come al 2030 si preveda una significativa riduzione di GPL e gasolio (incidenza percentuale complessiva pari al 15%, rispetto al 30% del 2013) anche grazie alla crescente penetrazione del metano e alla progressiva crescita del contributo delle pompe di calore (incidenza del 20%, rispetto all'11% del 2013).

In particolare, l'incidenza del vettore metano è stata ipotizzata pari al 10% con un consumo stimato pari a 52 Mln m³.

Nello scenario base il contributo complessivo delle fonti rinnovabili si attesta al 69% anche grazie al crescente contributo del solare termico (incidenza del 5%, rispetto al 2% del 2013).

SCENARIO SVILUPPO

Per lo scenario sviluppo la progressione temporale dei consumi termici domestici ha considerato l'evoluzione denominata Efficientamento EE2 sopra descritta, che prevede una riduzione dei consumi al 2030 del 27%.

La figura 13.11 mostra l'evoluzione ipotizzata sia in termini di consumo complessivo per ciascun vettore energetico che in termini di ripartizione percentuale sul consumo.

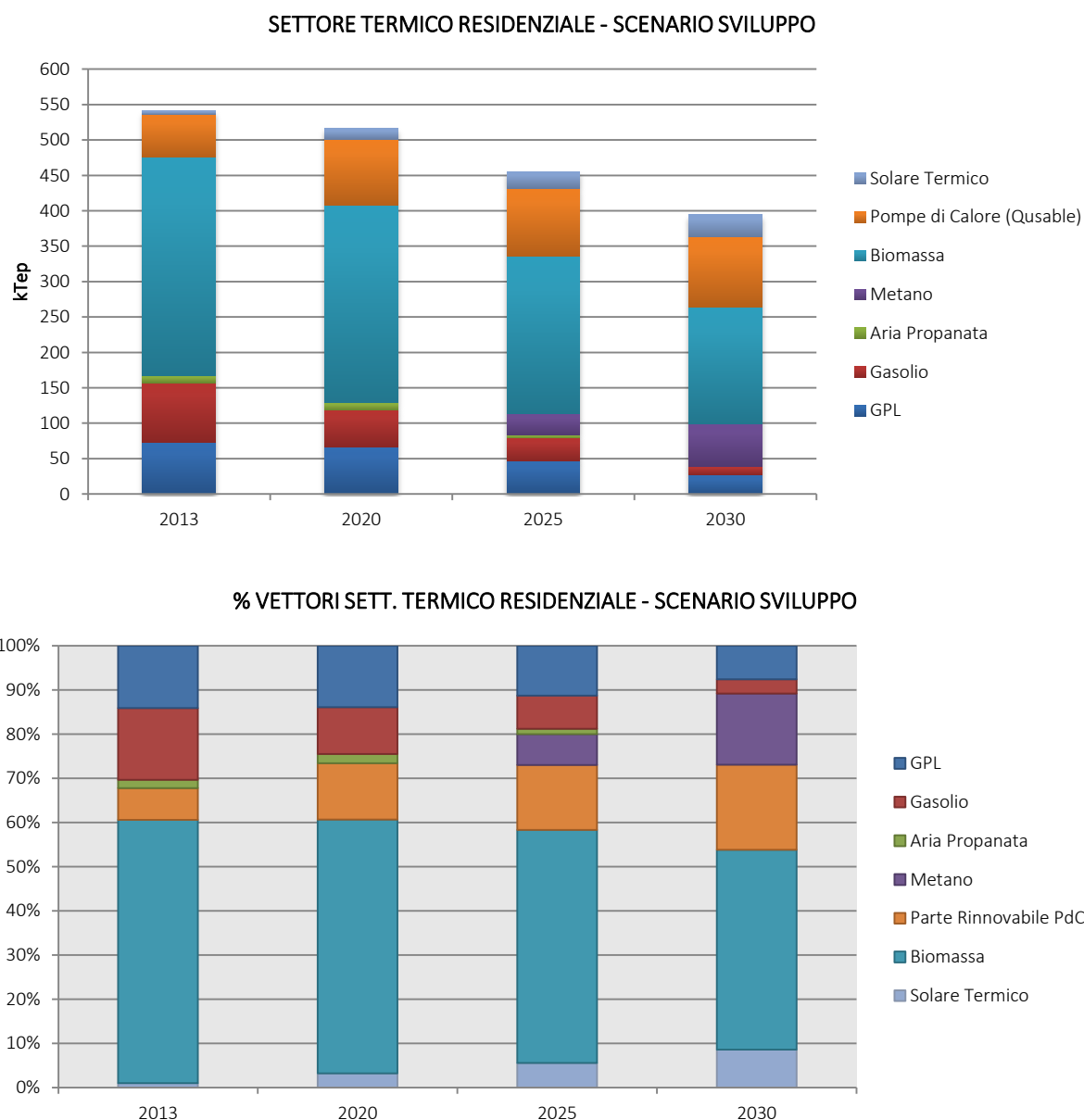


fig. 13.11. Ipotesi scenario Sviluppo Macrosettore Calore - Settore Domestico .

Dalla figura si evince come al 2030 si preveda una significativa riduzione di GPL e gasolio (incidenza percentuale complessiva pari al 10%, rispetto al 30% del 2013) anche grazie alla crescente penetrazione del metano e alla progressiva crescita del contributo delle pompe di calore (incidenza del 25%, rispetto all'11% del 2013).

In particolare, l'incidenza del vettore metano è ipotizzata al 15% con un consumo stimato pari a 72 Mln m³.

Nello scenario sviluppo il contributo complessivo delle fonti rinnovabili si attesta al 68% anche grazie al crescente contributo del solare termico (incidenza dell'8%, rispetto al 2% del 2013).

SCENARIO INTENSO SVILUPPO.

Per lo scenario intenso sviluppo la progressione temporale dei consumi termici domestici ha considerato l'evoluzione denominata Efficientamento EE3 sopra descritta, che prevede una riduzione dei consumi al 2030 del 31%.

La figura 13.12 mostra l'evoluzione ipotizzata sia in termini di consumo complessivo per ciascun vettore energetico che in termini di ripartizione percentuale sul consumo.

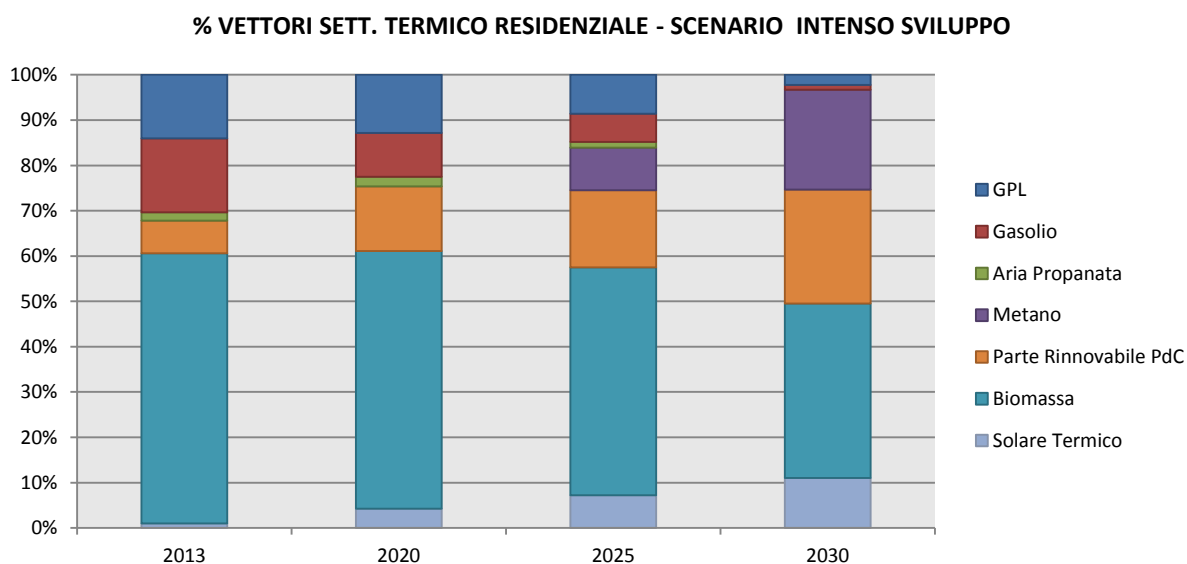
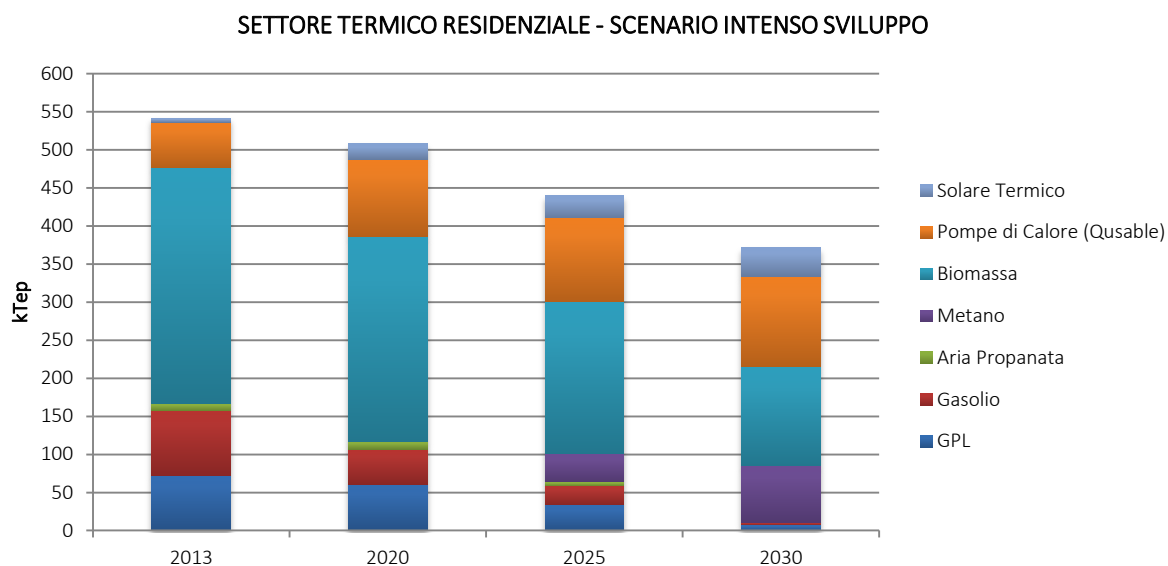


fig. 13.12. Ipotesi scenario Intenso Sviluppo Macrosettore Calore - Settore Domestico .

Dalla figura si evince come al 2030 si preveda una drastica riduzione di GPL e gasolio (incidenza percentuale complessiva pari al 3%, rispetto al 30% del 2013) anche grazie alla crescente penetrazione del metano e alla progressiva crescita del contributo delle pompe di calore (incidenza del 32%, rispetto all'11% del 2013).

In particolare, l'incidenza del vettore metano è ipotizzata al 20% con un consumo stimato pari a 90 Mln m³.

Nello scenario intenso sviluppo il contributo complessivo delle fonti rinnovabili si attesta al 68% anche grazie al crescente contributo del solare termico (incidenza dell'10%, rispetto al 2% del 2013).

SETTORE INDUSTRIA

Il Bilancio Energetico Regionale 2013 riporta i consumi finali di calore in forma only-heat o di calore derivato da cogenerazione pari a circa **400 kTep** al netto dei consumi derivanti dalla raffineria del gruppo Saras di Sarroch.

A partire da questo valore sono stati ipotizzati, sulla base delle informazioni disponibili, tre scenari di evoluzione della richiesta di energia per calore di processo di seguito sintetizzati al 2030. Nella tabella che segue per settore di base si intende la parte industria diversa dalle costruzioni, dall'industria pesante e della chimica-petrolchimica. Sulla base delle condizioni al contorno attuali si è ipotizzato che la filiera dell'alluminio raggiunga le condizioni di esercizio di regime e che il metano sia disponibile dopo il 2020. Il fabbisogno di metano indicato al 2030 è comprensivo dell'alimentazione di impianti CHP.

| 2030 | SCENARIO | IPOTESI | CONSUMI [kTep] | | Fabbisogno Metano Mmc |
|------------------------------|---|--|----------------|------------|-----------------------|
| | BASE | Attuale configurazione di consumo con entrata in esercizio Progetto Chimica Verde in sostituzione del petrolchimico di Porto Torres. Riduzione graduale dei consumi. Copertura quota 30% dei consumi only heat a metano e conversione a metano impianti industriali CHP. | ONLY HEAT | 260 | 213 |
| | | | DA CHP | 101 | |
| | | | TOTALE | 361 | |
| SVILUPPO | Entrata in esercizio Progetto Chimica Verde in sostituzione del petrolchimico di Porto Torres. Tasso di crescita annuo dell'industria di base pari allo 0,3% comprese le azioni di efficienza e risparmio. Ripresa settore costruzioni. Copertura quota 40% dei consumi only heat a metano e conversione a metano di alcuni impianti industriali CHP. | ONLY HEAT | 341 | 284 | |
| | | DA CHP | 101 | | |
| | | TOTALE | 442 | | |
| INTENSO SVILUPPO INDUSTRIALE | Entrata in esercizio Progetto Chimica Verde in sostituzione del petrolchimico di Porto Torres. Tasso di crescita annuo dell'industria di base pari allo 0,3% comprese le azioni di efficienza e risparmio. Ripresa del settore costruzioni e industria pesante con riattivazione filiera alluminio. Copertura quota 50% dei consumi only heat a metano e conversione a metano di alcuni impianti industriali CHP. | ONLY HEAT | 391 | 355 | |
| | | DA CHP | 276 | | |
| | | TOTALE | 667 | | |

Tab. 13.6. Scenari di evoluzione dei consumi di energia termica nel settore industria al 2030.

Al 2030, si ipotizza che i consumi assumano la seguente configurazione di dettaglio:

| ONLY HEAT + CHP | TOTALI | PETROLIO E DERIVATI | | BIOMASSE | | METANO | | ALTRO | | CARBONE | |
|------------------|--------|---------------------|-------|----------|------|--------|-------|-------|------|---------|------|
| | [kTep] | % | kTep | % | kTep | % | kTep | % | kTep | % | kTep |
| BASE | 361,3 | 41,1% | 148,5 | 5,1% | 18,3 | 48,1% | 173,8 | 5,7% | 20,7 | | |
| SVILUPPO | 442,3 | 38,6% | 171,1 | 4,2% | 18,3 | 52,5% | 232,5 | 4,7% | 20,7 | | |
| INTENSO SVILUPPO | 667,0 | 24,2% | 161,8 | 2,8% | 18,3 | 43,7% | 291,2 | 3,1% | 20,7 | 26,2% | 175 |

tab. 13.7. Quadro dei consumi energia termica dell'Industria negli scenari al 2030 per vettore energetico.

SETTORE TERZIARIO

Nell'elaborazione del Bilancio Energetico Regionale 2013 sono stati calcolati i consumi finali lordi di calore nel settore Servizi ottenendo un valore pari a circa 110,6 kTep, di cui 44 da FER. Di seguito sono sintetizzati i valori di consumo associati agli scenari al 2030. Negli scenari si ipotizza che il metano sia disponibile subito dopo il 2020. Per le pompe di calore si adotta un COP medio pari a 3,5 rispettivamente per il 2030.

| 2030 | SCENARIO | IPOTESI | CONSUMI [kTep] | | Fabbisogno di Metano [Mmc] |
|------------------|--|---|----------------|-------------|----------------------------|
| | BASE | I consumi si riducono a seguito di una dinamica negativa risultato di una stagnazione dell'economia e di un efficientamento dei consumi. Il 30% dei consumi di combustibile da fonte fossile è soddisfatto da metano. | FOSSILE | 50,0 | 13 |
| | | | FER | 39,4 | |
| | | | TOTALE | 89,4 | |
| SVILUPPO | I consumi si riducono a seguito di una dinamica negativa risultato di una discreta dell'economia (+0,50%) e di un efficientamento dei consumi. Il 50% dei consumi di combustibile da fonte fossile è soddisfatto da metano. | FOSSILE | 55,0 | 24 | |
| | | FER | 44,5 | | |
| | | TOTALE | 99,5 | | |
| INTENSO SVILUPPO | I consumi rimangono stabili a seguito di una dinamica risultato di una decisa crescita dell'economia (+1,0%) e di un efficientamento dei consumi. Il 70% dei consumi di combustibile da fonte fossile è soddisfatto da metano. | FOSSILE | 60,4 | 36 | |
| | | FER | 50,2 | | |
| | | TOTALE | 110,6 | | |

Tab. 13.8 . Scenari di evoluzione dei consumi di energia termica nel Terziario al 2030.

Al 2030 si ipotizza che i consumi assumano la seguente configurazione di dettaglio:

| | CONSUMI TOTALI [kTep] | PETROLIO E DERIVATI | | PDC NO FER | | PDC FER | | ALTRE FER | | METANO | |
|------------------|-----------------------|---------------------|------|------------|------|---------|------|-----------|------|--------|------|
| | | % | kTep | % | kTep | % | kTep | % | kTep | % | kTep |
| BASE | 89,4 | 28% | 25,2 | 16% | 14 | 39% | 35,1 | 5% | 4,3 | 12% | 10,8 |
| SVILUPPO | 99,5 | 19,7% | 19,6 | 15,9% | 15,8 | 39,8% | 39,6 | 4,9% | 4,9 | 19,7% | 19,6 |
| INTENSO SVILUPPO | 110,6 | 11,6% | 12,8 | 16,1% | 17,9 | 40,4% | 44,7 | 5,0% | 5,5 | 27,0% | 29,8 |

tab. 13.9. Quadro consumi energia termica da fonte fossile nel Terziario negli Scenari al 2030 per vettore energetico.

QUADRO COMPLESSIVO MACROSETTORE CALORE.

In base alle analisi sopradescritte in dettaglio per ciascuno dei sotto settori si presenta di seguito in tabella 13.10 e figura 13.13 l'evoluzione complessiva del macrosettore termico tra le condizioni estremali di scenario individuate.

| Proiezioni di Consumo Termico Totale (GWh) | | | |
|--|--------------------|------------|---------|
| Anno | "Intenso Sviluppo" | "Sviluppo" | "Base" |
| 2030 | 13.418 | 10.951 | 10.286 |
| Var. 2013-2030 | 9,42% | -10,70% | -16,12% |

Tabella 13.10. Stima dei consumi termici totali in Sardegna secondo le previsioni limite

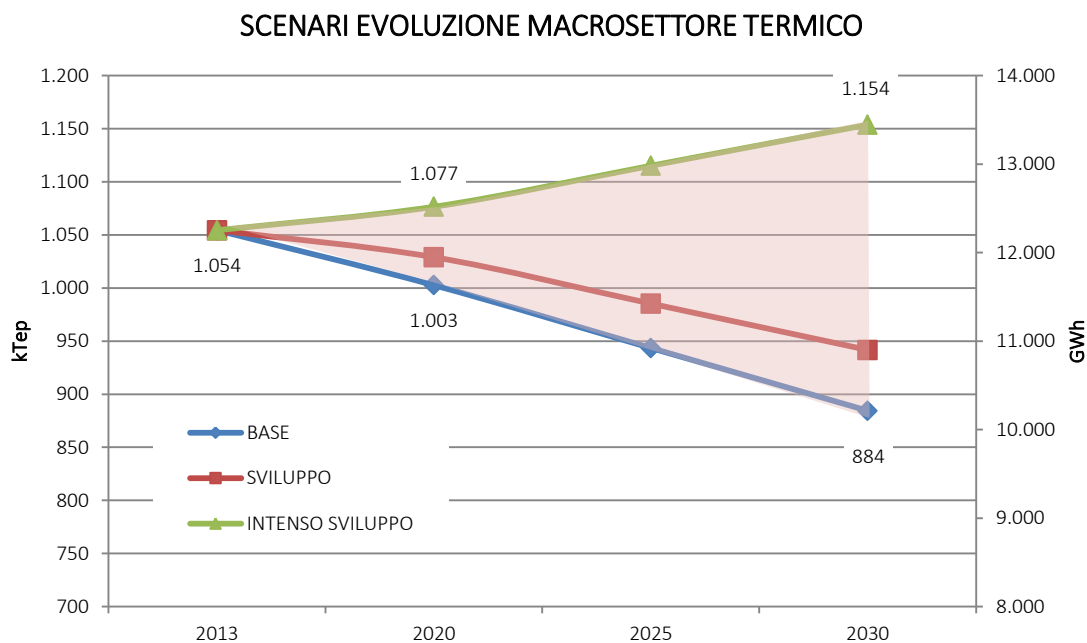


Fig. 13.13. Confronto tra gli scenari "Intenso sviluppo", "sviluppo" e "base" per il macro settore termico

La figura 13.14 , che rappresenta la ripartizione percentuale per i diversi scenari ipotizzati tra i sottosectori sopra descritti, mostra come nel caso dello scenario di intenso sviluppo si ha un'inversione del peso del settore termico e industria rispetto al 2013. Tale fatto è giustificato dall'ipotesi di riattivazione della filiera dell'Alluminio che non può essere compensata dagli interventi di efficientamento ipotizzati.

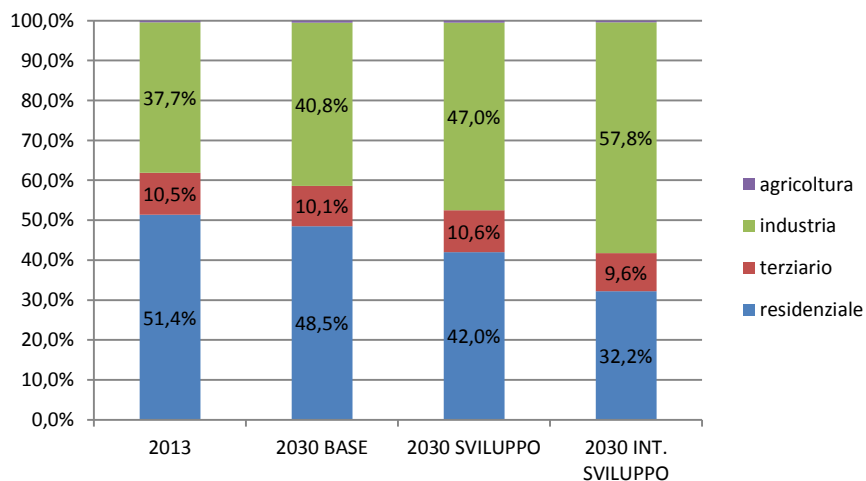


Fig. 13.14. Ripartizione percentuale dei settori termici tra gli scenari "Intenso sviluppo", "sviluppo" e "base"

13.2.6 EVOLUZIONE DEL SISTEMA TRASPORTI AL 2030

Come riportato nel capitolo 10, i consumi relativi ai trasporti marittimi ed aerei devono essere valutati con particolare attenzione. Infatti, il consumo complessivo dei prodotti petroliferi, erogati dal sistema distributivo regionale verso i mezzi che afferiscono ai porti ed agli aeroporti regionali, non è da imputarsi nella sua totalità alla Regione Sardegna.

Nella ricostruzione del BER 2013 il consumo relativo a tali sistemi di trasporto è stato perciò calcolato considerando, per le tratte marittime ed aeree nazionali, una quota pari al 50% del consumo complessivo. Tale considerazione rimane valida anche nelle successive analisi e per la valutazione dei consumi nel settore trasporti da associare alla Sardegna negli scenari previsti per l'anno 2030.

TRASPORTO TERRESTRE

Considerate le prerogative della Regione Sardegna nell'ambito della pianificazione dei trasporti e dell'energia e considerata la preponderanza dei trasporti terrestri e la loro incidenza sul sistema energetico regionale, si ritiene doveroso focalizzare l'attenzione sull'evoluzione dei consumi energetici in tale settore e prevedere, di concerto con l'Assessorato dei Trasporti, l'incidenza delle attività pianificatorie a livello energetico. Si rimanda al capitolo 10 per maggiori dettagli relativi alla ricostruzione del quadro complessivo dei consumi 2013 del trasporto privato passeggeri e merci. Per sviluppare la previsione dei consumi per il 2030 da utilizzare nell'analisi degli scenari energetici sono state ipotizzate diverse evoluzioni del quadro complessivo del parco veicoli in Sardegna. Le basi dati utilizzate per lo sviluppo delle configurazioni veicolari sono state ricavate utilizzando le serie storiche ACI 2002-2014. In particolare, sono stati ipotizzati tre diversi trend di crescita del parco veicoli che sono stati applicati per la determinazione dei tre scenari. Per quanto riguarda la penetrazione dei veicoli elettrici ibridi (PHEV - Plug-in Hybrid Vehicles) e quelli full electric (BEV – Battery Electric Vehicles) ci si è basati sulle pubblicazioni di settore del JRC – IPTS della Commissione Europea. Nella costruzione degli scenari relativi alla composizione del parco autovetture si è ipotizzato che al 2020 le autovetture PHEV e BEV vadano a sostituire tendenzialmente auto a benzina e al 2030 anche quelle a gasolio. Le previsioni relative al parco veicolare ipotizzato al 2030 sono contenute nella seguente tabella:

| 2030 | VEICOLI | | BASE | SVILUPPO | INTENSO SVILUPPO |
|--|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | AUTOVETTURE | BENZINA | | 375.526 | 336.490 |
| GASOLIO | | 601.494 | 642.661 | 717.205 | |
| IBRIDE | | METANO | 25.631 | 29.657 | 33.683 |
| | | PHEV | 12.320 | 50.885 | 119.560 |
| BEV | | 2.126 | 9.300 | 25.100 | |
| TOTALE | | 1.017.097 | 1.068.993 | 1.153.049 | |
| AUTOCARRI MERCI | BENZINA | | 5.235 | 5.453 | 5.672 |
| | GASOLIO | (<3,5t) | 123.213 | 136.149 | 153.148 |
| | | (>3,5t) | 7.862 | 8.577 | 9.699 |
| | METANO | | 1.228 | 1.587 | 1.947 |
| TRATTORI STRADALI O MOTRICI | | | 1.633 | 2.977 | 3.588 |
| MOTOCICLI | | | 133.626 | 155.066 | 178.222 |
| CICLOMOTORI | | | 30.951 | 17.571 | 12.155 |
| MOTOVEICOLI E QUADRICICLI SPECIALI/SPECIFICI | | | 3.912 | 4.854 | 6.031 |
| MOTOCARRI E QUADRICICLI | | | 9.502 | 9.659 | 8.036 |
| AUTOBUS | | | 2.341 | 3.187 | 3.728 |
| VEICOLI SPECIALI | | | 22.564 | 24.962 | 27.426 |
| TOTALE VEICOLI | | | 1.359.164 | 1.439.035 | 1.562.701 |

Tab. 13.11. Evoluzione parco veicoli al 2030.

In generale nella costruzione degli scenari di consumo sono stati altresì adottati dei parametri specifici desunti dal documento "Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana" 2015-2030 dell'Unione Petrolifera Italiana.

Nello specifico, le ipotesi alla base degli scenari per il 2030 nei trasporti terrestri sono di seguito sintetizzate.

1. Riduzione del consumo di Gasolio e Benzina nel Trasporto Terrestre Privato secondo scenario BAU;
2. Potenziamento del trasporto terrestre privato a basse emissioni con l'ampliamento della quota relativa di mezzi elettrici, in adeguamento del sistema di trasporto alle norme europee e nazionali per il contenimento delle emissioni. Nello specifico sono state utilizzate come quote sulle immatricolazioni annue totali i seguenti tassi:
 - per i PHEV 1%, 2,5% e 5% rispettivamente per lo scenario Base, Sviluppo ed Intenso Sviluppo;
 - per i BEV 0,1%, 1% e 2% rispettivamente per lo scenario Base, Sviluppo ed Intenso Sviluppo;
3. Sostituzione di autovetture a benzina con autovetture BEV e PHEV con utility factor pari al 50%;
4. Conversione a metano del parco di autovetture ibride a Gpl;
5. Aumento del 30% del coefficiente di riempimento sul trasporto privato per effetto del car sharing e car pooling;
6. Car sharing e logistica ultimo miglio come driver per incentivare lo sviluppo della mobilità elettrica.
7. Potenziamento del trasporto pubblico locale terrestre e trasferimento di mobilità dal trasporto privato verso il trasporto pubblico. Spostamento di mobilità sul TPL con aumento delle percorrenze del mezzo elettrico urbano su gomma (+10%) ed incremento dei coefficienti di riempimento del 100% e del 50% rispettivamente per servizio urbano ed extraurbano;
8. Completamento del sistema di trasporto metropolitano di Cagliari e Sassari;
9. Aumento del 20% dell'efficienza nei consumi nel trasporto merci;

Il quadro complessivo dei trasporti terrestri al 2030 è il seguente:

| | CATEGORIA MEZZI TERRESTRI | BENZINA | GASOLIO | METANO | TOTALE FOSSILI | ENERGIA ELETTRICA |
|-------------|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|----------------|----------------------|
| | | kTep | kTep | kTep | kTep | GWh |
| BASE | Autovetture | 80,3 | 281,1 | 24,7 | 386,1 | 17,2 |
| | Motocicli e Ciclomotori | 25,7 | - | - | 25,7 | - |
| | Autocarri e Motocarri | 8,4 | 135,0 | 9,4 | 152,8 | - |
| | Motoveicoli e Quadricicli Speciali | 0,6 | - | - | 0,6 | - |
| | Autobus Privati + TPL | - | 19,6 | - | 19,6 | - |
| | Autoveicoli speciali | - | 10,1 | - | 10,1 | - |
| | Filobus + Metro | - | - | - | - | 74,3 |
| | Treni | - | 5,2 | - | 5,2 | - |
| | Turisti | 3,8 | 5,4 | 0,8 | 10,0 | - |
| | Mezzi Agricoli (UMA) | - | 64,2 | - | 64,2 | - |
| | TOTALE CONSUMI | 118,8 | 520,6 | 34,9 | 674,3 | 91,5 |

| | | | | | | |
|------------------|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| SVILUPPO | Autovetture | 74,0 | 306,0 | 28,6 | 408,6 | 70,4 |
| | Motocicli e Ciclomotori | 28,6 | - | - | 28,6 | - |
| | Autocarri e Motocarri | 8,8 | 157,0 | 24,7 | 190,5 | - |
| | Motoveicoli e Quadricicli Speciali | 0,8 | - | - | 0,8 | - |
| | Autobus Privati + TPL | - | 19,6 | - | 19,6 | - |
| | Autoveicoli speciali | - | 11,2 | - | 11,2 | - |
| | Filobus + Metro | - | - | - | - | 74,3 |
| | Treni | - | 5,2 | - | 5,2 | - |
| | Turisti | 3,8 | 5,4 | 0,8 | 10,0 | - |
| | Mezzi Agricoli (UMA) | - | 64,2 | - | 64,2 | - |
| | TOTALE CONSUMI | 116,0 | 568,6 | 54,1 | 738,7 | 144,7 |
| INTENSO SVILUPPO | Autovetture | 61,3 | 349,8 | 32,5 | | 167,3 |
| | Motocicli e Ciclomotori | 31,6 | - | - | 31,6 | - |
| | Autocarri e Motocarri | 8,8 | 181,3 | 49,2 | | - |
| | Motoveicoli e Quadricicli Speciali | 1 | - | - | 1 | - |
| | Autobus Privati + TPL | - | 19,6 | - | 19,6 | - |
| | Autoveicoli speciali | - | 12,3 | - | 12,3 | - |
| | Filobus + Metro | - | - | - | - | 74,3 |
| | Treni | - | 5,2 | - | 5,2 | - |
| | Turisti | 3,8 | 5,4 | 0,8 | 10,0 | - |
| | Mezzi Agricoli (UMA) | - | 64,2 | - | 64,2 | - |
| | TOTALE CONSUMI | 106,5 | 637,8 | 82,5 | 826,8 | 241,6 |

Tab. 13.12. Quadro di dettaglio dei consumi terrestri al 2030 nei diversi Scenari.

TRASPORTI MARITTIMI, PESCA E NAUTICA.

I consumi associati al trasporto marittimo di merci e passeggeri su rotte regionali e nazionali, alla pesca ed alla nautica (che comprende la Guardia costiera) sono stati ipotizzati sostanzialmente immutati rispetto al valore di ca. 375 kTep registrato per il 2013. Tuttavia, la possibilità di utilizzare il metano anche nella Regione Sardegna permette di ipotizzare per il 2030 diverse configurazioni di ripartizione dei consumi tra le diverse tipologie di combustibile. Inoltre, questa ipotesi è pienamente coerente con le direttive europee in materia di riduzione delle emissioni nei trasporti marittimi, in particolare con la direttiva 2012/33/UE che impone a partire dal 1° Luglio 2020 l'utilizzo di combustibili caratterizzati da un tenore di zolfo inferiore allo 0.5% nel settore marittimo nei mari dell'UE. Si ipotizza dunque una conversione di una quota di tali consumi a metano secondo lo schema di seguito riportato:

| CATEGORIA | | BASE | SVILUPPO | INTENSO SVILUPPO |
|--|-------------|------|----------|------------------|
| CABOTAGGIO NAZIONALE MERCI E PASSEGGERI | PETROLIFERI | 70% | 60% | 50% |
| | METANO | 30% | 40% | 50% |
| LINEE ROTTE ISOLE MINORI | PETROLIFERI | 0% | 0% | 0% |
| | METANO | 100% | 100% | 100% |
| LINEE ROTTE ISOLE MINORI | PETROLIFERI | 50% | 25% | 0% |
| | METANO | 50% | 75% | 100% |

Tab. 13.13. Confronto consumi mezzi marittimi negli Scenari Base, Sviluppo e Intenso Sviluppo al 2030.

TRASPORTI AEREI

I consumi nei trasporti aerei si ipotizzano sostanzialmente immutati ad un valore pari a ca. 212 kTep, di cui 129 kTep associati alle rotte nazionali. Solo questa quantità è stata quindi considerata per il calcolo dei consumi totali nel settore dei trasporti.

SCENARI COMPLESSIVI DEL SETTORE TRASPORTI

Le ipotesi di consumo e di generazione definite per gli scenari base, sviluppo e intenso sviluppo per il settore trasporti sono riassunte nella tabella sottostante, consentendo un rapido confronto per i tre scenari proposti. La rappresentazione grafica dell'evoluzione delle stime di consumo nel settore trasporti nella Regione Sardegna è osservabile nella Fig. 13.15. Le condizioni estremali hanno permesso di identificare il range di variazione entro il quale si ritiene probabile la collocazione futura del profilo di consumo regionale nel settore trasporti.

| SCENARI | BENZINA | | GASOLIO | | METANO | TOTALE FOSSILI | | TOTALE FOSSILI IMPUTABILI ALLA SARDEGNA | | ENERGIA ELETTRICA | FABBISOGNO GAS NATURALE |
|------------------|---------|----------------|---------|----------------|--------|----------------|----------------|---|------|-------------------|-------------------------|
| | kTep | Var. 2013-2030 | kTep | Var. 2013-2030 | kTep | kTep | Var. 2013-2030 | kTep | | GWh | Mmc |
| BASE | 122,6 | -54% | 902,6 | -14% | 152,8 | 1.178 | -11% | 940 | -14% | 91 | 184 |
| SVILUPPO | 119,7 | -55% | 911,6 | -13% | 210,9 | 1.242 | -6,5% | 1.004 | -8% | 145 | 255 |
| INTENSO SVILUPPO | 110,1 | -59% | 942,2 | -10% | 278,3 | 1.331 | +0,2% | 1.092 | 0% | 242 | 336 |

Tab. 13.14. Quadro consumi trasporti negli scenari base, sviluppo e intenso sviluppo al 2030.

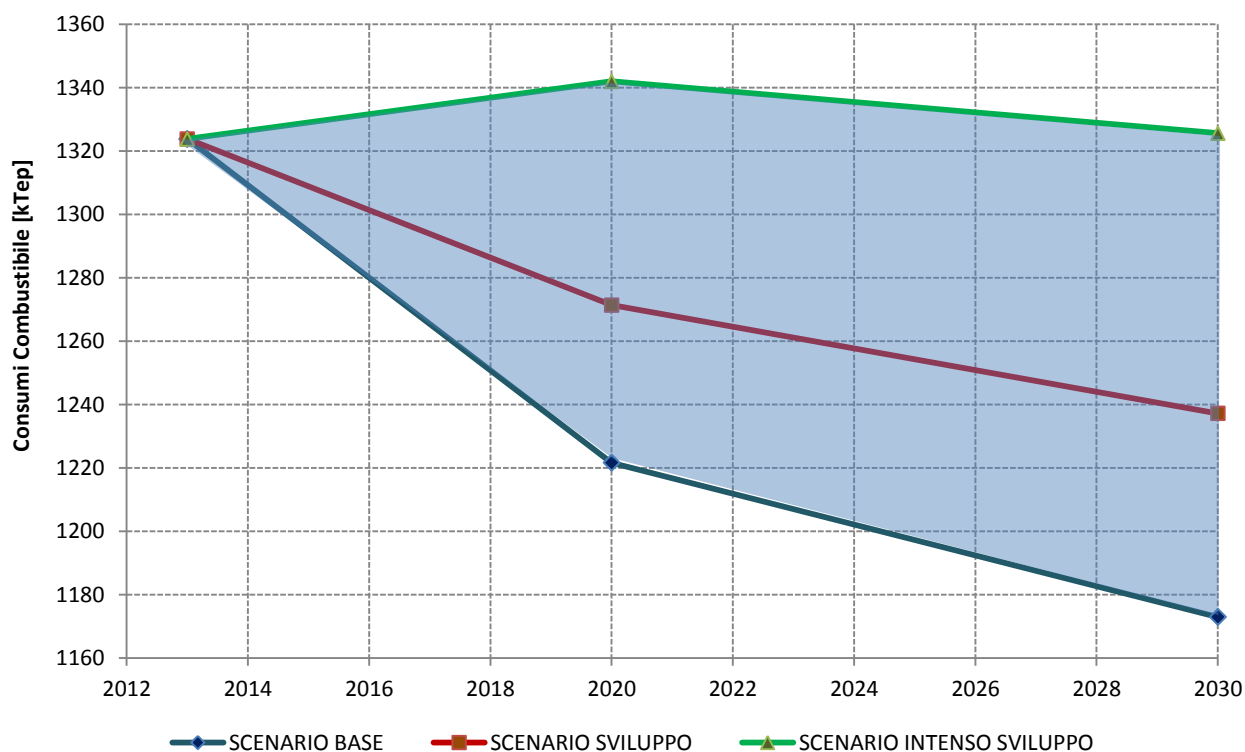


fig. 13.15. Confronto tra le evoluzioni previste del consumo nel settore trasporti per gli scenari "Intenso sviluppo", "sviluppo" e "base".

13.2.7 ANALISI COMPARITIVA DEI RISULTATI PER GLI SCENARI ENERGETICI AL 2030

A seguito dell'analisi di dettaglio relativa a ciascun macro-settore energetico si riportano i risultati dell'analisi per l'intero sistema energetico nei tre scenari considerati. In particolare, si sottolinea che nei risultati delle simulazioni non è stata presa in considerazione la raffineria Saras, mentre sono stati considerati i consumi nel settore dei trasporti relativi al traffico aereo e a quello marittimo da e per il continente solo per la quota parte del 50% imputabile alla Regione Sardegna. Considerando le ipotesi precedentemente descritte, si riportano nelle seguenti tabelle l'analisi in termini di energia primaria in ingresso e di energia elettrica importata ed esportata, oltre al contributo di ciascun combustibile fossile al mix energetico regionale in ciascuno dei tre scenari. Tutti i valori sono stati confrontati con quelli ottenuti per il 2013. È interessante notare come, nonostante l'incremento di 3 TWh di produzione di energia elettrica da FER al 2030 rispetto al dato attuale, l'energia esportata si riduca sostanzialmente nei tre scenari evidenziando l'effetto legato alle azioni ipotizzate relative al forte incremento di autoconsumo locale e di sviluppo dell'accumulo. Questi risultati permettono infatti di osservare le potenzialità strategiche dei distretti energetici nell'ambito delle micro reti intelligenti e delle reti virtuali, i cui presupposti tecnici di sviluppo risultano già potenzialmente presenti nella configurazione regionale odierna relativa ai consumi elettrici e alla diffusione della generazione distribuita. Sono infatti proprio queste azioni quelle che hanno permesso di rilassare i vincoli sul parco termoelettrico necessario a coprire il carico residuo di base e di punta, permettendo di ottenere una produzione più calibrata sulla richiesta di energia elettrica residua sulla rete elettrica regionale. È interessante notare come ciò rilassi anche i vincoli di esportazione e consenta di utilizzare l'interconnessione elettrica con il continente anche in importazione, mettendo in evidenza come le ipotesi fatte permettano un utilizzo maggiore in entrambe le direzioni dell'interconnessione elettrica verso la penisola.

| SCENARIO | Energia Primaria in ingresso da combustibili fossili (escluse biomasse) | | EE esportata | | EE importata | CEEP ¹³ |
|------------------|---|-------|--------------|-----------------|--------------|--------------------|
| | [TWh/anno] | ktep | [TWh/anno] | [%] EE prodotta | [TWh/anno] | [%] EE esportabile |
| 2013 | 49,5 | 575,7 | 4 | 30 | - | - |
| BASE | 32,5 | 378,3 | 3,38 | 30 | 0,20 | 5 |
| SVILUPPO | 29,3 | 341,2 | 3,03 | 29 | 0,34 | 4,4 |
| INTENSO SVILUPPO | 33 | 383,9 | 2,54 | 23 | 0,68 | 3,7 |

Tab. 13.15. Confronto risultati scenari 2030

| Anno | Combustibili fossili consumati | | | | | | | | | |
|------------------|--------------------------------|-------|--------------------------|-------|------|------|--------|-------|--------|-------|
| | Carbone | | Petrolio e suoi derivati | | GPL | | Metano | | Totale | |
| | TWh | ktep | TWh | ktep | TWh | ktep | TWh | ktep | TWh | ktep |
| 2013 | 14,4 | 167,5 | 34,85 | 405,3 | 0,22 | 2,6 | - | - | 49,5 | 575,7 |
| BASE | 6,09 | 70,8 | 21,31 | 247,8 | - | - | 5,13 | 59,7 | 32,5 | 378,3 |
| SVILUPPO | - | - | 21,72 | 252,6 | - | - | 7,62 | 88,6 | 29,3 | 341,2 |
| INTENSO SVILUPPO | 2,49 | 29 | 21,90 | 254,7 | - | - | 9,21 | 100,2 | 33,6 | 390,8 |

Tab. 13.16. Risultati consumi finali di combustibile per i tre scenari a confronto con i dati 2013

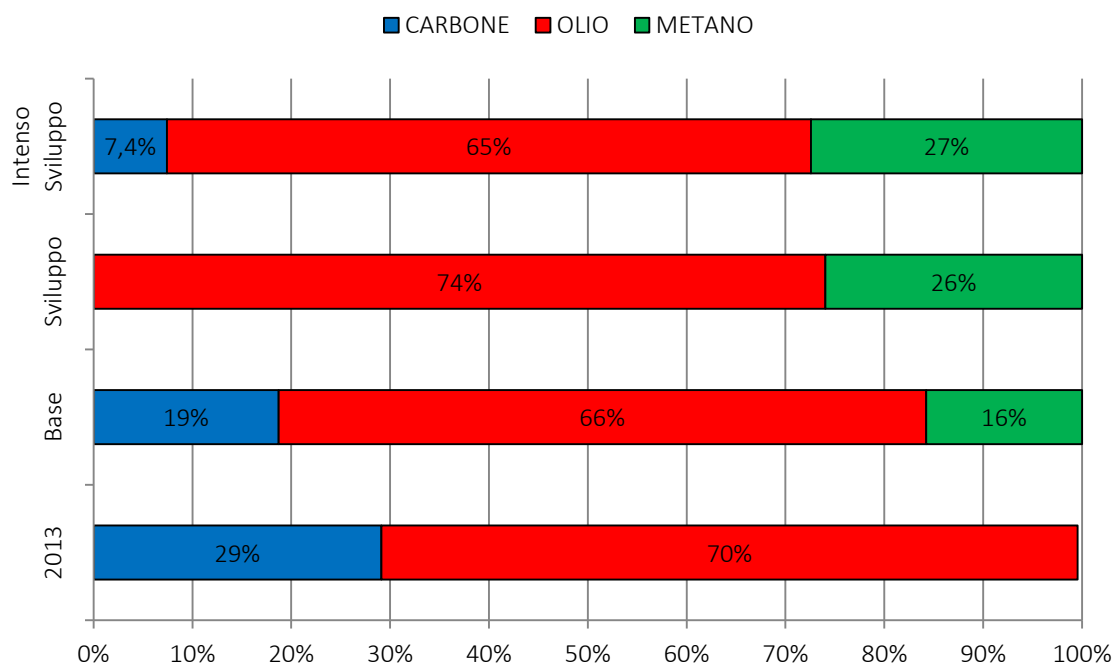


fig. 13.16. Ripartizione percentuale dei combustibili fossili per gli scenari "Intenso sviluppo", "sviluppo" e "base", confrontati con il 2013.

¹³ Critical Excess Energy Production: quota parte critica di energia esportabile legata ai vincoli sulla capacità di esportazione

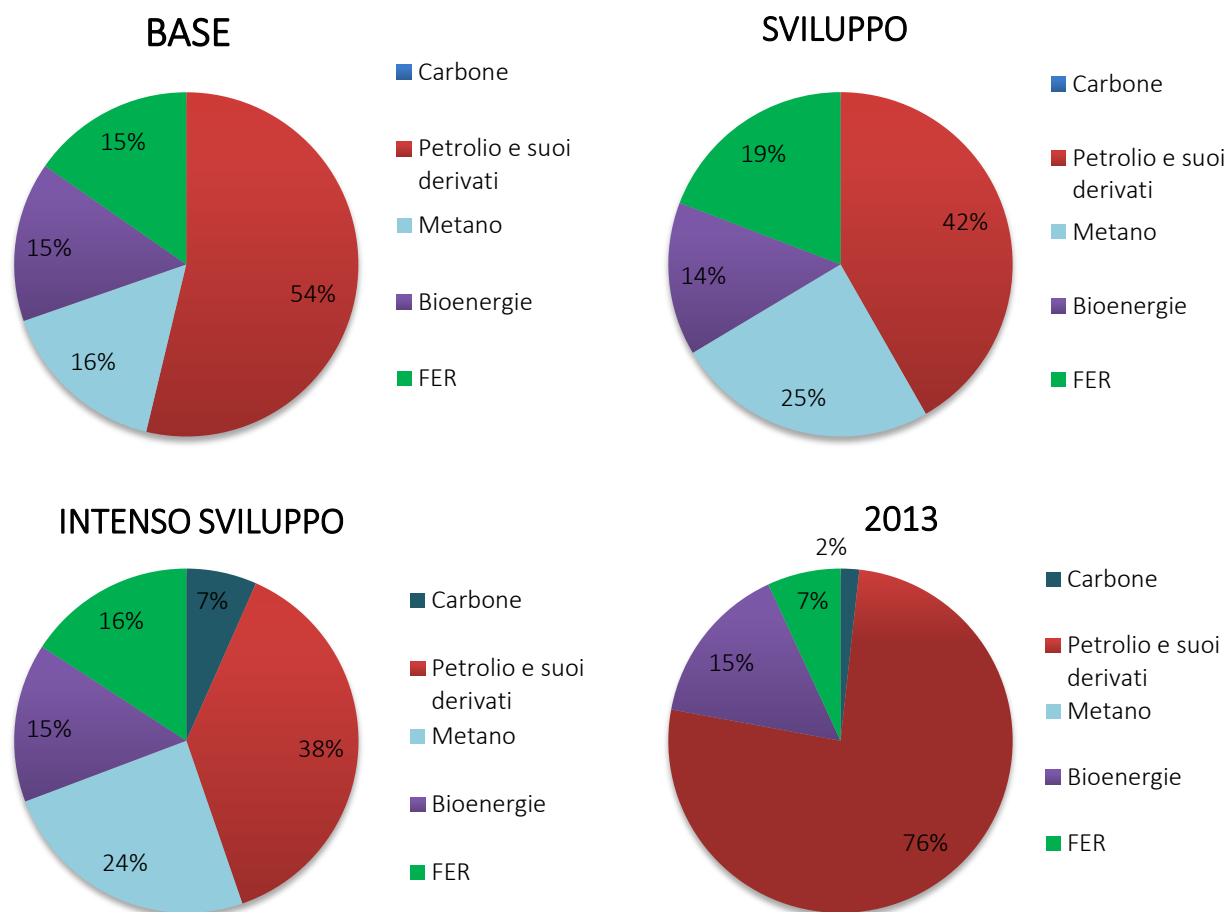


fig. 13.17. Ripartizione percentuale tra le varie fonti energetiche dell'energia primaria fornita a copertura della richiesta energetica regionale per gli scenari proposti al 2030 e per lo scenario di riferimento al 2013

Per quanto riguarda l'analisi di consumo dei combustibili fossili nei tre scenari, appare evidente come, passando dallo scenario Base a quello Sviluppo, il metano abbia progressivamente sostituito il carbone nel mix energetico regionale, perfettamente in linea con gli obiettivi dell'Unione Europea sempre più rivolti alla decarbonizzazione del sistema energetico europeo. L'ipotesi di riattivazione della filiera dell'alluminio e le conseguenti nuove attività energetiche a supporto dei processi più energivori, espressamente indicate nella DGR 48/13 del 2 Ottobre 2015 come scenario di analisi, evidenziano, proprio a causa della riattivazione di tali processi, un utilizzo di carbone per lo scenario intenso sviluppo, secondo le percentuali osservabili in Fig. 13.16. I risultati osservabili nella Fig. 13.17 permettono invece di esaminare come sia ripartita tra le diverse fonti l'energia primaria il consumo associato al fabbisogno energetico regionale. In linea, infatti, con la successiva analisi sulle emissioni e con quella già riportata nel Capitolo 11, è stata data priorità all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili per la copertura dei carichi energetici regionali, associando all'energia elettrica esportata, e quindi non per il soddisfacimento del consumo regionale, la relativa quota parte di produzione delle centrali termoelettriche a combustibili fossili. Appare chiaro come siano fondamentali, nelle configurazioni proposte, le ipotesi definite per l'utilizzo del metano e l'incremento di produzione da fonti rinnovabili, che complessivamente forniscono nei tre scenari tra il 46% e il 58% dell'energia primaria a copertura del fabbisogno energetico regionale. Infine, dal confronto con i dati ottenuti per il 2013, risulta evidente l'efficacia delle ipotesi fatte e delle configurazioni proposte per il 2030 nel bilanciare il mix energetico tra le diverse fonti energetiche.

ANALISI DELLE EMISSIONI

Il grafico di Fig. 13.18 riporta i dati relativi alle emissioni di CO₂ (totali e nette) ottenute per i tre scenari proposti per il 2030, confrontate con il dato del 2013 e con quello di riferimento del 1990, allo scopo di verificare il raggiungimento degli obiettivi indicati dal protocollo di Kyoto e quelli indicati dalla Commissione Europea e recepiti come uno degli obiettivi strategici del presente piano energetico ambientale per la Regione Sardegna. Si evidenzia che l'analisi è stata effettuata considerando sia le emissioni totali che le emissioni nette relative ai tre scenari. In tale caso per rendere coerente il confronto tra le emissioni registrate nel 1990 con quelle stimate si è tenuto conto sia delle emissioni associate alla raffineria Saras sia delle emissioni dei trasporti marittimi e aerei, per la quota parte del 50% imputabile alla Regione Sardegna. I valori considerati per il 2030, relativamente alla raffineria, sono stati considerati pari a quelli registrati nel 2013. Dall'analisi emerge chiaramente che, confrontando le emissioni totali prodotte in Sardegna, nessuno degli scenari proposti permette il raggiungimento dell'obiettivo minimo indicato. Tale osservazione si basa però su una valutazione assoluta che non tiene conto della regionalizzazione del dato relativo alle emissioni e trasferisce un obiettivo nazionale direttamente alla scala regionale associando in termini assoluti i quantitativi di CO₂ ai luoghi di generazione. Tale metodologia non risulta coerente con le indicazioni della Commissione Europea e con le metodologie da essa indicate per la valutazione delle azioni condotte a livello locale per la riduzione delle emissioni climalteranti. Infatti la strategia europea indica nel consumo energetico il parametro di riferimento per la valutazione delle emissioni. Pertanto, il valore di emissione locale deve essere associato al consumo di energia e alla struttura energetica nella quale questo viene effettuato. In tale contesto il parametro "emissioni nette" consente di quantificare efficacemente tale metodologia. Infatti, esso esprime le emissioni associate al consumo locale di energia primaria per il settore termico e della mobilità e le emissioni del settore elettrico locale per la quota parte di consumo finale lordo non soddisfatto dalla produzione di energia rinnovabile locale. Tale metodologia, permette di evidenziare, in termini di riduzione delle emissioni, i comportamenti locali virtuosi associati alla riduzione dei consumi e all'uso razionale dell'energia nonché alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Inoltre, l'uso di tale parametro permette di evidenziare chiaramente e in maniera efficace, le azioni svolte a livello locale destinate alla riduzione delle emissioni e di distribuire a livello nazionale l'onere di compensazione delle emissioni eccedenti di CO₂ associate alla produzione di energia elettrica (prodotte in una regione ma consumata in un'altra) in ragione dei rispettivi consumi attribuendo alle regioni meno virtuose l'aliquota di emissioni prodotte sul territorio nazionale e non debitamente compensate da azioni locali volte alla loro riduzione. Inoltre tale parametro, nel caso della Sardegna, rappresenta in maniera coerente anche la sua evoluzione energetica esprimendola in termini di emissioni e rappresentandone tutti gli sforzi fatti, soprattutto in termini di produzione di energia da fonti rinnovabili e trasformazione infrastrutturale. Quanto affermato è ben rappresentato nella figura 13.18, in cui sono riportate sia le emissioni nette sia le totali nel 1990 da cui si evince che esse risultavano all'epoca coincidenti a causa della condizione di insularità energetica completa esistente al tempo (si veda il Capitolo 11 per maggiori dettagli), quindi le emissioni nette consentono di rappresentare l'effettiva trasformazione del sistema energetico sardo e di valutarne coerentemente la trasformazione in termini di riduzione delle emissioni sia in termini di riduzione dei consumi, sia in termini di produzione da fonti rinnovabili, sia in termini di trasformazione infrastrutturale (entrata in esercizio del SaPel).

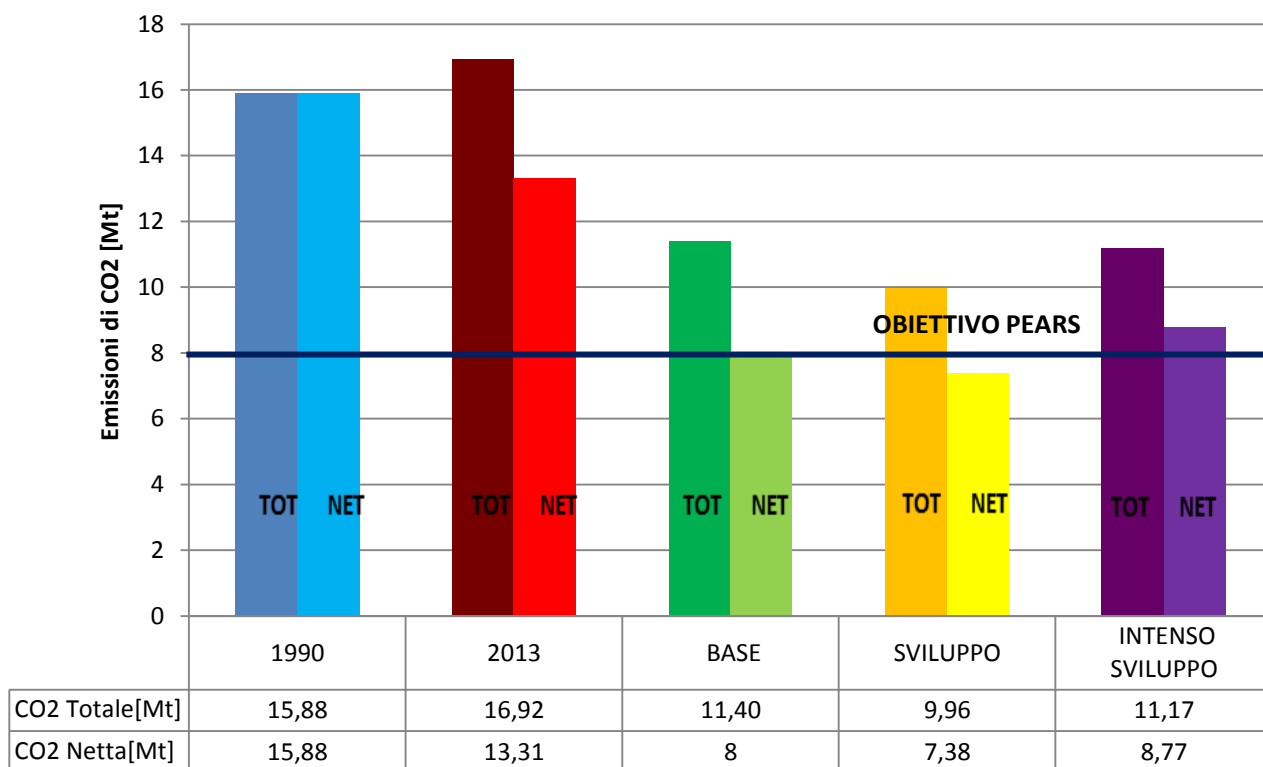


fig. 13.18 Confronto Emissioni CO₂ totali e nette tra i tre scenari e il dato del 1990

Pertanto si ritiene che, sulla base di quanto sopra affermato e sulla base delle metodologie proposte a livello europeo, che il parametro rappresentante il livello delle emissioni a livello regionale siano le emissioni nette della Regione Sardegna e questo verrà utilizzato quale indicatore per la valutazione degli obiettivi del presente PEARS. Utilizzando tale parametro per l'analisi comparativa si rileva dalla figura 13.18 che l'obiettivo strategico di riduzione delle emissioni del 50% viene raggiunto sia nello scenario "Base" che in quello "Sviluppo", mentre per quanto concerne lo scenario "Intenso Sviluppo" l'obiettivo risulta non essere pienamente soddisfatto. Infatti, le ipotesi di quest'ultimo scenario presuppongono in particolare la ripresa della filiera dell'alluminio del Sulcis e il conseguente sviluppo di attività fortemente emmissive a supporto energetico dei processi industriali più energivori. Questa condizione pertanto comporta una riduzione delle emissioni di CO₂ del 45% rispetto al dato del 1990, non permettendo di raggiungere l'obiettivo di indirizzo del 50% indicato dalla Giunta regionale nelle linee di indirizzo del PEARS. Si fa presente che risulta, tuttavia, pienamente rispettato il vincolo cogente di riduzione, al 2030, del livello delle emissioni di CO₂ del 40%, imposto dall'Unione Europea con i nuovi strumenti di pianificazione. L'analisi della Fig. 13.18 permette di osservare chiaramente l'effetto che le azioni proposte hanno sul calo delle emissioni nette rispetto a quelle totali, mettendo in evidenza l'effetto dovuto allo sviluppo delle energie rinnovabili (la cui produzione, avendo priorità di dispacciamento, può essere totalmente imputata ai consumi regionali locali) e della riduzione della richiesta residua di energia elettrica sul sistema elettrico regionale, che grazie alle ipotesi di autoconsumo e di accumulo energetiche fatte, permette di ridurre il carico di base e la potenza massima richiesta. Inoltre, contribuiscono alla riduzione delle emissioni totali anche l'efficientamento del settore trasporti, ottenuto grazie alle azioni proposte per tutti gli scenari presentati, e del settore termico domestico e terziario (basato sull'uso di tecnologie più efficienti e di combustibili fossili meno emissivi).

ANALISI DELL'UTILIZZO PREVISTO DI METANO

Le simulazioni condotte per i tre scenari hanno permesso di stimare le quantità di metano utilizzato nelle tre configurazioni proposte che vengono riassunte nella figura 13.19. I quantitativi di metano sono espressi in milioni di metri cubi annui e TWh/anno riferiti al Potere Calorifico Inferiore. Si sottolinea che tali stime definiscono un utilizzo riferito alle ipotesi descritte per ciascuno scenario e basate su considerazioni sia di carattere tecnico che strategico, in relazione agli obiettivi di efficientamento, riduzione delle emissioni, competitività e sviluppo di un corretto mix energetico tra le diverse fonti energetiche. L'analisi della figura 13.19 permette dunque di verificare la congruità di tali considerazioni e di valutare le necessità potenziali di metano della Sardegna. I valori ottenuti sono coerenti con le ipotesi di sviluppo degli scenari proposti di progressiva sostituzione e utilizzo del metano nei vari comparti energetici. Questo permette di poter indicare il range di variazione entro cui è più probabile ricada la necessità di approvvigionamento di metano per la Regione Sardegna al 2030, che risulta pertanto compreso tra 535 Mm3/anno e 960 Mm3/anno. Infine, il confronto dei grafici riportati in figura 13.20 consente un rapido confronto della ripartizione dei volumi di metano previsti per i tre macro-settori principali negli scenari proposti al 2030. La rappresentazione grafica delle analisi sviluppate evidenzia chiaramente come la ripartizione sia sostanzialmente sbilanciata verso il comparto termico, in quanto in esso sono stati compresi anche i consumi di metano in ambito cogenerativo. In generale, comunque, la suddivisione risulta piuttosto equilibrata tra i tre settori, soprattutto negli scenari sviluppo e intenso sviluppo. Ciò conferma la strategicità dell'utilizzo del metano nel sistema energetico regionale e come sia fondamentale garantire un suo approvvigionamento entro il 2030 per il rispetto degli indicatori degli obiettivi del presente Piano Energetico Ambientale.

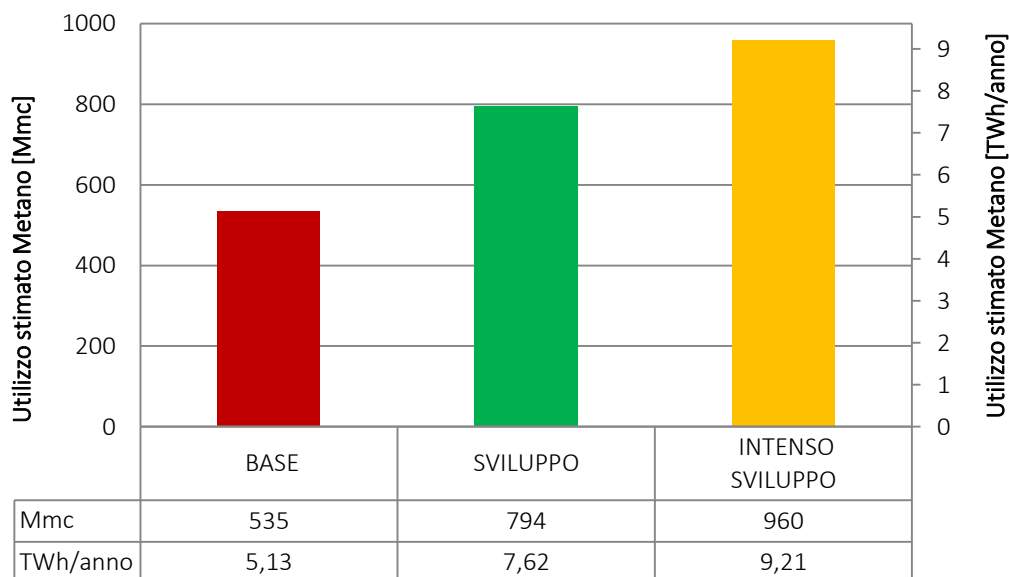
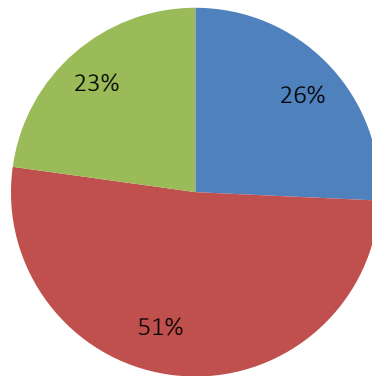


fig. 13.19. Analisi comparativa utilizzo di metano nei tre scenari al 2030

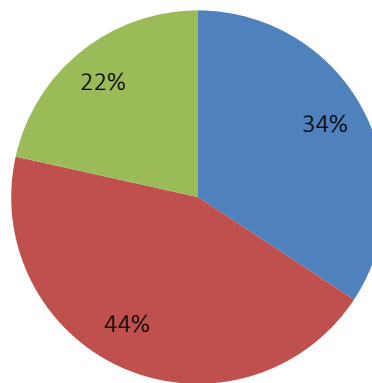
SCENARIO BASE

■ Elettrico ■ Termico ■ Trasporti



SCENARIO SVILUPPO

■ Elettrico ■ Termico ■ Trasporti



SCENARIO INTENSO SVILUPPO

■ Elettrico ■ Termico ■ Trasporti

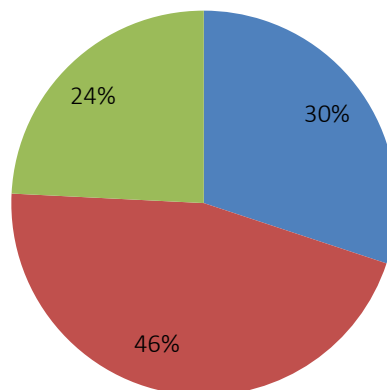


fig. 13.20. Ripartizione percentuale dei consumi di metano per macro-settore.

13.2.8 CONCLUSIONI SCENARI 2030

Le proposte sopra descritte consentono di individuare a seconda delle evoluzioni di consumo e della configurazione del sistema energetico regionale l'insieme di azioni che permettono di soddisfare tutti gli obiettivi del PEARS in piena coerenza con le indicazioni strategiche delle linee di indirizzo. Il piano energetico assume quindi una configurazione flessibile che permette di adattarsi alle differenti esigenze di consumo individuando per ciascuna di esse un insieme di azioni che permettono di raggiungere gli obiettivi fondamentali del piano: sicurezza energetica; diversificazione delle fonti energetiche; raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni, flessibilità ed integrazione del sistema energetico, efficientamento e autoconsumo locale delle risorse energetiche endogene. Dall'analisi delle proposte emerge chiaramente che per ottenere tali risultati alcune azioni assumono il ruolo di azioni strategiche ed altre di azioni essenziali. Pertanto, sulla base di tale analisi e grazie al supporto dello strumento di stima elaborato, si riportano nel capitolo successivo le azioni strategiche e di settore che consentono di rendere tali scenari perseguibili. Tuttavia, poiché alcuni degli obiettivi sono piuttosto ambiziosi, è di importanza strategica la definizione delle azioni di accompagnamento per il loro raggiungimento.

Nel capitolo successivo verranno dunque riportate non solo le azioni strategiche e di pianificazione necessarie per raggiungere gli obiettivi al 2030, ma anche le azioni puntuali che dovranno essere attuate dall'Amministrazione Regionale nel breve periodo (2016-2020) per poter avviare il processo e porre le basi tecniche, economiche e amministrative di sviluppo del processo pianificato. Inoltre, poiché il 2020 rappresenta il termine ultimo posto dall'Unione Europea per il raggiungimento degli obiettivi nazionali sulla copertura di una quota di consumo di energia mediante fonti rinnovabili, sarà fondamentale verificare che la configurazione del sistema energetico regionale al 2020 permetta il raggiungimento di tale obiettivo. Infine, la condizione di transizione economica e energetica attuale pone la necessità di una valutazione preliminare dei possibili scenari energetici al 2020, al fine di sviluppare le azioni di dettaglio più adeguate per ciascun macro-settore energetico, anche nel breve-medio periodo. In particolare, queste potranno tener conto in maniera più puntuale, rispetto al 2030, degli effetti relativi all'evoluzione di alcune condizioni al contorno fondamentali per le scelte future nel settore energetico sardo (la variazione del costo della CO₂, i cambiamenti nei trend dei consumi energetici, le evoluzioni dei mercati energetici, le scelte strategiche dei maggiori stakeholders all'interno del sistema energetico regionale, etc.).

CAPITOLO 14

LE AZIONI DEL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE SARDEGNA.

14.1 PREMESSA

Le ipotesi effettuate per la definizione degli scenari di evoluzione del sistema energetico regionale, riportati nel Capitolo 13, hanno permesso di definire il campo di variazione dei consumi energetici nei tre settori principali, elettrico, termico e dei trasporti. I tre scenari hanno lo scopo di definire le possibili condizioni limite di consumo energetico nella regione Sardegna sulle quali valutare l'efficacia delle azioni strategiche indicate nelle linee di indirizzo della Giunta Regionale e quantificarne il valore per il raggiungimento degli obiettivi di Piano. Le azioni strategiche sono state dimensionate in maniera tale da soddisfare gli obiettivi generali di sicurezza energetica, diversificazione delle fonti energetiche, integrazione con il mercato europeo dell'energia, efficienza energetica e riduzione delle emissioni. In particolare, relativamente a quest'ultimo obiettivo, la valutazione è stata sviluppata utilizzando come indicatore principale e di sintesi la riduzione delle emissioni di CO₂. I risultati ottenuti hanno permesso di evidenziare che, in due degli scenari analizzati, l'obiettivo di riduzione del 50% delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Regione Sardegna, rispetto ai valori stimati nel 1990, è raggiungibile. Le azioni proposte sono state definite coerentemente con le linee di indirizzo della Giunta Regionale e sono state bilanciate secondo criteri di fattibilità e rispetto dei vincoli di sistema energetico isolano. Inoltre, i vincoli normativi sovraordinati, legati al settore dell'energia (documenti legislativi di settore, Mercato dell'energia, normative ambientali, autorizzazioni Nazionali, Strategia Energetica Nazionale, Direttive Europee), hanno orientato lo strumento di pianificazione energetica locale in termini di livello di flessibilità ed operatività nell'indirizzo delle azioni energetiche esogene e di programmazione di quelle endogene.

L'impostazione metodologica adottata ha consentito di raggiungere lo scopo sopra descritto, proponendo sia uno strumento di pianificazione di lungo periodo caratterizzato da un certo livello di resilienza, flessibilità e adattabilità, sia uno strumento di supporto alle decisioni, adattabile al manifestarsi di eventuali problematiche o criticità non previste e non prevedibili che dovessero manifestarsi durante la fase di decisione e/o di attuazione. Pertanto, la definizione quantitativa delle macro azioni relative a ciascuno scenario descritto nel Capitolo 13 va contestualizzata e valutata come indicatore quantitativo minimo e massimo e può essere adattata a seconda sia dell'evoluzione futura del consumo che dell'efficacia dell'azione, tenendo conto anche dell'inevitabile errore di previsione associato alla dimensione temporale considerata.

A conclusione del processo di analisi degli scenari si possono quindi identificare e quantificare le azioni strategiche considerate funzionali ad assicurare gli obiettivi generali e specifici 2030 del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna. Gli obiettivi generali individuati sono quattro, ognuno dei quali costituito da diversi obiettivi specifici, così come indicato nel Capitolo 3. Si riportano di seguito le azioni strategiche individuate per il raggiungimento di ciascun obiettivo generale, ponendo in evidenza, laddove necessario, come esse siano fondamentali per il perseguimento di alcuni obiettivi specifici.

Nella sezione successiva verranno quindi inizialmente esplicitate le azioni, da svilupparsi nel periodo 2016-2030, che sono considerate strategiche per il conseguimento degli obiettivi della proposta di Piano Energetico e, successivamente verrà proposto l'insieme di azioni attuative di breve periodo considerate prioritarie per l'avvio del processo. Queste ultime dovranno essere sviluppate e completate nel periodo compreso tra il 2016 e il 2020. Infatti, considerando la complessità gestionale e attuativa dell'insieme di tali azioni di piano e la durata ipotizzata per attuare e verificare il conseguimento degli obiettivi, si è ritenuto opportuno e funzionale alla verifica e al monitoraggio del processo pianificato individuare un insieme di azioni prioritarie da realizzarsi nel periodo compreso tra il 2016 e il 2020. Queste sono state sviluppate coerentemente con la strategia energetica del PEARS e con l'obiettivo di consentire l'avvio del processo di trasformazione del sistema energetico sardo per il conseguimento degli obiettivi 2030.

Secondo tale approccio metodologico sono state quindi definite una serie di azioni attuative di breve periodo da considerarsi propedeutiche alla valutazione dell'efficacia sia tecnica che economica della azioni proposte nel PEARS e all'avvio del processo di trasformazione energetica di lungo termine proposto nel presente documento di pianificazione. In particolare, le azioni sono state quantificate e sono stati individuati gli indicatori di performance attraverso l'utilizzo del software di simulazione EnergyPlan. Gli indicatori di performance consentiranno di valutare a conclusione del periodo considerato (2016-2020) l'efficacia delle azioni proposte ed eventualmente apportare dei correttivi o delle rimodulazioni nei successivi documenti di pianificazione.

14.2. AZIONI STRATEGICHE.

OG1 TRASFORMAZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO SARDO VERSO UNA CONFIGURAZIONE INTEGRATA E INTELLIGENTE (SARDINIAN SMART ENERGY SYSTEM)

- **OS1.1: Integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e della mobilità attraverso le tecnologie abilitanti dell'Information and Communication Technology (ICT).**

La Regione Autonoma della Sardegna individua nella tematica della gestione integrata dei sistemi elettrici, termici e dei trasporti uno degli assi strategici sia per l'efficiamento gestionale dell'intero comparto energetico sia per lo sviluppo di iniziative occupazionali di filiera. A tale scopo considera le tecnologie associate all'Information & Communication Technology (ICT) abilitanti e strategiche per lo sviluppo del PEARS. Consapevole della complessità attuativa di tale azione ritiene strategico che il soggetto pubblico sia promotore di iniziative volte a dimostrare la fattibilità tecnico ed economica delle azioni e attivare processi di filiera che consentano di attrarre investitori pubblici e privati. Pertanto, si ritiene, nella fase iniziale, che l'azione propulsiva del settore pubblico sia fondamentale. In particolare, si individuano nei comparti pubblici a maggiore intensità energetica, quali il settore della gestione delle acque, il settore della formazione (scuole, università), il settore della sanità (Ospedali) il settore della sicurezza (polizia, forze armate) e il settore pubblico regionale i siti di maggior interesse e beneficio economico per la collettività per la realizzazione di interventi di integrazione energetica che siano in accordo con i paradigmi propri delle reti intelligenti. Le azioni in tali settori saranno propedeutiche all'estensione e all'applicazione di tali azioni all'ambito municipale, in accordo con le linee di pianificazione e le specificità locali. L'obiettivo è quello di applicare diffusamente i concetti propri delle "smart city" o delle "smart community". Le azioni dovranno essere sviluppate tenendo conto dell'esistenza di aree territoriali regionali, individuate nel PEARS, che sono caratterizzate dalla presenza di condizioni energetiche di produzione e consumo idonee alla realizzazione di "smart community" (bilancio energetico annuale quasi zero). In particolare, si identificano quali aree prioritarie nelle quali concentrare le azioni sperimentali di gestione intelligente dell'energia (*Smart grid*) le due municipalizzate della Sardegna. Queste presentano condizioni di bilanciamento energetico tali da consentire la sperimentazione da parte della Regione Autonoma della Sardegna, grazie proprio al loro ruolo pubblico, di azioni di integrazione energetica con lo scopo di verificare e quantificare tecnicamente ed economicamente i vantaggi conseguibili sia per i gestori sia per gli utenti che per i settori produttivo, socio economico e ambientale regionale, consentendone successivamente l'estensione al resto del territorio regionale da parte dei soggetti ad esso preposti. Inoltre, allo scopo di verificare estendibilità ai diversi settori produttivi delle azioni di integrazione energetica si propone l'individuazione di 10 distretti energetici ad alta concentrazione di consumi energetici elettrici, termici e di richiesta di mobilità nei quali avviare dal momento di approvazione del presente piano energetico azioni di efficientamento e di integrazione dell'utilizzo delle risorse anche attraverso il ricorso alla fonte energetica metano. I distretti avranno l'obiettivo di realizzare l'integrazione tra la produzione, il consumo e l'accumulo di energia nel settore elettrico, termico e dei trasporti dimostrando fattivamente, tecnicamente ed economicamente, non solo nuove tecnologie o prodotti, ma anche metodi di cooperazione al consumo e alla produzione, e/o forme di gestione del consumo della produzione e dell'accumulo, destinate all'attuazione delle reti intelligenti in una ottica di miglioramento dell'efficienza, di diminuzione delle emissioni e di riduzione dei costi energetici specifici

Sulla base di quanto sopra esposto si indicano di seguito le azioni strategiche per lo sviluppo delle azioni di integrazione dei sistemi elettrici, termici e dei trasporti:

- AS1.1: Promozione da parte della Regione Sardegna della creazione di distretti energetici nei quali ricorrere anche alla metanizzazione distribuita e in cui avviare immediatamente i processi di digitalizzazione e informatizzazione dei sistemi energetici per una gestione integrata delle fonti energetiche, della produzione, del consumo e dell'accumulo. Obiettivo dell'azione è la creazione di driver di attuazione delle strategie energetiche e delle azioni previste nel PEARS. A tale scopo e in base alle analisi dei consumi delle diverse aree geografiche potranno essere valutate le proposte provenienti dal territorio regionale di costituzione di distretti energetici per le seguenti specializzazioni: ICT nelle smart city, mobilità sostenibile nelle reti intelligenti, efficienza energetica e mobilità sostenibile per il settore turistico, produzioni agro-industriali efficienti, accumulo per la gestione di fonti energetiche rinnovabili nell'industria, chimica verde e economia energetica circolare, integrazione energetica della generazione eolica con il sistema produttivo industriale, efficienza energetica industriale, efficienza energetica nel settore edilizia, integrazione e efficienza energetica per la gestione dei rifiuti;
- AS1.2: Sviluppo di azioni dimostrative nell'ambito pubblico regionale per la realizzazione nei centri di maggior consumo energetico di micro reti energetiche caratterizzate da una integrazione tra produzione e consumo nel settore elettrico e/o termico e/o trasporti;
- AS1.3: Avvio e conclusione delle attività di sperimentazione di Smart Energy System in almeno una delle municipalizzate elettriche della regione Sardegna;
- AS1.4: Promozione delle attività di digitalizzazione e informatizzazione dei tre settori energetici con l'utilizzo di protocolli di comunicazione unici, codificati e standardizzati a livello internazionale per le smart grid, smart city e smart community;
- AS1.5: Integrazione del sistema elettrico con il sistema termico negli edifici pubblici attraverso la predisposizione di sistemi di gestione automatizzata dei sistemi di condizionamento alimentati da energia elettrica in almeno il 10% degli edifici pubblici entro il 2030;
- AS1.6: Integrazione del sistema elettrico con il sistema termico negli edifici pubblici attraverso la predisposizione di sistemi di micro-cogenerazione ad alta efficienza alimentati a metano, per una potenza cumulata di 3 MWe;
- AS1.7: Integrazione del sistema elettrico e dei trasporti pubblici e privati nelle principali città della Sardegna attraverso la realizzazione di una rete regionale unica di stazioni di ricarica per veicoli elettrici. L'azione prevede l'installazione di numero minimo di 300 stazioni di ricarica interconnesse digitalmente e gestite da piattaforme integrate e destinate alla fornitura di servizi energetici elettrici.

- OS1.2: 2.Sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico.

Le tecnologie di accumulo energetico ed in particolare quelle destinate al supporto del sistema energetico elettrico rivestono un ruolo strategico nell'attuazione della pianificazione energetica proposta. In particolare, le tecnologie di accumulo sono funzionali alla stabilizzazione delle curve di consumo residuale sul sistema energetico elettrico regionale, alla realizzazione dell'autoconsumo delle fonti energetiche rinnovabili intermittenti, alla gestione delle reti e micro reti intelligenti. Gli effetti benefici per il sistema da un punto di vista ambientale ed economico sono state

ampiamente descritte nel Cap. 13 pertanto il supporto, lo sviluppo e l'integrazione delle tecnologie di accumulo nel settore elettrico e termico sono considerate strategiche per il raggiungimento degli obiettivi di pianificazione proposti. Le azioni strategiche per lo sviluppo e l'integrazione delle tecnologie di accumulo e il raggiungimento degli obiettivi di piano sono le seguenti:

- AS1.8: Assunzione del ruolo strategico del sistema idroelettrico del Talaro per la compensazione delle fluttuazioni di potenza sul sistema di trasmissione e suo utilizzo prioritario per la stabilizzazione del sistema energetico regionale.
- AS1.9: Sviluppo di un sistema di gestione delle potenzialità del sistema di accumulo idrico della regione per l'utilizzo del potenziale dei bacini idrici per finalità di accumulo energetico preservando in tal modo le loro finalità primarie.
- AS1.10: Supporto allo sviluppo dei sistemi di accumulo distribuito per la realizzazione delle condizioni di autoconsumo istantaneo.
- AS1.11: Disponibilità continua nel 2030 di una potenza e capacità di accumulo per la gestione del sistema energetico elettrico di 250 MW e 5GWh;
- AS1.12: Integrazione dei sistemi di accumulo con la generazione distribuita per la realizzazione di micro reti intelligenti nel comparto pubblico e nei distretti energetici.
- AS1.13: Integrazione della mobilità elettrica e della disponibilità di accumulo per la gestione del sistema elettrico a livello distribuito.

OG2 SICUREZZA ENERGETICA

- **OS2.1: Aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico.**

La Regione Autonoma della Sardegna, consapevole che la produzione di energia elettrica è regolamentata dalle norme definite dall'AEEGSI in un quadro di liberalizzazione del mercato, individua nell'ambito delle proprie competenze la flessibilità della produzione energetica elettrica centralizzata una delle priorità per garantire la sicurezza del proprio sistema energetico e la competitività del proprio sistema produttivo, e pertanto considera questa uno degli obiettivi specifici del piano. Nel pieno rispetto dei ruoli definiti dalla normativa nazionale, la Regione Autonoma della Sardegna promuove l'aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico attraverso gli strumenti a sua disposizione. In particolare, supporta:

- il miglioramento della gestione delle fonti energetiche intermittenti attraverso l'utilizzo di sistemi di accumulo distribuito e centralizzato;
- la costituzione di distretti energetici nei quali massimizzare l'autoconsumo istantaneo;
- la realizzazione di micro-reti energetiche negli edifici pubblici nei quali massimizzare l'autoconsumo istantaneo;
- l'integrazione della mobilità con il settore elettrico.

Tali azioni hanno l'obiettivo di rendere il sistema energetico elettrico dell'isola più flessibile e gestibile secondo un approccio di tipo bottom-up in modo da raggiungere obiettivi di pianificazione coerenti con le linee di indirizzo comunitarie. Tuttavia è necessario un supporto a livello nazionale e/o comunitario per consentire la transizione del sistema di generazione centralizzato della regione. Infatti a causa della condizione di insularità e delle normative vigenti, i vincoli da questi prodotti hanno inibito la modernizzazione e conseguentemente la flessibilità gestionale del parco di generazione, limitando conseguentemente l'accesso degli operatori regionali al mercato dell'energia. Sulla base di tali considerazioni e per garantire a tutti gli operatori di mercato, secondo una logica non discriminatoria, di poter, se competitivi, offrire energia sul mercato europeo anche se prodotta in Sardegna, si ritiene opportuno concertare a livello nazionale l'insieme di azioni per ridurre la rigidità del sistema energetico sardo attraverso delle azioni di pianificazione nazionale che permettano di rilassare i vincoli del sistema energetico elettrico sardo e consentire l'efficientamento del parco di generazione regionale con il conseguente incremento della flessibilità del sistema. In particolare, si ritiene che i nuovi strumenti di Capacity Payment possano stimolare la transizione energetica proposta agevolando gli investimenti e superando alcune delle criticità attualmente presenti. A tale scopo si ritiene che le azioni strategiche perseguibili dalla Regione Autonoma della Sardegna siano:

AS2.1: Concertazione a livello europeo e nazionale degli strumenti di Capacity Payment per l'incremento della flessibilità del sistema energetico elettrico della Regione Sardegna;

AS2.2: Costituzione di un tavolo permanente tra il MISE e la Regione Sardegna per il miglioramento dell'efficienza energetica e la de-carbonizzazione della produzione di energia elettrica della Sardegna.

- **OS2.2: Promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo**

La generazione distribuita di energia ed in particolare quella da fonte rinnovabile è stata indicata nelle linee di indirizzo della Giunta Regionale quale azione da privilegiare nello sviluppo della proposta tecnica di Piano. Le analisi hanno evidenziato che lo sviluppo delle azioni volte a incrementare l'autoconsumo della produzione di energia da fonte rinnovabili già installata determina degli effetti positivi sia in termini di riduzione dei costi di fornitura dell'energia

elettrica, in virtù di una migliore remunerazione dell'energia autoconsumata rispetto a quella fornita alla rete, sia per il sistema energetico elettrico che, grazie ad un minor impatto sulla rete dei dispositivi di generazione distribuita, consente una maggiore penetrazione della generazione distribuita da fonte rinnovabile. Pertanto, la generazione distribuita da fonte rinnovabile è considerata azione strategia del piano e lo sviluppo di azioni destinate all'aumento della quota di autoconsumo della produzione di energia da fonte rinnovabile attualmente installata è condizione propedeutica per l'incremento sostenibile della generazione distribuita secondo i trend indicati negli scenari del presente documento di pianificazione. Pertanto, relativamente a tale tematica le azioni strategiche individuate a seguito dell'analisi di scenario riportata nel Cap.13 sono:

- AS2.3: Installazione entro il 2030 di impianti di generazione distribuiti da fonte rinnovabili per una producibilità attesa di 2-3 TWh/anno stimolando, coerentemente con le normative di settore, il loro asservimento al consumo istantaneo;**
- AS2.4: Realizzazione negli edifici pubblici regionali e nelle amministrazioni comunali degli interventi per il raggiungimento del 50% di autoconsumo della produzione già installata;**
- AS2.5: Sviluppo e realizzazione di sistemi di gestione energetica della produzione e consumo per il settore idrico integrato allo scopo di conseguire l'autoconsumo istantaneo (applicazione dei concetti di Virtual Power Plant);**
- AS2.6: Sviluppo di strumenti di supporto e di semplificazioni degli iter autorizzativi per nuovi impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile destinati a realizzare condizioni di autoconsumo istantaneo uguali o superiori al 50%;**
- AS2.7: Aggregazione delle competenze tecniche ed amministrative presenti nell'Amministrazione regionale e competenti in materia (ESCO pubblica regionale) per la centralizzazione delle competenze e il supporto allo sviluppo della azioni di autoconsumo nel settore pubblico dell'intera regione.**

- **OS2.3: Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico fossile di transizione**

La metanizzazione della Regione Sardegna è considerata una delle azioni strategiche per il raggiungimento degli obiettivi del PEARS. Infatti, l'approvvigionamento e utilizzo del gas naturale, in sostituzione delle altre fonti fossili attualmente utilizzate, è stata prevista negli scenari analizzati quale soluzione fossile di transizione per il 2030 e destinata:

- alla produzione di parte dell'energia termica nei processi industriali;
- al soddisfacimento delle richieste energetiche di parte della mobilità navale, e della mobilità su gomma destinata al trasporto merci;
- alla fornitura del servizio calore a parziale copertura delle utenze domestiche.

Inoltre, si è ipotizzato di utilizzare il metano per la generazione cogenerativa di energia elettrica e termica nei processi agro-industriali e nei distretti energetici e per la copertura dei carichi elettrici di punta allo scopo di aumentare la flessibilità e sicurezza del sistema energetico elettrico isolano. Negli scenari proposti la metanizzazione della Sardegna è stata considerata operativa dal 2021. La stima delle quantità di metano necessaria per la Sardegna nel 2030 è fortemente condizionata dai profili di consumo del settore industriale e nei trasporti ed è caratterizzata da un campo di

variazione significativo che oscilla tra circa 530 e 960 Mm³. L'entità della fornitura e la condizione di insularità unitamente alla complessità normativa, alla natura sia distribuita che polarizzata del carico termico e all'approccio metodologico di tipo distribuito, indicato nelle linee di indirizzo hanno fatto concentrare l'attenzione della Regione Autonoma della Sardegna sull'analisi i tre possibili soluzioni:

1. Condotta di collegamento dalla Toscana alla Rete Nazionale gasdotti;
2. Rigassificatore a servizio di una dorsale regionale;
3. Small Scale GNL (SSLNG). Sistema di depositi costieri di GNL.

I successivi approfondimenti tecnici economici e normativi, le criticità e le opportunità individuate in ciascuna di queste scelte hanno condotto a ritenere necessaria l'individuazione dell'accordo di Programma Stato Regione quale strumento attuativo per il programma di metanizzazione della Sardegna tramite GNL. Pertanto, si ribadisce che la metanizzazione dell'isola è una azione strategica del PEARS e si indica come data di riferimento per la metanizzazione dell'isola il 2021.

AS2.8: Individuazione in un Accordo istituzionale di Programma Stato-Regione, dello strumento attuativo per il programma di metanizzazione della Sardegna attraverso la realizzazione delle infrastrutture necessarie ad assicurare l'approvvigionamento dell'Isola e la distribuzione del gas naturale a condizioni di sicurezza e di tariffa per i cittadini e le imprese sarde analoghe a quelle delle altre regioni italiane, promuovendo lo sviluppo della concorrenza;

AS2.9: Nel periodo compreso tra la fase di approvazione del Piano Energetico e la metanizzazione della Sardegna, la Regione Autonoma della Sardegna supporta lo sviluppo di azioni di metanizzazione, eventualmente anche tramite il GNL, nei distretti energetici;

AS2.10: Completamento dell'infrastrutturazione per garantire l'utilizzo del Gas Naturale nel settore domestico e conseguire entro il 2030 l'approvvigionamento nel settore domestico di una quota minima del 10% dei consumi totali, con un fabbisogno minimo stimato di circa 50 milioni di mc all'anno;

AS2.11: Sviluppo delle attività di pertinenza della Regione Sardegna per garantire l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico per la produzione di calore di processo nelle attività industriali. L'obiettivo da conseguire entro il 2030 è l'approvvigionamento di una quota minima del 40% dei consumi totali di settore, con un fabbisogno minimo stimato di circa 210 milioni di mc all'anno;

AS2.12: Completamento dell'infrastrutturazione per garantire l'utilizzo del Gas Naturale nel settore terziario e conseguire entro il 2030 l'approvvigionamento nel settore terziario di una quota minima del 10% dei consumi totali, con un fabbisogno minimo stimato di circa 13 milioni di mc all'anno;

AS2.13: La Regione Sardegna in sinergia con il Governo Nazionale e di Ministeri competenti, coerentemente con le Strategie europee e nazionali sul GNL e in ottemperanza alla direttiva 94/2014/CE, persegue, per quanto di sua competenza, la realizzazione di un HUB GNL per il bunker dei mezzi marittimi che operano su rotte nazionali da e per la Sardegna destinate al trasporto di persone e merci con l'obiettivo di soddisfare, mediante il ricorso la gas naturale liquefatto, almeno il 30% dei consumi totali ad essi associati entro il 2030.

AS2.14: La Regione Sardegna sulle tratte marittime interne di propria competenza di collegamento con le isole minori promuove e supporta, con particolare riguardo alle aree protette e di salvaguardia ambientale, l'impiego del Gas

Naturale Liquefatto quale combustibile per la propulsione, con l'obiettivo di soddisfare, al 2030, il 100% dei consumi totali ad essi associati;

AS2.15: La Regione Sardegna prevede specifici incentivi per la conversione dei mezzi da pesca avente base in Sardegna con la finalità di impiegare il Gas Naturale Liquefatto in sostituzione del Gasolio con l'obiettivo di soddisfare, al 2030, almeno il 50% dei consumi totali ad essi associati.

- **OS2.4: Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (Petrolio e Carbone)**

Il tema della gestione della transizione energetica proposta nel PEARS è stato analizzato soprattutto alla luce dell'attuale configurazione del sistema produttivo regionale e dello stato di crisi a cui esso risulta sottoposto. Come è ben noto, infatti, alcuni dei settori trainanti l'economia industriale regionale dipendono dalla trasformazione e dall'utilizzo di prodotti fossili altamente emissivi come il carbone e il petrolio. Le strategie proposte nel PEARS hanno cercato di coniugare l'esigenza di ridurre progressivamente le emissioni di CO₂ connesse ai consumi regionali intervenendo principalmente sui settori di propria competenza. Tale scelte sono motivate dall'esigenza di accompagnare e stimolare la trasformazione, proprio in quei settori particolarmente emissivi che saranno dal 2020 in poi sottoposti a una particolare pressione economica proprio dalle misure ETS per il contenimento delle emissioni. In questo contesto, la Regione Autonoma della Sardegna ritiene strategico non penalizzare i settori industriali particolarmente emissivi ma stimolarli all'efficientamento e porli nelle condizioni di poter utilizzare vettori energetici a minor impatto ambientale (metanizzazione) per poter garantire condizioni di competitività nel mercato europeo. Inoltre, si ritiene necessario stimolare il sistema socio economico regionale utilizzando la transizione proposta come volano per lo sviluppo di una economia energetica di nuova generazione che consenta di ammortizzare eventuali fenomeni negativi connessi alla sottovalutazione degli effetti delle politiche ambientali europee. In particolare, si considera il periodo successivo al 2020 particolarmente critico per i settore industriali caratterizzati da elevati livelli di emissione e pertanto si ritiene strategico porre in essere tra il 2016 e il 2020 tutte le azioni che consentano la gestione della transizione come sopra descritto.

Pertanto, si ribadisce che il petrolio rappresenta una risorsa energetica strategica per il sistema socio economico regionale. È stato previsto il suo utilizzo sia nel settore industriale petrolchimico che della raffinazione sino al 2030, con un utilizzo esclusivo dei residui di raffinazione per la produzione di energia elettrica. Inoltre, si ritiene che il suo utilizzo nei trasporti continui a risultare prevalente ma si evidenzia la necessità di un ammodernamento nell'utilizzo soprattutto nel comparto industriale, prestando particolare attenzione all'efficienza energetica e alla sostenibilità ambientale.

Per quanto concerne la risorsa carbone si ribadiscono i concetti precedentemente esposti. In particolare, il carbone pur essendo la fonte energetica caratterizzata da i minori costi di approvvigionamento e dalla maggiore disponibilità, continuità e sicurezza della fornitura, risulta caratterizzato dai più elevati livelli di emissione tra le fonti fossili. Tutto ciò condiziona il suo utilizzo all'evoluzione dei costi dei permessi di emissione. Nel caso della Regione Sardegna l'utilizzo del carbone è prevalentemente concentrato nella produzione di energia elettrica. Pertanto, sino a quando il costo dell'energia elettrica prodotta da carbone risulterà competitivo si presume che tale fonte verrà utilizzata; tuttavia, con valori di costo della CO₂ superiori a 15€/ton, la produzione di energia elettrica da carbone in Sardegna potrebbe risultare nel mercato europeo non più competitiva. Per garantire il miglioramento dei parametri ambientali è

auspicabile il passaggio dalla scala sperimentale a quella commerciale delle “Clean Coal Technologies” ossia moderne tecnologie di conversione energetica idonee all’utilizzo del carbone in maniera efficiente e compatibile con l’ambiente. Pertanto la Regione Sardegna annovera, per motivi di economicità, il carbone tra le fonti energetiche primarie e considera strategico promuovere lo sviluppo di competenze e tecnologie per l’uso del carbone a basse emissioni. L’impiego del carbone per la produzione di energia elettrica e/o termica è legata però alla riduzione delle emissioni e quindi all’applicazione delle migliori tecnologie (BAT) e alla verifica di realizzabilità delle “Clean Coal Technologies”. In tale prospettiva il “Centro Tecnologico Italiano per l’energia ad emissioni zero”, previsto nell’ambito del Piano Sulcis presso il Centro Ricerche Sotacarbo con sede a Carbonia e sviluppato in collaborazione con il MISE e l’ENEA, ha l’obiettivo di costituire un centro di competenza con lo scopo di verificare e validare tecnicamente e scientificamente la possibilità di realizzare sistemi di generazione alimentati a carbone ad emissioni zero e/o caratterizzate dalla cattura e dal sequestro geologico permanente della CO₂ (Tecnologie CCS).

Nel periodo 2016-2030 il carbone, qualora l’applicazione delle tecnologie CSS si dimostrasse valida e sicura da un punto di vista ambientale, è da ritenersi tra le possibili fonti energetiche di transizione per poter garantire la sicurezza e la competitività del sistema energetico nazionale. Le scelte relativamente a tale opzione sono condizionate dagli esiti delle attività di sperimentazione previste nel Piano Sulcis ed esperite nel Centro Tecnologico Italiano per l’Energia ad Emissioni Zero. Pertanto il carbone assume nella configurazione del mix energetico regionale un ruolo transitorio e vincolato alla politiche ambientali e agli sviluppi tecnologici ed economici connessi alla riduzione delle emissioni climalteranti.

AS2.16: La Regione Sardegna considera strategico promuovere lo sviluppo di competenze e tecnologie per l’uso del carbone a basse emissioni;

AS2.17: La Regione Sardegna per la sicurezza energetica e la continuità del suo sistema produttivo annovera l’uso del carbone per la produzione di energia ma la considera transitoria e vincolata alle politiche ambientali europee sulle emissioni e ne promuove la sua progressiva limitazione per gli usi energetici regionali.

OG3 AUMENTO DELL'EFFICIENZA E DEL RISPARMIO ENERGETICO

- OS3.1 Efficientamento energetico nel settore elettrico, termico e dei trasporti
- OS3.2 Risparmio energetico nel settore elettrico termico e dei trasporti

La Regione Autonoma della Sardegna considera l'efficientamento energetico e il risparmio energetico nei settori elettrico, termico e dei trasporti, azione strategica per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Considerato il livello raggiunto dalla contrazione dei consumi energetici in Sardegna, le azioni di efficientamento energetico e il risparmio energetico assumono, in una regione in transizione come quella sarda, una accezione particolare che deve essere necessariamente connessa allo sviluppo e non può più essere ancora associata alla contrazione dei consumi prodotta da fenomeni economici recessivi. Pertanto, si ritiene che le azioni di efficientamento energetico e risparmio possano contribuire al raggiungimento degli obiettivi energetici ed ambientali e al rilancio dell'economia regionale solo se associate all'incremento del valore aggiunto dell'isola. Pertanto, le azioni in tale settore devono necessariamente essere contestualizzate alla realtà regionale con l'intento di migliorare la qualità della vita dei residenti, preservare i beni ambientali e paesaggistici e promuovere la competitività del territorio. **Quindi, le azioni di efficientamento e risparmio energetico saranno considerate strategiche solo se alla una riduzione dei consumi energetici sarà associato l'incremento o l'invarianza di indicatori di benessere sociale ed economico.** Ciò potrà essere il risultato del ricorso sia alle migliori tecnologie sia ai migliori strumenti di gestione e organizzazione delle attività, dei servizi e dei processi produttivi disponibili o sviluppabili.

L'Amministrazione regionale considera, secondo tale definizione, le azioni di efficientamento energetico e di risparmio energetico strategiche per il proprio territorio in termini sia di riconversione sia di aumento della competitività sia di attrattività di investimenti pubblici che privati e assume il *Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020* approvato con DGR 49/31 del 26.11.2013 come parte integrante del Piano Energetico Ambientale Regionale. In particolare, la Regione Sardegna considera le azioni di efficientamento e risparmio energetico nel comparto pubblico strategiche nell'interesse collettivo e li promuove con gli strumenti concessi a sua disposizione. Le azioni strategiche del PEARS che concorrono in modo diretto al raggiungimento degli obiettivi specifici sopra descritti sono:

- AS3.1: Sostituzione entro il 2030 del 30% dei sistemi di generazione termica per edifici alimentati da biomasse ed energia elettrica con sistemi più efficienti secondo le Best Available Technology;**
- AS3.2: Istituzione del Fondo Regionale per l'Efficienza Energetica (FREE) per la promozione delle azioni di efficientamento energetico nel settore domestico per la riduzione entro il 2030 di almeno il 20%, rispetto al 2013, dei consumi di energia termica;**
- AS3.3: Promozione dell'uso efficiente delle biomasse per il riscaldamento domestico privilegiando le risorse endogene residuali, con lo scopo di creare una filiera regionale certificata, per una quota del 30% (40 ktep) del potenziale disponibile localmente e individuato dallo "Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna" (approvato con DGR. n. 50/13 del 2013)**

AS3.4: Implementazione di cogenerazione diffusa ad alta efficienza alimentata a metano e a bioenergie (queste ultime prevalentemente di provenienza locale) nei comparti agro-industriali e nei distretti energetici per una potenza elettrica cumulata minima di 10 MWe;

AS3.5: Costituzione di una ESCO pubblica regionale avente il compito sia di supportare, dal punto di vista tecnico amministrativo, gli enti pubblici presenti nella regione Sardegna sia nella progettazione e realizzazione di interventi di efficientamento e risparmio energetico che di valorizzare le proposte contenute nei Piani di Azione per l'Energia Sostenibile dei comuni della Sardegna;

AS3.6: La Regione Autonoma della Sardegna considera i comparti industriali associati alla raffinazione e alla petrolchimica particolarmente sensibili alle problematiche connesse all'ETS e stimola e supporta con gli strumenti normativi di sua competenza tutte le azioni di efficientamento e trasformazione del processo produttivo volte a ridurre le emissioni di CO₂ e garantire sino al 2030 gli attuali livelli occupazionali.

- **OS3.3 Adeguamento e sviluppo di reti integrate ed intelligenti nel settore elettrico, termico e dei trasporti**

Come già anticipato, la Regione Autonoma della Sardegna individua nella tematica della gestione integrata dei sistemi elettrici, termici e dei trasporti uno degli assi strategici per l'efficientamento gestionale dell'intero comparto energetico. Per il conseguimento dell'obiettivo specifico di adeguamento e sviluppo di reti integrate ed intelligenti nel settore dei trasporti, in particolare, il PEARS prevede lo sviluppo della seguente azione strategica:

AS3.7: **Infrastrutturazione elettrica destinata alla mobilità elettrica urbana ed extraurbana di tipo privato e collettivo;**

OG4 PROMOZIONE DELLA RICERCA E DELLA PARTECIPAZIONE ATTIVA IN CAMPO ENERGETICO

• OS4.1 Promozione della ricerca e dell'innovazione in campo energetico

L'amministrazione regionale in coerenza con le strategie e le linee di indirizzo europee e nazionali e con le linee di indirizzo delle attività di ricerca applicata declinate nel programma Horizon 2020 e in continuità con le linee di sperimentazione promosse e avviate nella precedente Pianificazione Operativa Regionale ha individuato nello sviluppo e nella sperimentazione di sistemi energetici integrati destinati a superare criticità energetiche e migliorare l'efficienza energetica lo strumento operativo per promuovere la realizzazione di piattaforme sperimentali ad alto contenuto tecnologico in cui far convergere sinergicamente le attività di ricerca pubblica e gli interessi privati per promuovere attività di sviluppo di prodotti e sistemi innovativi ad alto valore aggiunto nel settore energetico. Tale impostazione è stata condivisa anche durante il processo di sviluppo della Smart Specialization Strategy (S³) della Regione Sardegna che rappresenta lo strumento di programmazione delle azioni di supporto attività di Ricerca. In particolare nell'ambito dell'S³ è emersa tra le priorità il tema *"Reti intelligenti per la gestione dell'energia"*.

La Regione promuove e sostiene l'attività di ricerca applicata nel settore energetico attraverso gli strumenti a sua disposizione con particolare riguardo al potenziamento dell'integrazione tra le attività sviluppate nelle Università di Cagliari e Sassari e i centri regionali competenti (la Piattaforma Energie Rinnovabili di Sardegna Ricerche, il CRS4 e il Centro Tecnologico Italiano per l'Energia ad Emissioni Zero). La Regione Sardegna individua nella Piattaforma Energie Rinnovabili di Sardegna Ricerche il soggetto della Regione Autonoma della Sardegna di riferimento per efficienza energetica, fonti rinnovabili, accumulo distribuito, mobilità sostenibile e reti intelligenti e nel Centro Tecnologico Italiano per l'Energia ad Emissioni Zero il riferimento per la Clean Coal Technology.

La Regione in accordo con l'S³ promuove e sostiene le attività di ricerca applicata, cofinanziata e coordinata con attività manifatturiere di settore coerentemente con le strategie energetiche regionali. La Regione promuove in accordo con la LR7/2007 le attività di ricerca di base nel settore energetico. In tale contesto ritiene che le azioni di seguito indicate siano strategiche per il conseguimento dell'obiettivo specifico OS4.1 del PEARS.

- AS4.1: Completamento delle piattaforme sperimentali di reti intelligenti previste nella precedente programmazione e sviluppo di attività di ricerca applicata nel settore della gestione integrata e programmazione della produzione e consumo dell'energia da fonte rinnovabili intermittente;**
- AS4.2: Promozione delle attività di ricerca applicata nel settore dell'Information Technology per la gestione integrata di sistemi complessi come le "smart-city" rivolta al miglioramento nell'utilizzo delle risorse energetiche**
- AS4.3: Promozione delle attività di ricerca dedicata alla gestione integrata della mobilità elettrica nelle "smart-city"**
- AS4.4: Diffusione delle attività di sperimentazione di Smart Energy System e stimolo allo sviluppo da parte di soggetti pubblico-privati di iniziative volte alla realizzazione di almeno una Smart City e cinque Smart Community nella Regione Sardegna entro il 2030;**
- AS4.5: Promozione delle attività di ricerca nel settore della riduzione delle emissioni nei comparti industriali ad elevato livello di emissione**
- AS4.6: Promozione delle attività di ricerca per l'ottimizzazione energetica e gestionale del sistema idrico integrato della Sardegna.**

AS4.7: Costituzione di un centro studi di economia energetica ed impatti delle politiche di de-carbonizzazione

- **OS4.2 Potenziamento della governance del sistema energetico regionale**

Durante l'elaborazione della presente proposta di PEARS è emerso che le minacce principali all'attuazione della strategia energetica regionale, volta a sviluppare la generazione diffusa, l'autoconsumo istantaneo e la gestione locale dell'energia elettrica e l'approvvigionamento del metano sono: la centralizzazione a livello nazionale dei processi di gestione dell'energia; la presenza di strumenti normativi non aggiornati a livello nazionale con le linee di indirizzo di settore a livello europeo; le resistenze alla trasformazione e la tendenza alla conservazione del sistema di distribuzione e trasmissione manifestate dagli operatori oggi presenti sul mercato; la complessità di gestione di un processo integrato e di tipo multilivello quale quello proposto. Pertanto, considerata la natura insulare della Regione Sardegna e le sue specificità e criticità si propone di utilizzare proprio la sua condizione di insularità per validare su una scala territoriale significativa gli effetti di una trasformazione energetica coerente sia con i concetti di economia circolare che con gli obiettivi comunitari. A tale scopo si ritiene fondamentale sviluppare azioni a livello comunitario per poter far assurgere il Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna a Progetto Sperimentale Europeo nell'ambito della gestione intelligente e integrata dell'energia ottenendo per tal sua natura uno Status di Progetto Europeo che consenta di anticipare l'attuazione delle Direttive Europee a livello nazionale, fornendogli inoltre, proprio per la sua natura sperimentale, deroghe agli strumenti normativi per la realizzazione delle iniziative proposte. I risultati e il monitoraggio dell'iniziativa su base sperimentale consentirebbero sia alla UE che allo stato italiano di possedere gli elementi per la verifica delle azioni da implementare e per il corretto e proficuo recepimento delle stesse.

Parallelamente a tale iniziativa la Regione Sardegna si impegnerà a partecipare attivamente nelle sedi istituzionali, proprio in virtù di tale ruolo comunitario, alle fasi di sviluppo delle normative di settore con l'obiettivo sia di contribuire durante le fasi di concertazione alla definizione delle norme nazionali, sia di tutelare a livello nazionale, con l'evidenza dei risultati conseguiti, il perseguimento delle azioni contenute nel presente piano energetico. In tale contesto, la Regione Sardegna considera le seguenti azioni strategiche per il raggiungimento dell'obiettivo specifico OS4.2 del PEARS:

AS4.8: Proporre il PEARS quale progetto sperimentale europeo per l'implementazione di sistemi energetici integrati intelligenti;

AS4.9: Proporre una deroga normativa nazionale alle azioni strategiche del PEARS associate all'autoconsumo in virtù della natura sperimentale europea del progetto destinato all'implementazione di sistemi energetici integrati ed intelligenti

AS4.10: Sviluppo di una normativa regionale per le azioni strategiche del PEARS associate all'autoconsumo nell'ottica di natura sperimentale europea del progetto per l'implementazione di sistemi energetici integrati intelligenti;

AS4.11: Intervento regionale nello sviluppo della normativa Nazionale per l'implementazione di sistemi energetici integrati intelligenti;

AS4.12: Intervento regionale nello sviluppo della normativa Nazionale di supporto per l'autoconsumo istantaneo e l'accumulo distribuito;

- AS4.13: Regolamentazione del vincolo del 50% di autoconsumo istantaneo per la realizzazione di nuovi impianti FER e sviluppo di linee guida specifiche;
- AS4.14: Intervento regionale nello sviluppo della normativa Nazionale per l'utilizzo delle reti di distribuzione e trasmissione (elettriche, gas, trasporti) per la realizzazione di sistemi energetici integrati intelligenti fisici e virtuali;
- AS4.15: Coinvolgimento e partecipazione della Regione Autonoma della Sardegna alle fasi di analisi tecnica economiche per la definizione del Capacity Payment;
- AS4.16: Costituzione di un tavolo tecnico regionale permanente per l'analisi e la valutazione delle normative tecniche ed economiche del settore energetico elettrico;
- AS4.17: Definizione di strumenti di semplificazione degli iter autorizzativi e linee guida tecniche per l'installazione di sistemi destinati all'incremento dell'autoconsumo istantaneo secondo gli obiettivi di Piano;
- AS4.18: Concertazione a livello europeo e nazionale con gli enti competenti, in particolare con l'Authority per l'Energia Elettrica ed il Gas per la definizione di strumenti normativi idonei all'attuazione delle proposte di piano;
- AS4.19: Sviluppo di azioni di pianificazione locali, concertate con gli tutti Enti competenti, nelle aree ad energia quasi zero per lo sviluppo di azioni integrate per la realizzazione di reti intelligenti che consentano di raggiungere condizioni di autoconsumo istantaneo pari o superiori al 50%;
- AS4.20: Individuazione e/o definizione di strumenti economici, finanziari, fiscali e di accesso al credito di supporto alla realizzazione da parte dei soggetti pubblici e privati degli interventi proposti e programmati;
- AS4.21: Definizione del ruolo della Regione Sardegna nell'implementazione di strategie integrate di gestione tra comparti, eventualmente anche attraverso la promozione di una multiutility per la gestione integrata dell'energia, dell'acqua e dei rifiuti.
- **OS4.3 Promozione della consapevolezza in campo energetico garantendo la partecipazione attiva alla attuazione delle scelte di piano**

La Regione Sardegna ritiene strategica la condivisione delle informazioni derivanti dalle attività di raccolta ed elaborazione dati sia con gli Enti pubblici coinvolti nell'attuazione del PEARS, sia con i diversi soggetti operanti nel settore energetico regionale, allo scopo di fornire strumenti aggiornati di supporto alla decisione .

In tale contesto, assume rilevanza strategica l'attività di informazione sullo stato evoluzione del PEARS affinché lo strumento di pianificazione e il contenuto informativo e le esperienze in esso maturate diventino un bene condiviso.

La realizzazione delle azioni di piano deve quindi necessariamente essere accompagnata da una compagna di animazione e comunicazione degli obiettivi perseguiti e delle ricadute positive sul territorio. L'effetto sperato è non solo quello di comunicare gli interventi proposti, in quanto parte della politica di rilancio e sviluppo economico dell'isola, ma anche quello di far cogliere, soprattutto al mondo imprenditoriale, le opportunità che le azioni di piano possono far nascere. Pertanto è necessario che l'Amministrazione si doti di un Piano di comunicazione che, anche successivamente alla procedura di VAS, permetta all'Amministrazione Regionale di comunicare, informare e aggiornare la collettività di quanto realizzato o da realizzarsi. Il Piano deve programmare e definire gli indirizzi e le linee strategiche di divulgazione

dei suoi contenuti differenziando in funzione del target di ascolto. Nella selezione di tali target si terrà conto degli andamenti demografici in atto e dei fenomeni migratori.

Inoltre l'Amministrazione Regionale persegue l'obiettivo di far incrementare gli operatori nel mercato dell'energia nell'ottica di una maggiore competitività del mercato e dei servizi energetici. Promuove l'informazione e il monitoraggio del mercato elettrico attraverso le strutture competenti e una stretta collaborazione con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. La Regione intende monitorare il Mercato dell'energia ed il livello di competitività del sistema energetico regionale con quello europeo e promuovere azioni di comunicazione e informazione sull'evoluzione del mercato energetico europeo, nazionale e regionale. La Regione pubblica un rapporto annuale sullo stato e sulla competitività del mercato energetico regionale. L'azione strategica del PEARS per il raggiungimento dell'obiettivo OS4.3 è la seguente:

AS4.22: Piano di comunicazione della strategia energetica regionale e del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna durante tutte le sue fasi

• **OS4.4 Monitoraggio energetico**

L'Assessorato dell'Industria ha il compito di aggiornare, integrare, promuovere e condividere le informazioni della Banca Dati Energia Ufficiale della Regione Sardegna relativa alla produzione e al consumo di energia in Sardegna.

Tale base dati dovrà:

- essere continuamente aggiornata e consentire un monitoraggio continuo del sistema energetico regionale;
- costituire la base per la pubblicazione annuale del Bilancio Energetico Regionale;
- costituire la base per la pubblicazione annuale del Bilancio Regionale delle Emissioni;
- consentire la verifica annuale del raggiungimento degli obiettivi Burden Sharing.

Per l'espletamento di tali funzioni l'Assessorato all'Industria si avvarrà del Sistema Informativo Regionale Ambientale (SIRA) che dovrà interfacciarsi con il sistema nazionale GSE denominato SIMERI' e dare comunicazione delle informazioni tramite il sito della Regione Autonoma della Sardegna attraverso la pagina web dedicata al PEARS.

Le attività svolte dall'Assessorato all'Industria nell'ambito del monitoraggio sono considerate strategiche per la verifica del raggiungimento degli obiettivi e per la rimodulazione delle azioni in base alla verifica di efficacia secondo gli indicatori di piano previsti. Inoltre, l'Amministrazione Regionale promuove azioni di carattere normativo e regolamentare atte ad agevolare la raccolta sistematica dei dati di carattere energetico da cittadini, imprese ed enti pubblici ricadenti nel territorio regionale nei settori Elettricità, Calore e Trasporti.

Inoltre si ritiene che le attività di monitoraggio dei PAES costituiscano un elemento di analisi storica e un patrimonio pubblico utile per lo sviluppo delle attività di pianificazione a livello locale. Pertanto si propone di sistematizzare le informazioni in esso contenute allo scopo di costituire una banca dati utile al monitoraggio dell'evoluzione del sistema energetico regionale alla scala comunale. In tale contesto, la Regione Sardegna considera le seguenti azioni strategiche per il raggiungimento dell'obiettivo specifico OS4.4 del PEARS:

AS4.23: Costituzione di una struttura per il monitoraggio del Piano Energetico ed Ambientale della Sardegna

AS4.24: Comunicazione e pubblicazione sul sito della regione del bilancio energetico annuale e dello stato di avanzamento degli obiettivi del PEARS

AS4.25: Sistemizzazione dei dati dei PAES Comunali e monitoraggio dei consumi energetici comunali e delle azioni sviluppare nei PAES

Si riporta di seguito la matrice degli obiettivi generali e specifici e delle azioni strategiche (individuati dai corrispondenti codici). In particolare, nella Tab. 14.1 sono state identificate per ciascun obiettivo le azioni definite per il suo raggiungimento. Attraverso un codice di colore si è evidenziato per ciascuna azione il livello di importanza per il raggiungimento del obiettivo a cui essa è associata – (colore rosso: molto alta; verde; alta.). È possibile quindi osservare come tutte le azioni strategiche siano coerenti con gli obiettivi del Piano Energetico, individuati nel Capitolo 3, e come rappresentino gli interventi (normativi, diretti e indiretti) da attuare entro il 2030 per il conseguimento degli obiettivi specifici e quindi di quelli generali. La tabella indica, inoltre, la tipologia di ciascuna azione, distinguendo tra: Azioni immateriali, in genere legate a processi normativi e di governance (indicate con la lettera “N”); Azioni materiali in cui l’Amministrazione Regionale agisce in modo diretto (indicate con la lettera “D”); Azioni materiali in cui l’Amministrazione Regionale agisce in modo indiretto, in genere tramite incentivazione (indicate con la lettera “I”).

| Tipologia Azione | N. | OG1: Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System) | | | | OG2: Sicurezza energetica | | | | | | OG3: Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico | | | OG4: Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico | | | |
|------------------|--------|--|-------|-------|-------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|---|-------|-------|-------|
| | | OS1.1 | OS1.2 | OS1.3 | OS1.4 | OS2.1 | OS2.2 | OS2.3 | OS2.4 | OS2.5 | OS2.6 | OS3.1 | OS3.2 | OS3.3 | OS4.1 | OS4.2 | OS4.3 | OS4.4 |
| N+I | AS1.1 | XX | X | X | | | X | X | | | X | X | X | X | | X | X | |
| D | AS1.2 | XX | X | X | | | X | | | | X | X | X | X | | | | |
| D | AS1.3 | XX | X | X | | | X | | | | X | X | X | X | | | | |
| N+I | AS1.4 | XX | | X | | | | | | | | | | | X | X | | |
| D | AS1.5 | XX | | X | | | | | | | | X | | | | | | |
| D | AS1.6 | XX | | | | | | X | | | | X | X | X | | | | |
| D | AS1.7 | XX | | X | | | | | X | | | | | X | | | | |
| N | AS1.8 | | XX | | | X | | | | X | | | | | | X | | |
| N | AS1.9 | | XX | | | X | | | | X | | | | | | X | | |
| I | AS1.10 | | XX | | | | X | | | X | | X | | X | | | | |
| N+I | AS1.11 | | XX | X | | X | | | | X | | | | | | X | | |
| I | AS1.12 | X | XX | X | | | X | | | X | | | X | X | X | | | |
| I | AS1.13 | X | XX | X | | X | | | | | | | X | | | | | |
| N | AS2.1 | | | | X | XX | | | | | | | | | | X | | |
| N | AS2.2 | | | | X | X | | XX | | | | X | | | | X | | |
| I | AS2.3 | | X | | | | | XX | | X | X | | | | | | | |
| D | AS2.4 | | | X | | | | XX | | | X | | | | | | | |
| D | AS2.5 | | | X | | | | XX | | | X | | | | X | | | |
| N | AS2.6 | | | | | | | XX | | X | X | | | | | X | | |
| D | AS2.7 | | | X | | | | XX | | | X | | | | | | | |
| N | AS2.8 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | X | | |
| N+I | AS2.9 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | X | | |
| D | AS2.10 | | | | | | | XX | X | X | | X | X | | | | | |
| N | AS2.11 | | | | | | | XX | X | X | | X | X | | | X | | |
| D | AS2.12 | | | | | | | XX | X | X | | X | X | | | | | |
| N+D | AS2.13 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | X | | |
| I | AS2.14 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | | | |
| I | AS2.15 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | | | |
| N+I | AS2.16 | | | | | | | | XX | | | | | | X | X | | |
| N | AS2.17 | | | | | | | | XX | | | | | | | X | | |
| I | AS3.1 | | | | | | | | | | | XX | X | | | | | |
| N | AS3.2 | | | | | | | | | | | XX | X | | | X | | |
| N+I | AS3.3 | | | | | | | | | X | | XX | X | | | X | | |
| I | AS3.4 | | | | | | | | X | X | | XX | X | X | | | | |
| D | AS3.5 | X | X | X | X | | X | | | X | X | XX | X | | X | X | | |
| N | AS3.6 | | | | | | | | | X | | XX | X | | | X | | |
| D | AS3.7 | X | | | | | | | | | | X | X | XX | | | | |
| D | AS4.1 | X | X | X | | | X | | | | | | | X | XX | | | |
| I | AS4.2 | X | X | X | | | | | | | X | X | X | X | XX | | | |
| I | AS4.3 | X | X | X | | | | | | | | | | X | XX | | | |
| N+I | AS4.4 | X | X | X | | | X | | | | X | X | | XX | | | X | |
| I | AS4.5 | | | | | | | | | | | X | X | | XX | | | |
| I | AS4.6 | | X | | | | X | | | | X | X | X | X | XX | | | |
| D | AS4.7 | | | | | | | X | | | | | | | XX | | | |
| N | AS4.8 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | | X | | XX | | |
| N | AS4.9 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | | X | | XX | | |
| N | AS4.10 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | | X | | XX | | |
| N | AS4.11 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | | X | | XX | | |
| N | AS4.12 | X | X | X | | X | X | | | | X | X | | X | | XX | | |
| N | AS4.13 | X | X | X | | X | X | | | | X | X | | | | XX | | |
| N | AS4.14 | X | X | X | X | X | X | | | | X | | | X | | XX | | |
| N | AS4.15 | | | | | X | | | | | | | | | | XX | | |
| N | AS4.16 | | | | X | X | | | | | | | | | | XX | | |
| N | AS4.17 | X | | X | | | X | | | | | | | | | XX | | |
| N | AS4.18 | | | | | | | | | | | | | | | XX | | |
| N | AS4.19 | X | X | X | | | X | | | | X | | | | | XX | | |
| N | AS4.20 | | | | | | | | | | | | | | | XX | | |
| N | AS4.21 | | | X | | X | | | | | X | | | | | XX | | |
| N | AS4.22 | | | | | | | | | | | | | | | | XX | |
| N | AS4.23 | | | | | | | | | | | | | | | | | XX |
| N | AS4.24 | | | | | | | | | | | | | | X | | | XX |
| N | AS4.25 | | | | | | | | | | | | | | | | | XX |

tab. 14.1. Matrice Azioni Strategiche-Obiettivi generali e specifici. Nella prima colonna è riportata la tipologia d'azione in riferimento alla tipologia di intervento che la Giunta Regionale può attuare per la sua applicazione: Normativa (N), Diretta (D) o Indiretta (I).

14.3. AZIONI ATTUATIVE DI BREVE PERIODO 2016-2020.

Le azioni attuative del Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna hanno lo scopo di individuare puntualmente le strategie da mettere in campo a livello regionale nel periodo 2016-2020 e quantificare gli obiettivi da perseguire entro il 2020, al fine di avviare il percorso di avvicinamento agli obiettivi generali posti per il 2030. Verranno quindi di seguito definite le azioni puntuali previste per ciascun macro-settore energetico, corredate dall'obiettivo numerico minimo da perseguire. Gli effetti di tali azioni sul sistema energetico sardo sono state valutate per mezzo di alcuni indicatori di performance, individuati attraverso l'utilizzo del software di simulazione EnergyPlan. Tramite quest'ultimo sono state infatti modellizzate diverse configurazioni per il sistema energetico regionale al 2020, definite in modo tale da garantire, anche in questo caso, un certo livello di resilienza, flessibilità e adattabilità ad eventuali problematiche o criticità non previste. Gli indicatori di performance consentiranno di valutare a conclusione del periodo considerato (2016-2020) l'efficacia delle azioni proposte ed eventualmente apportare dei correttivi o delle rimodulazioni nei successivi documenti di pianificazione.

Le azioni previste e di seguito presentate prendono in considerazione sia le azioni dirette che la Regione Sardegna può attuare sul comparto pubblico sia quelle indirette che possono essere messe in campo a sostegno del comparto privato. Tale suddivisione è di fondamentale importanza soprattutto per le grandi potenzialità del comparto pubblico nel raggiungimento di alcuni degli obiettivi del presente Piano Energetico e Ambientale. Infatti, le azioni in tale settore sono strategiche per l'avvio di filiere di settore (efficientamento nell'edilizia, negli impianti; produzione e utilizzo locale di energia da fonte rinnovabile; integrazione elettrico-termico negli edifici, etc.) che possono supportare le ulteriori azioni previste per incentivare il raggiungimento degli obiettivi di settore anche nel comparto privato.

14.3.1 AZIONI ATTUATIVE – SETTORE ELETTRICO

SETTORE PUBBLICO

E.PU.1 AZIONI DI EFFICIENTAMENTO NEL SISTEMA PUBBLICO DI GESTIONE DELLE ACQUE :

1.1) L'azione si traduce nell'installazione di impianti alimentati da fonte rinnovabile tali da garantire la copertura di almeno il 60% dei consumi annui di energia elettrica dell'Ente Acque della Sardegna (ENAS). Le potenze installate andranno distribuite sulle diversi fonti rinnovabili coerentemente con quanto riportato nel PAEER 2013-2020.

1.2) L'azione prevede inoltre di integrare opportuni sistemi di gestione e di accumulo dell'energia elettrica in modo tale da garantire almeno il 30% di autoconsumo istantaneo dalle nuove fonti rinnovabili installate.

E.PU.2 AZIONI NELLE SCUOLE PUBBLICHE REGIONALI NELL'AMBITO DEL PROGETTO ISCOLA:

2.1) L'azione prevede l'installazione di almeno 24 MW di impianti FV nelle scuole e negli edifici a servizio dell'istruzione pubblica.

2.2) L'azione prevede di attuare interventi nelle scuole atti a raggiungere almeno il 30% di autoconsumo istantaneo da impianti FV installati nell'ambito del progetto ISCOLA.

E.PU.3 AZIONI PER L'UTILIZZO DELLE RISORSE RINNOVABILI LOCALI NEI COMUNI:

3.1) L'azione prevede interventi nei comuni al fine di favorire l'autoconsumo della produzione da FER già installata per il raggiungimento del 50% di autoconsumo istantaneo nel 20% degli edifici comunali

3.2) L'azione prevede interventi per la realizzazione di nuovi impianti FV (almeno 6 MW) su aree comunali e la realizzazione di impianti di eolici (minimo 5 MW) e CSP (minimo 1 MW), da realizzare anche con consorzi di due o più comuni.

3.3) L'azione prevede inoltre di integrare opportuni sistemi di gestione e di accumulo dell'energia elettrica in modo tale da garantire il 50% di autoconsumo istantaneo della produzione dei nuovi impianti a fonti rinnovabili di cui al 3.2..

E.PU.4 AZIONI PER L'EFFICIENTAMENTO DELLE POMPE DI CALORE NEGLI EDIFICI PUBBLICI

4.1) L'azione consiste nella sostituzione delle pompe di calore con COP inferiore a 2,6 con nuove pompe di calore più efficienti con COP di 4,1 – Il tasso di sostituzione deve essere tale da soddisfare almeno il 30% del fabbisogno termico coperto attualmente dalle pompe di calore negli edifici pubblici.

E.PU.5 AZIONI PER LO SVILUPPO DI PROGETTI SPERIMENTALI DI RETI INTELLIGENTI NEI COMUNI DELLA SARDEGNA

5.1) L'azione prevede la realizzazione di progetti sperimentali sia nei comuni concessionari delle reti di distribuzione elettrica sia nei comuni della Sardegna proponenti lo sviluppo di nuove iniziative nell'ambito delle reti intelligenti. Gli interventi pianificati considerano l'installazione di nuovi impianti FV (2 MW), eolici (4 MW), CSP (1 MW) e biomassa (1 MW), gestiti in modo tale da realizzare il 50% dell'autoconsumo istantaneo sulla produzione complessiva da nuove FER all'interno delle municipalità coinvolte.

E.PU.6 AZIONI PER LA REALIZZAZIONE DI MICRO RETI ELETTRICHE COMUNALI

6.1) L'azione prevede la realizzazione di micro reti elettriche comunali che realizzino l'integrazione di sistemi elettrici pubblici (uffici pubblici, università, ospedali, scuole e uffici comunali) allo scopo di condividere le risorse di produzione elettrica già installate o da installare, favorendo l'incremento dell'autoconsumo nel sistema integrato proposto. Obiettivo dell'azione è quello di realizzare almeno 10 micro reti nella regione Sardegna.

E.PU.7 AZIONI PER LA REALIZZAZIONE DI MICRO RETI ELETTRICHE NEGLI EDIFICI PUBBLICI

7.1) L'azione prevede la realizzazione di micro reti elettriche negli edifici pubblici caratterizzati da significativi consumi di energia elettrica per il raggiungimento di un autoconsumo istantaneo pari al 50%. Si prevede di realizzare un numero di micro reti nei principali edifici pubblici per un totale di almeno 10 micro reti per una potenza contrattuale cumulata non inferiore a 20 MW.

SETTORE PRIVATO

E.PR.1 SUPPORTO ALLA REALIZZAZIONE DI MICRO RETI SPERIMENTALI NEI SISTEMI DI DEPURAZIONE E DISTRIBUZIONE DELLE ACQUE

1.1) L'azione prevede il supporto dell'efficientamento elettrico e la realizzazione sperimentale di micro reti

elettriche alimentate da FER nei sistemi di depurazione e distribuzione delle acque. Si prevede la realizzazione di almeno una micro rete entro il 2020.

E.PR.2 SUPPORTO EFFICIENTAMENTO NEI PROCESSI PRODUTTIVI INDUSTRIALI E NEL TERZIARIO

2.1) L'azione prevede il supporto dell'efficientamento elettrico degli impianti e dei processi nel settore industria e nel terziario, in coerenza con il Piano d'Azione dell'Efficienza Energetica Regionale 2013-2020 e con le azioni in esso riportate: TER01-TER03 e IND01-IND07. Obiettivo della presente azione è raggiungere un efficientamento energetico minimo quantificabile in 10 GWh/anno. .

E.PR.3 INCENTIVAZIONE ACQUISTO SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO

3.1) Si prevede l'avvio entro il 2020 di azioni di supporto all'acquisto batterie per i settori domestico e terziario, allo scopo di raggiungere il 50% di autoconsumo istantaneo, per impianti esistenti e di nuova realizzazione. L'obiettivo è di raggiungere un autoconsumo istantaneo al 50% in almeno 1000 impianti.

E.PR.4 SUPPORTO REVAMPING IMPIANTI EOLICI PER PROGETTI SULLE RETI INTELLIGENTI FISICHE E VIRTUALI

4.1) Si prevedono azioni di supporto per lo sviluppo di progetti sperimentali destinati al riutilizzo di impianti eolici giunti a fine incentivazione e destinati a rendere programmabile la risorsa eolica attraverso opportuni sistemi di gestione e accumulo della produzione. Obiettivo dell'azione è giungere ad una potenza eolica minima resa programmabile di 50 MW.

4.2) Si prevedono azioni di supporto per progetti sperimentali in cui il revamping di impianti eolici a fine incentivazione è realizzato al fine di sviluppare sistemi elettrici intelligenti virtuali (Virtual Power Plants-VPP) che permettano di raggiungere il 30% di autoconsumo istantaneo della produzione da impianti eolici.

E.PR.5 SUPPORTO ALLO SVILUPPO DI RETI INTELLIGENTI NEI DISTRETTI ENERGETICI

5.1) La Regione Autonoma della Sardegna stimola le iniziative private volte alla realizzazione di reti intelligenti che consentano di gestire e condividere in autoconsumo le risorse energetiche installate o da installare. A tale scopo si propone l'istituzione di un fondo rotativo dedicato di 10 M€ destinato ad agevolare l'accesso al credito per la realizzazione di tali interventi. Entro sei mesi dall'approvazione del presente Piano la RAS completerà l'istruttoria amministrativa necessaria e presenterà lo strumento di supporto precedentemente descritto

14.3.2 AZIONI ATTUATIVE – SETTORE TERMICO

PREMESSA

Le azioni attuative per il Macrosettore Calore sono sviluppate, coerentemente con le azioni strategiche di lungo periodo, con l'obiettivo di perseguire principalmente la riduzione dei consumi, l'efficienza energetica e la produzione di energia a basso impatto emissivo.

Il settore Civile dovrà essere caratterizzato da alti livelli di efficienza e risparmio e vedere una continua e progressiva riduzione dei consumi di ciascuna fonte. La Regione Sardegna promuove la valorizzazione delle risorse geotermiche a

bassa entalpia per la fornitura di energia termica destinata sia al riscaldamento ed al raffrescamento delle abitazioni e delle strutture pubbliche sia ad applicazioni di processo di tipo agroalimentare, florovivaistico ed industriale.

Le azioni attuative che la Regione Sardegna promuove nella presente programmazione energetica relativamente al macro-settore Calore vengono di seguito presentate suddivise nei settori di consumo: Domestico, Industria, Terziario, Agricoltura e Zootecnia. Analogamente a quanto già fatto per il settore elettrico, le azioni vengono ulteriormente distinte, ove applicabile, tra azioni pubbliche, che possono essere attuate in modo diretto, e azioni private, per le quali la Regione Autonoma della Sardegna svolge un'azione di supporto volta a stimolare ed incentivare il raggiungimento dell'obiettivo.

14.3.2.1 AZIONI SETTORE DOMESTICO.

AZIONI PUBBLICHE

C_D PU1. Monitoraggio dell'energia.

Una delle principali criticità emerse nell'analisi del Macrosettore Calore, come già evidenziato nel capitolo 9, è rappresentata dalla difficoltà di giungere ad una determinazione oggettiva, o di tipo deterministico, dei consumi e della produzione. In particolare nel settore domestico, per superare le criticità legate alla non completa tracciabilità e alla difficile quantificazione sia dei vettori energetici che delle tipologie impiantistiche utilizzate, la Regione promuove lo svolgimento nel 2019 di un'indagine statistica finalizzata alla ricostruzione della produzione e del consumo di energia del parco impianti nel settore domestico. L'indagine, che si prevede di riproporre ogni 3 anni nel periodo 2020-2030 (2022, 2025, 2028) sarà curata dal Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria con la collaborazione della Servizio della Statistica Regionale e di altre Agenzie regionali per le specifiche competenze.

C_D PU2. Riordino normativa regionale in materia di prestazione energetica degli edifici.

La Regione, in conformità alla vigente normativa nazionale ed europea, prevede entro il 2020 l'emanazione di una Legge Regionale, di seguito norma, inerente le prestazioni energetiche in edilizia per disciplinare le attività di manutenzione e controllo degli impianti termici civili e la certificazione energetica degli edifici.

La norma prevederà l'emanazione di apposite direttive da parte della Giunta Regionale per gli aspetti di dettaglio.

La Regione, nell'ambito della riforma dell'ordinamento degli enti locali, provvede a riordinare le competenze sulle attività di controllo degli impianti termici civili. La norma dovrà prevedere l'istituzione del Catasto regionale degli impianti termici civili in Sardegna e degli Attestati di Prestazione Energetica e le sue relative modalità di gestione.

In particolare, si individuano le seguenti azioni specifiche:

C_D PU 2.1 Catasto Regionale degli impianti termici civili in Sardegna.

La Regione istituisce entro il 2016 presso il Servizio Energia dell'Assessorato Regionale dell'Industria il Catasto Regionale degli Impianti termici civili in Sardegna. Il catasto verrà realizzato su una specifica piattaforma informatica e sarà integrato con il Sistema Informativo Regionale Ambientale (SIRA).

C_D PU 2.2 Catasto Regionale Attestati di Prestazione Energetica degli edifici in Sardegna.

La Regione istituisce entro il 2016 presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria un Catasto Unico Regionale degli Attestati di prestazione energetica degli edifici prevedendone la sua digitalizzazione sulla piattaforma SIRA.

SETTORE PRIVATO

C_DPR1. Efficientamento energetico nel settore domestico .

La Regione Sardegna promuove le azioni destinate alla riduzione dei costi energetici nel settore domestico da realizzarsi attraverso l'efficientamento energetico e il conseguente contenimento dei consumi complessivi ed il miglioramento delle condizioni di confort e qualità abitativa. L'obiettivo è quello di ridurre entro il 2020 il consumo di energia nel settore domestico, a seconda dei livelli di consumo termici registrati a livello regionale, di una quota compresa tra il 3% ed il 6% rispetto ai valori registrati nel 2013. In termini assoluti l'obiettivo è quello di raggiungere nel 2020 un livello complessivo di consumi compreso tra 510 - 520 kTep con una quota di FER compresa nell'intervallo 67-70%. L'obiettivo massimo è quello di conseguire un risparmio globale al 2030 minimo di 38 kTep. Considerato il ristretto arco temporale entro il quale può essere sviluppata tale azione di tipo indiretto, si ritiene di poter ottenere la maggior parte dei risparmi attesi dall'efficientamento degli impianti. In particolare, in base all'analisi dei trend degli interventi fino ad oggi effettuati e considerando gli obiettivi da perseguire, si considera la seguente articolazione degli interventi:

| categoria intervento | kTep | % |
|---|----------------|-------------|
| efficientamento impianti termici | 38 kTep | 84% |
| sostituzione infissi | 4,5 kTep | 10% |
| interventi sulle strutture opache dell'involucro edilizio | 2,5 kTep | 6% |
| totale | 45 kTep | 100% |

A valori correnti l'obiettivo di risparmio complessivo al 2020 può essere conseguito ad un costo pari a ca. 700 Milioni di Euro. La Regione Sardegna intende perseguire tale obiettivo di risparmio contribuendo fino al 2020 a circa il 10% del costo degli interventi sulle superfici opache degli involucri edilizi e sugli impianti termici che forniscono maggiori margini di risparmio.

A tal fine la Regione istituisce il Fondo Regionale per l'Efficienza Energetica (FREE) con una capacità annua a valori correnti pari a circa 3.000.000 € destinato alle abitazioni residenziali. Il fondo è dedicato per il 20% della sua capacità interventi sugli involucri edilizi e per il restante 80% l'installazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia termica in sostituzione di impianti a fonte fossile o di impianti a fonte rinnovabile con minore efficienza. Per la parte dedicata agli interventi sugli involucri il fondo ha natura rotativa ed eroga finanziamenti a tasso agevolato della durata massima di 120 mesi. In base alle indicazioni del monitoraggio e alla verifica dei risultati raggiunti nel breve periodo si potrà ricalibrare il FREE aumentandone la dotazione finanziaria per poter perseguire gli ambiziosi obiettivi di risparmio fissati per il 2030.

Gli interventi incentivati contribuiranno al raggiungimento dell'obiettivo minimo di riduzione del 12% entro il 2020 dei consumi di derivati del petrolio destinati al riscaldamento domestico rispetto al valore registrato nel 2013. Tale obiettivo viene perseguito mediante il potenziamento del sistema dei controlli sugli impianti termici e l'incentivazione prioritariamente dell'impiego delle fonti rinnovabili.

In particolare, tramite lo strumento del FREE, si prevede di incentivare le seguenti azioni specifiche:

C_DPR1.1 Efficientamento nell'uso delle biomasse.

L'analisi del Bilancio Energetico Regionale evidenzia un utilizzo significativo di biomassa nel comparto domestico. Pertanto, si ritiene prioritari la promozione intensiva di azioni di efficientamento degli impianti a biomasse con la finalità di aumentare il grado di soddisfacimento del fabbisogno di riscaldamento con l'impiego di una quantità

decescente di biomasse. Tale azione è considerata propedeutica per poter garantire competitività alla risorsa e promuovere azioni di sensibilizzazione e supporto alla creazione di una filiera regionale di utilizzo delle biomasse residuali per l'alimentazione del comparto domestico locale. Inoltre, tale intervento è coerente con il Piano di qualità dell'aria della Regione Sardegna per la riduzione del PM10 associato alla combustione delle biomasse.

In particolare, la Regione Sardegna, tramite lo strumento del FREE, incentiva la trasformazione di impianti esistenti a scarsa efficienza con impianti di maggiore efficienza prevedendo al 2020 interventi in circa 13.000 unità abitative. La Regione Sardegna promuove prioritariamente la trasformazione dei caminetti in termocamini, caldaie o stufe ad alta efficienza e prevede specifiche premialità nel caso di uso combinato per riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria e cottura alimenti.

La Regione, gli enti da essa controllati ed i comuni, nei bandi per la concessione gratuita di legna da ardere nei terreni a gestione pubblica privilegiano le istanze tese a soddisfare il fabbisogno di impianti a maggiore efficienza.

C_DPR1.2 Pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti.

La Regione Sardegna intende incrementare la quota di energia termica per riscaldamento prodotta nel settore domestico da pompe di calore con l'obiettivo di coprire al 2020 una quota di energia sui consumi finali totali minima del 15%

Per agevolare il conseguimento di questo risultato la Regione incentiva, tramite lo strumento del FREE, l'installazione di impianti termici domestici a pompa di calore ad alta efficienza (COP maggiore di 3,9) in sostituzione di impianti alimentati da derivati del petrolio prevedendo interventi in circa 15.000 unità abitative nel periodo 2016-2020.

C_DPR1.3 Pompe di calore geotermiche.

Al fine di stimolare e valorizzare l'utilizzo e lo sfruttamento della fonte geotermica a bassa entalpia la Regione Sardegna promuove, tramite lo strumento del FREE, la realizzazione di Pompe di calore geotermiche in residenze unifamiliari, case a schiera, edifici o complessi residenziali multipiano, e/o eventuali altre tipologie abitative. L'obiettivo è di incentivare circa 800 impianti nel periodo 2016-2020.

Sarà cura del Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria predisporre specifiche linee guida e disposizioni inerenti le piccole utilizzazioni locali di cui all'art. 10 del Decreto Lgs 22/2010. Le linee guida dovranno individuare i soggetti competenti e gli ambiti di applicazione.

Al fine di consentire un'adeguata conoscenza degli impianti geotermici dovrà essere istituito entro il 2020 il Registro regionale delle Sonde Geotermiche (SRG).

C_DPR1.4 Produzione di ACS con Solare Termico e Sistemi a Pompa di calore.

La Regione Sardegna promuove la dimissione degli impianti di produzione di acqua calda sanitaria alimentati da energia elettrica. Pertanto incentiva, tramite lo strumento del FREE, l'installazione nel periodo 2016-2020:

- di impianti per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) ad alta efficienza con sistemi a pompa di calore per una quota di 3.000 impianti;
- di impianti solari termici per una quota di 5.500 impianti con l'obiettivo massimale di incrementare l'apporto di energia termica da solare dagli attuali 5 kTep a ca 20 kTep.

La Regione prevede delle premialità aggiuntive per l'accoppiamento del solare termico con sistemi di **solar cooling**.

C_DPR1.5. Diagnosi Energetica degli Edifici.

La Regione supporta e incentiva, tramite lo strumento del FREE, l'esecuzione di diagnosi energetiche di edifici e/o di singole unità abitative.

C_D PR2. Promozione creazione Esco

La Regione promuove la creazione di Esco nel territorio regionale anche attraverso l'istituzione di strumenti di supporto al credito finalizzati alla realizzazione di azioni di efficientamento energetico nel settore privato.

C_D PR3. Edifici ad energia quasi zero, Bioedilizia e materiali da costruzione.

La Regione supporta progetti inerenti *"Gli edifici ad energia quasi zero"* e l'edilizia sostenibile privilegiando l'impiego di materiali, tecniche e tecnologie locali della tradizione e innovativo-ecocompatibili di cui all'azione CIV05 del *Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020*.

La Regione emana entro il 2020 una Legge Regionale sull'edilizia sostenibile di cui all'azione CIV06 del *Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020*.

C_D PR4. Formazione ed Informazione.

La Regione promuove la realizzazione, in collaborazione con l'Università e gli Ordini professionali e associazioni di categoria, di eventi di formazione riguardanti il consumo, la produzione ed il risparmio di energia nel settore domestico anche nell'ambito della formazione obbligatoria dei professionisti.

La Regione promuove e sostiene la realizzazione di campagne di informazioni relative alla produzione ed il risparmio di energia nel settore domestico.

14.3.2.2 SETTORE INDUSTRIA

SETTORE PUBBLICO

C_i PU1. Efficienza Energetica.

La Regione Sardegna promuove l'efficientamento energetico del settore industriale.

L'amministrazione regionale per raggiungere tale obiettivo:

- promuove tavoli tecnici con le imprese finalizzate all'analisi dei processi produttivi maggiormente energivori;
- supporta e promuove l'analisi e la diagnosi energetica dei processi produttivi;
- supporta e promuove i servizi di reingegnerizzazione dei processi produttivi;
- supporta e incentiva le azioni IND08-IND12 proposte nel "Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020";
- l'utilizzo diretto del calore geotermico nei settori agro-alimentare ed industriale.

C_i PU2. Monitoraggio dell'energia.

La Regione istituisce entro il 2020 presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria un sistema regionale di raccolta dei dati energetici delle attività produttive con cadenza annuale. In particolare, al fine di programmare azioni di

dettaglio future e verificare la loro efficacia, l'Amministrazione regionale ritiene necessario l'aggiornamento completo ed esaustivo del parco impianti per la produzione ed il consumo di energia termica. Pertanto la Regione promuove lo svolgimento di uno scambio continuo di dati con Enti e soggetti nazionali di riferimento allo scopo di costituire una base dati energetica relativa alle attività produttive. In particolare individua nell'ISTAT, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministro dell'Ambiente, ISPRA, Agenzia delle Dogane, TERNA e GSE i soggetti di riferimento per la costituzione di tale data base. Inoltre, la Regione Sardegna per conseguire tale obiettivo emana norme regionali specifiche e promuove indagini di dettaglio sui consumi energetici presso le piccole e medie imprese. La raccolta dati è curata dal Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria con la collaborazione del Servizio della statistica regionale e verrà implementata nel Sistema Informativo Ambientale Regionale.

SETTORE PRIVATO

C_i PR1. Supporto utilizzo bioenergie endogene nella produzione di calore di processo

La Regione Sardegna promuove l'impiego di biomasse e più in generale bioenergie endogene nella produzione di calore di processo soprattutto per le piccole e medie imprese interne ai distretti energetici. A tal fine incentiva esclusivamente l'installazione di impianti cogenerativi alimentati da bioenergie per la produzione di elettricità e di calore finalizzati al fabbisogno dei processi produttivi. L'incentivazione è condizionata dall'uso di bioenergie esclusivamente residuali ed endogene. Obiettivo di tale azione è quello di promuovere la realizzazione di prodotti a emissioni zero nel comparto agro-industriale.

C_i PR2. Efficientamento nelle PMI.

La Regione stimola, promuove e incentiva l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili termiche nelle piccole e medie imprese. A tal fine incentiva e promuove la diagnosi energetica dei processi produttivi e interventi specifici per l'efficientamento.

C_i PR3. Promozione creazione Esco

La Regione supporta la creazione e l'attività delle Esco nel territorio regionale attraverso l'istituzione di strumenti di supporto al credito finalizzati alla realizzazione di azioni di efficientamento energetico. Inoltre La Regione Sardegna prevede, per lo sviluppo di attività di efficientamento del sistema industriale regionale attraverso Esco, il coinvolgimento e il supporto attraverso le Agenzie Regionali, specializzate nel settore per lo svolgimento di servizi che prevedano l'utilizzo di strumentazione e di professionalità di alto profilo.

C_i PR4. Promozione dell'efficientamento nel Settore della produzione di materiali da costruzioni.

Il settore della produzione dei materiali da costruzione è uno dei settori produttivi caratterizzato da un elevato fabbisogno di energia termica. La Regione Sardegna pone in essere le condizioni per ridurre l'impiego di prodotti petroliferi in questo settore. A tal fine l'Amministrazione istituisce tavoli tecnici con le imprese interessate e le associazioni di categoria finalizzate all'analisi energetica dei processi produttivi e la ricerca di nuove soluzioni tecniche di maggiore efficienza e minore impatto ambientale promuovendo l'utilizzo del metano e delle fonti energetiche endogene (solare e biomasse) per la produzione di calore di processo.

14.3.2.3 SETTORE TERZIARIO

SETTORE PUBBLICO

C_{TPU} 1. Efficienza Energetica negli edifici pubblici.

La Regione Sardegna promuove ed incentiva azioni di sistema finalizzate all'efficientamento dell'edilizia dell'amministrazione pubblica ed alla copertura al 2020 di una quota pari almeno al 15% dei consumi termici con il ricorso a fonti energetiche rinnovabili privilegiando in particolare sistemi a pompa di calore, solare termico e solar cooling, coerentemente con le azioni CIV12 e CIV14 del *Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020*. Specifiche premialità sono riservate per l'installazione di pompe di calore a fonte geotermica. La Regione incentiva e promuove le attività di diagnosi energetica degli edifici pubblici.

C_{TPU} 2. Diversificazione energetica nelle Scuole ed Università.

La Regione Sardegna promuove e supporta azioni di sistema finalizzate all'efficientamento dell'edilizia scolastica ed universitaria ed alla copertura di una quota al 2020 pari almeno al 15% dei consumi termici con il ricorso a fonti energetiche rinnovabili privilegiando in particolare sistemi cogenerativi a biomasse, solare termico - solar cooling e pompe di calore.

Specifiche premialità sono riservate per l'installazione di pompe di calore a fonte geotermica.

La Regione incentiva e promuove le attività di diagnosi energetica degli edifici scolastici e delle Università.

C_{TPU} 3. Diversificazione energetica negli Ospedali.

La Regione promuove ed incentiva azioni di sistema finalizzate all'efficientamento dell'edilizia ospedaliera ed alla copertura di una quota al 2020 pari almeno al 15% dei consumi termici con il ricorso a fonti energetiche rinnovabili privilegiando in particolare sistemi a biomasse, solare termico e solar cooling e pompe di calore.

Specifiche premialità sono riservate per l'installazione di pompe di calore a fonte geotermica e impianti a biomassa cogenerativi che sfruttino materie residuali.

La Regione incentiva e promuove le attività di diagnosi energetica degli ospedali.

C_{TPU} 4. Monitoraggio dell'energia.

Al fine di programmare azioni di dettaglio future e verificare la loro efficacia si ritiene necessario che l'amministrazione regionale abbia un quadro completo ed esaustivo del parco impianti per la produzione ed il consumo di energia.

La Regione Sardegna istituisce entro il 2016 presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria un sistema regionale di raccolta dei dati energetici degli edifici pubblici e con cadenza biennale redige un rapporto relativo allo stato dei consumi energetici nel settore pubblico. In particolare, la raccolta dati sarà curata dal Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria, con la collaborazione del Servizio della statistica regionale, e verrà implementata nel Sistema Informativo Ambientale Regionale.

La Regione Sardegna per conseguire tale obiettivo emana norme regionali specifiche.

C_{TPU} 5. Creazione di una ESCO pubblica

Considerando le attività di efficientamento nel settore pubblico strategiche si propone l'istituzione di una ESCO pubblica aggregante le competenze presenti e maturate nel settore energia a livello di amministrazione regionale e avente l'obiettivo di sviluppare le progettualità e istruire le forme contrattuali e gestionali nonché amministrative per il settore pubblico. Tale azione ha anche l'obiettivo di promuovere e stimolare il tessuto imprenditoriale locale del settore

delle costruzioni alle tematiche del risparmio energetico. La Regione si impegna a costituire tale Ente entro 6 mesi dall'approvazione del presente piano. La ESCO pubblica avrà inizialmente il compito di sistematizzare il patrimonio informativo e progettuale relativo ai consumi termici pubblici contenuto nei piani d'azione per le energie rinnovabili dei comuni della Sardegna e sviluppare proposte progettuali ai comuni interessati allo scopo di raggiungere l'obiettivo specifico di riduzione del 15% dei consumi termici nel parco edilizio efficientato. Tale attività risulterà essere propedeutica allo sviluppo di azioni nel comparto termico per il settore pubblico. Obiettivo di tale azione è avviare l'ESCO pubblica e realizzare un numero minimo di interventi tali da conseguire un efficientamento energetico di 1 kTep entro il 2020.

SETTORE PRIVATO

C_{TPR} 1. Efficientamento Energetico Edifici .

La Regione Sardegna promuove le azioni volte a realizzare una riduzione economicamente giustificata dei consumi previsti per il 2020 nel settore terziario, attuando le azioni della serie codificata TER01-TER03 del *Documento di indirizzo per migliorare l'efficienza energetica in Sardegna 2013-2020*, stralcio del presente Piano Energetico .

C_{TPR} 2. Diversificazione energetica ed efficientamento nel Commercio.

La Regione Sardegna promuove ed incentiva azioni specifiche finalizzate alla riduzione dei consumi termici al 2020 e l'integrazioni con fonti rinnovabili termiche nel settore del commercio con particolare riguardo per il settore alimentare (catena del freddo nel settore alimentare preparazione dei cibi quali a titolo d'esempio panifici, pasticci e caseifici). La Regione riserva specifiche premialità per:

- l'installazione di impianti di trigenerazione con integrazione di fonti rinnovabili;
- l'installazione di impianti cogenerativi per la produzione di calore alimentati con biomasse residuali dei processi produttivi.

C_{TPR} 3. Diversificazione energetica ed efficientamento nel Turismo.

La Regione Sardegna promuove ed incentiva azioni specifiche finalizzate alla riduzione dei consumi termici al 2020 ed al 2030 e l'integrazione con fonti rinnovabili termiche nel settore del turismo con particolare riguardo per le strutture ricettive (alberghi, ostelli, agriturismi e campeggi). La Regione riserva specifiche premialità per:

- l'installazione di impianti di trigenerazione con integrazione di fonti rinnovabili;
- l'installazione di impianti cogenerativi per la produzione di calore alimentati con biomasse residuali dei processi produttivi.

14.3.2.4 SETTORI AGRICOLTURA E ZOOTECNICA

C_A 1. Riscaldamento delle serre, dei capanni e delle stalle.

La Regione Sardegna promuove ed incentiva la riduzione dell'impiego di fonti fossili per la produzione di energia termica nel settore agricolo e zootecnico (riscaldamento di serre, capanni e stalle).

A tal fine incentiva e promuove l'installazione di impianti a biomasse cogenerativi di piccola taglia con potenza termica < 250 kWt.

14.3.3 AZIONI ATTUATIVE – SETTORE TRASPORTI

PREMESSA

La Regione Sardegna considera l'efficientamento nel settore dei trasporti e la diversificazione nelle fonti di alimentazione del parco veicolare sardo una condizione per il raggiungimento degli obiettivi del Piano Energetico e Ambientale ed un'opportunità di sviluppo per l'isola. Consapevole delle difficoltà associate alla trasformazione di tale settore, promuove azioni dimostrative e di supporto infrastrutturale rivolte principalmente al trasporto privato e al trasporto pubblico locale terrestre. Tale scelta è giustificata dal fatto che in virtù delle proprie competenze, la Regione Sardegna può su queste incidere significativamente. Le azioni proposte, elaborate in cooperazione e sinergia con le attività di programmazione dell'Assessorato Regionale ai Trasporti, sono state sviluppate considerando il ruolo che il soggetto pubblico può assumere in tale settore. Pertanto, si propone di agire contemporaneamente sia sulla promozione dell'uso dei mezzi pubblici sia sull'attività di efficientamento energetico già in atto sia sulla diversificazione di alimentazione energetica dei mezzi pubblici soprattutto a livello metropolitano. Inoltre si propone di agire sul sistema distributivo, agevolando la realizzazione di una rete di rifornimento veicolare regionale "multi-fuel" che renda disponibile e nota la possibilità di rifornimento per le diverse fonti energetiche oggi utilizzate nella mobilità veicolare. In particolare, si prevede di concentrare inizialmente le azioni nei centri caratterizzati da un più elevato livello di attrattività veicolare, programmando, di concerto con gli Enti competenti, la creazione di corridoi stradali che consentano l'interconnessione tra i principali centri dell'isola con l'utilizzo di tutte le fonti energetiche utilizzate dai veicoli stradali.

Per quanto riguarda la mobilità navale si prevede lo sviluppo di azioni per promuovere l'utilizzo di vettori energetici a basso impatto ambientale nei collegamenti marittimi regionali e nazionali con particolare attenzione alle aree marittime protette e lo sviluppo di azioni di elettrificazione delle banchine per consentire alle navi predisposte l'alimentazione elettrica terrestre e la riduzione delle emissioni prodotte per la generazione elettrica navale.

14.3.3.1. TRASPORTI TERRESTRI

SETTORE PUBBLICO

T₇ PU1. Potenziamento trasporto pubblico terrestre su gomma e incremento del suo utilizzo.

Al fine di promuovere il risparmio energetico nel settore del trasporto delle persone e il cambiamento degli stili di mobilità, la Regione Sardegna prosegue nella sua attività di potenziamento del trasporto pubblico urbano, suburbano ed interurbano in termini di percorrenza complessiva e qualità del servizio.

L'obiettivo è quello di stimolare la transizione di una quota di domanda di mobilità dal trasporto privato verso quello pubblico in virtù di azioni di miglioramento della qualità del servizio pubblico, che consentano di rendere questo più attrattivo ed economico, permettendo conseguentemente un aumento del fattore di riempimento medio dei mezzi pubblici (numero medio di passeggeri trasportati per km percorso da mezzi pubblici rispetto alla capacità complessiva del mezzo). Tale attività verrà svolta di concerto con le municipalità della Regione Sardegna attraverso la definizione di azioni volte a disincentivare economicamente e amministrativamente l'utilizzo del veicolo privato e a definire strumenti per l'integrazione della mobilità. La Regione a riguardo prevede specifiche agevolazioni tariffarie a favore degli abbonamenti per l'uso del mezzo pubblico terrestre urbano ed extraurbano su gomma per i residenti.

Nell'ambito del Trasporto Pubblico Locale (TPL), l'obiettivo proposto è quello di giungere, entro il 2020, ad un aumento del fattore di riempimento medio del 50% nel trasporto urbano e del 30% nel trasporto extraurbano.

Il potenziamento del trasporto terrestre locale viene implementato privilegiando la trazione elettrica (filobus, metropolitana leggera), particolarmente efficiente in termini di consumo e costo energetico a km.

Per il trasporto urbano si propone un aumento del 5% al 2020 delle percorrenze dei mezzi pubblici da realizzarsi prevalentemente con trazione elettrica.

T_T PU2. Azioni di sviluppo della mobilità elettrica degli enti pubblici regionali.

La Regione al fine di costituire un esempio per la diffusione della mobilità elettrica supporta l'acquisto e l'impiego di mezzi ibridi elettrici (PHEV) e a trazione completamente elettrica (BEV) per i propri servizi, negli enti regionali e nelle società partecipate. L'obiettivo al 2020 è quello di raggiungere il 5% della percorrenza media annua con mezzi a trazione elettrica su gomma.

T_T PU3 Infrastrutture e reti di ricarica per la mobilità elettrica.

La Regione promuove:

- in collaborazione con il gestore della rete distribuzione nazionale dell'energia elettrica, nell'ambito del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli elettrici, studi ed analisi specifiche per la diffusione dei punti di ricarica con particolare riguardo ai grandi agglomerati urbani e le aree industriali;
- progetti e azioni volte all'integrazione tra le fonti rinnovabili e la diffusione della mobilità elettrica per far incontrare l'offerta di energia non programmabile con la domanda di energia delle vetture anche con la finalità di realizzare una forma di accumulo distribuito dell'energia elettrica da Fonte Energetica Rinnovabile;
- speciali agevolazioni economico-fiscali ed autorizzative per l'installazione stazioni di ricarica con particolare riguardo ai siti interessati da centri della grande distribuzione;
- in collaborazione con il gestore della rete di distribuzione dell'energia elettrica e gli enti gestori della distribuzione carburanti la creazione di corridoi veicolari elettrici concepiti per garantire il collegamento con i maggiori centri urbani per gli spostamento interurbani.

L'Assessorato regionale dell'industria della Regione Sardegna, in coordinamento con l'assessorato regionale dei Trasporti, predispose un programma finalizzato a promuovere ed integrare la mobilità elettrica con le smart city nel territorio della Sardegna. Gli obiettivi del programma di sviluppo sono:

1. redigere il piano di azione regionale delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici;
2. potenziare l'intervento e le sue infrastrutture nell'intero territorio regionale per favorire l'interazione e il coordinamento tra le varie tipologie di mobilità elettrica e sostenibile (metropolitana leggera, filobus, autobus, car sharing, piste ciclabili, bike sharing ecc.);
3. attuare il modello in aree turistiche ed integrarlo con il sistema di trasporti regionale in cui è forte il bisogno di conservazione e gestione del patrimonio naturale, storico e culturale (ad esempio le piccole isole);
4. agevolare e promuovere lo sviluppo di sistemi di mobilità elettrica in aree dove è necessario risolvere i problemi legati alla logistica dell'ultimo miglio, ovvero aree dove la distribuzione fisica delle merci si svolge in contesti sensibili e con infrastrutture di mobilità non pensate per le merci;
5. sviluppare una rete regionale di stazioni di ricarica veloce per veicoli elettrici in maniera tale da consentire il collegamento tra le principali località della Sardegna attraverso corridoi "elettrici";

6. effettuare il monitoraggio di tutte le azioni e la divulgazione dei risultati.

Il programma dovrà essere realizzato per moduli funzionali al fine di agevolare l'individuazione di varie fonti di finanziamento di origine comunitaria, nazionale e regionale, tra le quali, in particolare, il Programma Operativo FESR Sardegna 2014/2020 approvato con Decisione CE(2015) 4926 del 14.7.2015 e gli accordi di programma promossi dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, nell'ambito del piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica. Tale azione ha l'obiettivo di realizzare entro il 2020 nelle aree a maggiore densità veicolare di almeno 200 punti di ricarica pubblici e di realizzare un sistema di infrastrutture per la ricarica veloce (80% di ricarica in meno di 15 minuti) lungo i principali assi viari della Sardegna (131, 131bis, Sassari Olbia) consentendo un distanziamento massimo tra due punti di ricarica rapidi di 50 km in accordo con il modello Olandese.

T_T PU4. Attività dimostrative

La Regione promuove progetti dimostrativi in partnership pubblico-privato volti a creare dimostratori per la verifica dei diversi standard e metodi di ricarica e delle strategie di gestione dell'energia elettrica. In particolare promuove la realizzazione in collaborazione con Sardegna Ricerche e l'Università di Cagliari e partner privati di:

- un "Dimostratore universale" di sistemi integrati autovettura-stazione di ricarica presso un grande centro urbano regionale con la finalità di sperimentare gli standard di ricarica sia fast-recharge a basso impatto sulla rete di distribuzione sia battery-swap;
- un "Dimostratore Smart Charge" di verifica dell'efficacia dell'integrazione dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica con la mobilità elettrica per compensare le problematiche di gestione delle rinnovabili nei nodi della rete dove si registra il fenomeno dell'inversione della potenza.

T_T PU5. Monitoraggio dell'energia.

La Regione istituisce entro il 2016, presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria, un sistema regionale di raccolta dei dati energetici dei trasporti terrestri. In particolare, al fine di programmare azioni di dettaglio future e verificare la loro efficacia, l'Amministrazione considera necessaria la completa ed esaustiva conoscenza dei consumi di energia nei trasporti terrestri. La Regione per conseguire tale obiettivo emana norme regionali specifiche. La raccolta dati sarà a cura del Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria con la collaborazione dell'Assessorato dei Trasporti ed il servizio statistica regionale.

SETTORE PRIVATO

T_T PR1. Supporto all'introduzione di vincoli per la mobilità ad alto impatto ambientale e bassa efficienza.

La Regione Sardegna promuove e supporta azioni specifiche promosse dalle Autorità Comunali volte a disincentivare il trasporto privato di persone e merci con mezzi alimentati da fonti fossili le cui emissioni siano superiori a 95 gCO₂ /km, in particolare:

- adottando norme specifiche relative alla restrizione della circolazione nei centri urbani con particolare riguardo ai centri storici, le aree di salvaguardia ambientale, le scuole-università e le strutture del Servizio Sanitario Nazionale;
- introducendo agevolazioni nell'accesso al trasporto pubblico e/o collettivo privato in proporzione alla riduzione nell'impiego del mezzo privato.

T_T PR2. Azioni per lo sviluppo della mobilità elettrica privata.

La Regione Sardegna al fine di supportare l'ampliamento del parco veicolare elettrico e ibrido e più in generale a stimolarne l'impiego adotta:

- specifiche politiche fiscali di esenzione completa del bollo auto per 10 anni dall'immatricolazione;
- norme regionali finalizzate a favorire la circolazione nei centri urbani in particolare nei centri storici, nelle aree di salvaguardia ambientale, le scuole-università e le strutture del Servizio Sanitario Nazionale;
- la creazione di gruppi di acquisto di autovetture elettriche e ibride;
- norme di carattere urbanistico-edilizio tese a favorire al realizzazione di punti di ricarica nelle abitazioni e negli spazi pertinenziali;
- agevolazioni speciali per l'installazione di impianti fotovoltaici integrati con i punti di ricarica;
- specifiche agevolazioni per favorire l'elettrificazione del parco taxi nei principali centri urbani dell'isola.

T_T PR3 Mobilità elettrica per la consegna merci dell'ultimo miglio

La Regione Sardegna promuove attività dimostrative di integrazione tra la mobilità ferroviaria e la mobilità elettrica destinata al trasporto e la distribuzione delle merci in contesti urbani. In particolare, considera la realizzazione di sistemi di distribuzione merci integrati di tipo elettrico all'interno dei contesti urbani come una delle forme idonee per rispondere alle esigenze commerciali in ambito urbano di garanzia di un'efficace distribuzione e la logistica di "ultimo miglio" rispettando i vincoli di mobilità. L'obiettivo della presente azione è quello di conseguire un trasporto merci su mezzi elettrici per almeno 100.000 km/anno.

T_T PR4 Mobilità elettrica nel servizio di raccolta e smaltimento rifiuti e pulizia delle strade

La Regione stimola l'impiego di mezzi elettrici nelle società che svolgono il servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti e di pulizia delle strade soprattutto nei centri storici, nelle aree di salvaguardia ambientale, nelle strutture del Servizio Sanitario Nazionale e nei centri turistici. L'obiettivo è di realizzare entro il 2020 delle mini flotte elettriche almeno nei comuni di Cagliari, Olbia, Sassari, Nuoro e Oristano.

T_T PR5 - Promozione del Car Pooling

La Regione Sardegna promuove e incentiva progetti di car pooling urbani ed extraurbani mediante:

1. sostegno alla nascita e sviluppo di società specializzate nel servizio di Car Pooling prevedendo specifiche forme di supporto a credito;
2. diffusione di sistemi ITC per la gestione dell'incontro tra la domanda e l'offerta di mobilità private.

T_T PR6 Promozione del Car Sharing

La Regione Sardegna promuove la realizzazione di progetti di "car sharing" in particolare con mezzi elettrici e/o ibridi o alimentati a metano con particolare riguardo agli agglomerati urbani di maggiori dimensioni come Cagliari-hinterland e Sassari – hinterland e le zone industriali maggiori.

I progetti sono realizzati in collaborazione con l'Assessorato Regionale dei Trasporti e le società di gestione dei trasporti regionali e locali, e sono finalizzate al coinvolgimento e/o la creazione di soggetti privati per la gestione del servizio.

La Regione Sardegna promuove e incentiva progetti pilota di car sharing nei grandi centri urbani e nelle aree industriali realizzati con trazione elettrica integrata con le fonti rinnovabili.

T_T PR7. Supporto all'implementazione di un rete di rifornimento GNL per il suo utilizzo nel trasporto merci.

Nel quadro della strategia nazionale GNL la Regione Sardegna promuove l'uso del Gas Naturale Liquefatto nel trasporto pesante (>3,5 t) delle merci attraverso il supporto all'implementazione di un rete di rifornimento GNL lungo le maggiori arterie di traffico attraverso gli strumenti della pianificazione territoriale e prevedendo specifiche agevolazioni in termini autorizzativi.

14.3.3.2 TRASPORTI MARITTIMI

SETTORE PUBBLICO

T_M PU1. Identificazione HUB GNL per l'introduzione del Gas Naturale nel trasporto marittimo merci passeggeri.

Nel quadro delle Strategie europee e nazionale sul GNL e in coerenza con la direttiva 94/2014/CE la Regione promuove la realizzazione di un HUB GNL per il bunker dei mezzi marittimi che operano su rotte nazionali da e per la Sardegna per il trasporto di persone e merci con l'obiettivo di soddisfare i consumi totali associati a tale settore per una quota compresa tra il 30% e il 50% al 2030 mediante il ricorso al gas naturale liquefatto. L'obiettivo è perseguito in sinergia con il Governo Nazionale e di Ministeri competenti .

A tale riguardo la Regione Sardegna individua entro il 31.12.2016 uno o più siti idonei all'ubicazione dell'Hub e pone in essere, in coordinamento con le strutture governative competenti, le azioni di carattere pianificatori e regolamentare per l'entrata a regime dell'infrastruttura entro la fine del 2020.

T_M PU2. Sensibilizzazione delle compagnie marittime alle normative per l'utilizzo di combustibili a basse emissioni.

La Regione Autonoma della Sardegna istituisce di concerto con il Governo Nazionale un tavolo permanente con le compagnie marittime per l'informazione e il coordinamento del processo di transizione verso l'utilizzo di GNL su rotte nazionali da e per la Sardegna per il trasporto di persone e merci.

T_M PU3. Elettrificazione delle banchine portuali.

La Regione istituisce dei tavoli tecnici con le Società di navigazione, le Autorità Portuali regionali e le società di gestione delle reti elettriche finalizzati alla realizzazione di progetti di elettrificazione delle banchine che consentano lo spegnimento dei sistemi di generazione elettrica dei mezzi navali nelle aree portuali. A tal riguardo la Regione considera, nell'ambito di attuazione di tale azione e in sinergia con l'azione T_M 2, prioritarie le tratte regionali per le isole minori ed alta intensità turistica.

T_M PU4. Monitoraggio dell'energia.

La Regione istituisce entro il 2016 presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria un sistema regionale di raccolta dei dati energetici dei trasporti marittimi con cadenza annuale. In particolare, al fine di programmare azioni di dettaglio future e verificare la loro efficacia è necessario che l'Amministrazione regionale abbia un quadro completo ed esaustivo dei consumi di energia nei trasporti marittimi. La Regione per conseguire tale obiettivo emana norme regionali specifiche e stipula accordi con le società di navigazione e di gestione degli scali portuali, le Autorità Portuali, con l'Agenzia delle Dogane e con il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti. La raccolta dati è a cura del Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria con la collaborazione dell'Assessorato dei Trasporti ed il Servizio della Statistica Regionale.

14.3.3.3 TRASPORTI AEREI

SETTORE PUBBLICO

T_A PU1. Monitoraggio dell'energia.

La Regione istituisce presso il Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria un sistema regionale di raccolta dei dati energetici dei trasporti aerei con cadenza annuale. In particolare, al fine di programmare azioni di dettaglio future e verificare la loro efficacia è necessario che l'amministrazione regionale abbia un quadro completo ed esaustivo dei consumi di energia nei trasporti marittimi. La Regione per conseguire tale obiettivo emana norme regionali specifiche e stipula accordi con le società di navigazione e di gestione degli scali aeroportuali, con l'Agenzia delle Dogane e con il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti. La raccolta dati è a cura del Servizio Energia dell'Assessorato dell'Industria con la collaborazione dell'Assessorato dei Trasporti ed il Servizio della Statistica Regionale.

SETTORE PRIVATO

T_A PR1. Efficientamento energetico aerostazioni.

La Regione promuove l'efficientamento energetico delle aerostazioni nei macrosettori elettrico, termico e dei trasporti di collegamento con i centri urbani. A tal fine incentiva e supporta progetti di diagnosi ed analisi energetica e finalizzati al soddisfacimento dei fabbisogni di consumo elettrico e termico mediante l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. In particolare la Regione promuove progetti finalizzati alla sostituzione delle Grund Power Unit (GPU) di alimentazione a terra degli aeromobili con linee di alimentazioni connesse alla rete del sistema aeroportuale.

Analisi di coerenza delle azioni con gli obiettivi

Si riporta di seguito la matrice degli obiettivi generali e specifici e delle azioni attuative di breve periodo (individuati dai corrispondenti codici). In coerenza con gli obiettivi del Piano energetico, le azioni attuative 2016-2020 possono essere tutte ricondotte all'interno degli obiettivi specifici individuati. In particolare, l'utilizzo di un codice di colore permette di evidenziare il livello di importanza dell'azione per l'avvio del processo di attuazione di ciascuno degli obiettivi specifici del PEARS al 2030 – (colore rosso: molto alta; verde; alta.). Lo sviluppo e il completamento delle azioni attuative nel periodo 2016-2020 rivestono nel processo di pianificazione proposto un ruolo importante giacché sono funzionale all'avvio il processo di trasformazione del sistema energetico sardo e quindi al conseguimento degli obiettivi generali fissati per il 2030. Anche in questo caso, la tabella indica la tipologia di ciascuna azione facendo distinzione tra: Azioni immateriali, in genere legate a processi normativi e di governance (indicate con la lettera "N"); Azioni materiali in cui l'Amministrazione Regionale agisce in modo diretto (indicate con la lettera "D"); Azioni materiali in cui l'Amministrazione Regionale agisce in modo indiretto, in genere tramite incentivazione (indicate con la lettera "I"). Si evidenzia che l'analisi integrata delle azioni strategiche e delle azioni di breve periodo presenta per ciascun obiettivo specifico almeno una azione caratterizzata da un livello di importanza molto alto (codice di colore: rosso).

| Tipologia Azione | N. | OG1: Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System) | | | | OG2: Sicurezza energetica | | | | | | OG3: Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico | | | OG4: Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico | | | |
|------------------|---------|--|-------|-------|-------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|---|-------|-------|-------|
| | | OS1.1 | OS1.2 | OS1.3 | OS1.4 | OS2.1 | OS2.2 | OS2.3 | OS2.4 | OS2.5 | OS2.6 | OS3.1 | OS3.2 | OS3.3 | OS4.1 | OS4.2 | OS4.3 | OS4.4 |
| D | EPU1 | XX | X | X | | | X | X | | | X | X | X | X | | X | X | |
| D | EPU2 | XX | X | X | | | X | | | | X | X | X | X | X | | | |
| I | EPU3 | XX | X | X | | | X | | | | X | X | X | X | X | | | |
| D | EPU4 | XX | | X | | | | | | | | | | | X | X | | |
| I | EPU5 | XX | | X | | | | | | | | | X | | | | | |
| I | EPU6 | XX | | | | | | X | | | | X | X | X | | | | |
| D | EPU7 | XX | | X | | | | | X | | | | | X | | | | |
| I | EPR1 | | XX | | | X | | | | X | | | | | | X | | |
| I | EPR2 | | XX | | | X | | | | X | | | | | | X | | |
| I | EPR3 | | XX | | | | X | | | X | | | X | | X | | | |
| I | EPR4 | | XX | X | | X | | | | X | | | | | X | | | |
| N+I | EPR5 | X | XX | X | | | X | | | X | | | X | X | X | | | |
| N | CD PU1 | X | XX | X | | X | | | | | | | | X | | | | |
| N | CD PU2 | | | | X | XX | | | | | | | | | | X | | |
| I | CD PR1 | | | | X | X | | XX | | | X | | | | | X | | |
| N | CD PR2 | | X | | | | | XX | | X | X | | | | | | | |
| N+I | CD PR3 | | | X | | | | XX | | | X | | | | | | | |
| N | CD PR4 | | | X | | | | XX | | | X | | | | X | | | |
| I+N | CI PU1 | | | | | | | XX | | X | X | | | | | X | | |
| N | CI PU2 | | | X | | | | XX | | | X | | | | | | | |
| I | CI PR1 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | X | | |
| I | CI PR2 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | X | | |
| N | CI PR3 | | | | | | | XX | X | X | | X | X | | | | | |
| N | CI PR4 | | | | | | | XX | X | X | | X | X | | | X | | |
| D | CTPU 1 | | | | | | | XX | X | X | | | X | X | | | | |
| I | CTPU 2 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | X | | |
| I | CTPU 3 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | | | |
| N | CTPU 4 | | | | | | | XX | X | X | | | | | | | | |
| N | CTPU5 | | | | | | | | XX | | | | | | X | X | | |
| I | CTPR 1 | | | | | | | | XX | | | | | | | X | | |
| I | CTPR 2 | | | | | | | | | | | XX | X | | | | | |
| I | CTPR 3 | | | | | | | | | | | XX | X | | | X | | |
| I | CA 1 | | | | | | | | | X | | | XX | X | | X | | |
| D+I | TT PU1 | | | | | | | X | | X | X | XX | X | X | | | | |
| D | TT PU2 | X | X | X | X | | X | | | | X | XX | X | | X | X | | |
| D | TT PU3 | | | | | | | | | X | | XX | X | | | X | | |
| D | TT PU4 | X | | | | | | | | | | X | X | XX | | | | |
| N | TT PU5 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | X | | XX | | |
| N | TT PR1 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | X | | XX | | |
| N | TT PR2 | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | | | X | | XX | | |
| I | TT PR3 | X | X | X | X | X | X | | | | | | | X | | XX | | |
| N | TT PR4 | X | X | X | | X | X | | | | X | X | X | | | XX | | |
| I | TT PR5 | X | X | X | | X | X | | | | X | X | | | | XX | | |
| I | TT PR6 | X | X | X | X | X | X | | | | X | | | X | | XX | | |
| N | TT PR7 | X | X | X | | | X | | | | X | X | X | | XX | | X | |
| N | TM PU1. | | | | | X | | | | | | | | | | XX | | |
| N | TM PU2 | | | | X | X | | | | | | | | | | XX | | |
| D | TM PU3 | X | | X | | | X | | | | | | | | | XX | | |
| N | TM PU4 | | | | | | | | | | | | | | | XX | | |
| N | TA PU1 | X | X | X | | | X | | | | X | | | | | XX | | |
| I | TA PR1 | | | | | | | | | | | | | | | XX | | |

tab. 14.2. Matrice Azioni Attuative-Obiettivi generali e specifici. Nella prima colonna è riportata la tipologia d'azione in riferimento alla tipologia di intervento che la Giunta Regionale può attuare per la sua applicazione: Normativa (N), Diretta (D) o Indiretta (I).

14.3.4 SIMULAZIONI SISTEMA ENERGETICO AL 2020 E INDICATORI DI PERFORMANCE

A seguito dell'analisi di dettaglio delle azioni puntuali da attuare nel periodo 2016-2020 per ciascun macro-settore energetico si riportano i risultati dell'analisi condotte sull'intero sistema energetico regionale. In particolare, sono stati identificate tre possibili evoluzioni al 2020 che permettono di individuare un campo di variazione entro cui sono contenuti gli obiettivi delle azioni di dettaglio precedentemente descritte.

Si sottolinea che nei risultati delle simulazioni sono stati considerati i consumi nel settore dei trasporti relativi al traffico aereo e quello marittimo da e per il continente solo per la quota imputabile alla Regione Sardegna e pari al 50%.

Viene di seguito sintetizzato per ciascun macrosettore il quadro evolutivo conseguente alle azioni proposte.

SETTORE ELETTRICO

Le azioni previste per il settore elettrico comportano una variazione della potenza installata di impianti a fonti rinnovabili rispetto a quella attuale, la cui identificazione è legata al raggiungimento degli obiettivi presenti nelle stesse azioni e all'ipotesi di sviluppo di generazione distribuita destinata al consumo. Si sottolinea, inoltre, che tale configurazione è influenzata anche da fattori esterni, soprattutto legati a quegli impianti autorizzati ma non ancora realizzati o entrati in funzione, che si ritiene realistico considerare operativi al 2020.

Pertanto, secondo le ipotesi fatte, si assume che la composizione del parco di generazione elettrica da fonte rinnovabile sia così costituita:

| FONTE | CATEGORIA | POTENZA ELETTRICA | | |
|------------|----------------------------|-------------------|----------|------------------|
| | | BASE | SVILUPPO | INTENSO SVILUPPO |
| VENTO | EOLICO | 1050 | 1100 | 1100 |
| SOLE | FOTOVOLTAICO | 893 | 897 | 968 |
| | TERMODINAMICO | 3 | 4 | 4 |
| ACQUA | IDROELETTRICO | 466 | 466 | 466 |
| BIOENERGIE | CO COMBUSTIONE CON CARBONE | 89 | 89 | 89 |
| | SOLO BIOMASSE | 24 | 24 | 24 |
| | BIOGAS E GAS DISCARICA | 30 | 30 | 30 |
| | BIOLIQUIDI | 40 | 40 | 40 |
| | MISTI | 0 | 49 | 49 |
| | RIFIUTI | 20 | 20 | 20 |
| TOTALE | | 2.264 | 2.719 | 2.790 |

tab. 14.1. Parco generazione elettrica da fonte rinnovabile per i tre scenari al 2020.

In accordo con quanto riportato nel Capitolo 13 per l'evoluzione dei consumi elettrici, sono state considerate attuate al 2020 le azioni per incrementare l'efficiamento del patrimonio pubblico regionale e conseguentemente messe in atto politiche di sostegno all'efficiamento dei sistemi elettrici e degli impianti nelle industrie e nel terziario. Si ritengono, inoltre, ancora incentivati e supportati sia a livello nazionale che regionale gli interventi di efficientamento nel domestico, sia a livello di edificio che di impianti e di elettrodomestici. Il consumo elettrico finale (al netto delle perdite e degli ausiliari) e le quote di efficientamento e autoconsumo perseguibili con le azioni attuative proposte sono di seguito riportate:

| | BASE | SVILUPPO | INTENSO SVILUPPO |
|---|------|----------|------------------|
| CONSUMO ELETTRICO [TWh] | 8,06 | 7,96 | 7,91 |
| EFFICIENTAMENTO su consumi 2014[%] | 3,8 | 5 | 5,6 |
| AUTOCONSUMO da azioni attuative PEARS [TWh] | 0,15 | 0,22 | 0,25 |

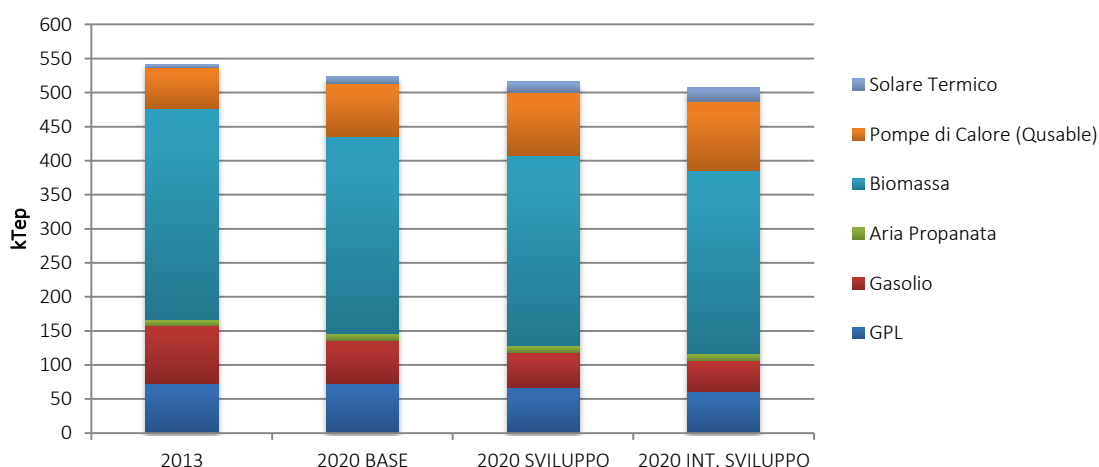
tab. 14.2. Consumi elettrici, efficientamento e autoconsumo per i tre scenari al 2020.

SETTORE CALORE

I risultati delle azioni previste per il settore termico e l'analisi dei fattori esterni sono stati considerati nelle simulazioni per la verifica degli scenari di sviluppo al 2020. Per tener conto delle possibili variazioni dei fattori esterni nella determinazione dei consumi termici si sono considerati e simulati i tre scenari di sviluppo definiti secondo le ipotesi che vengono di seguito riassunte per ciascuno dei principali sotto settori considerati.

In particolare, relativamente al settore residenziale vengono rappresentate in figura 14.1 la ripartizione tra i diversi vettori per i tre scenari di sviluppo.

SETTORE TERMICO RESIDENZIALE - SCENARI 2020



% VETTORI SETT. TERMICO RESIDENZIALE - SCENARI 2020

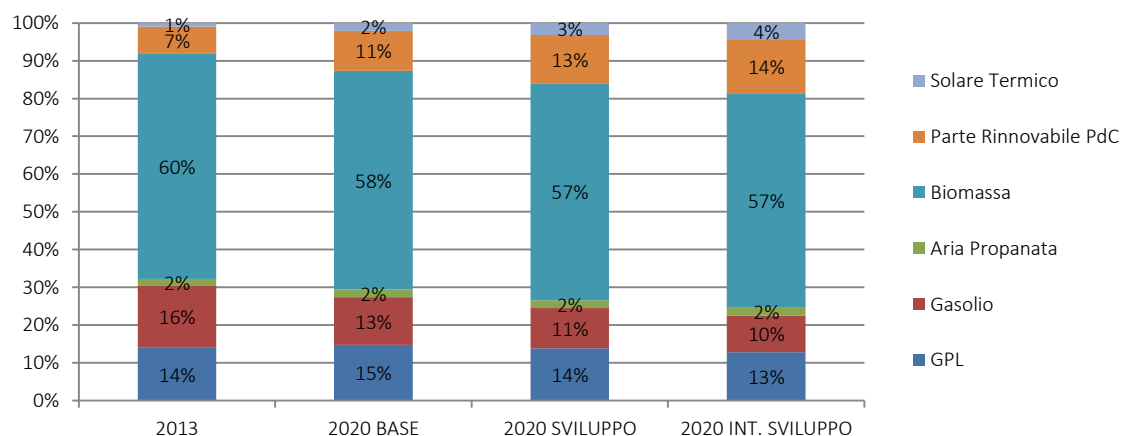


Fig. 14.1. Scenari di evoluzione dei consumi del settore termico residenziale al 2020.

Le ipotesi relative al settore industriale per la definizione dei consumi al 2020 sono riportate nelle tabelle 14.3 e 14.4:

| SCENARIO | IPOTESI | CONSUMI [kTep] | |
|------------------------------|--|----------------|------------|
| | | | |
| BASE | Attuale configurazione di consumo con entrata in esercizio Progetto Chimica Verde. Riduzione graduale dei consumi. | ONLY HEAT | 270 |
| | | DA CHP | 101 |
| | | TOTALE | 371 |
| SVILUPPO | Entrata in esercizio Progetto Chimica Verde. Tasso di crescita annuo dell'industria di base pari allo 0,3% comprese le azioni di efficienza e risparmio Modesta ripresa settore costruzioni e industria pesante. | ONLY HEAT | 300 |
| | | DA CHP | 101 |
| | | TOTALE | 401 |
| INTENSO SVILUPPO INDUSTRIALE | Entrata in esercizio Progetto Chimica Verde. Tasso di crescita annuo dell'industria di base pari allo 0,7% comprese le azioni di efficienza e risparmio. Discreta ripresa del settore costruzioni e industria pesante. Petrochimico a livelli precisi. | ONLY HEAT | 340 |
| | | DA CHP | 113 |
| | | TOTALE | 453 |

Tab. 14.3. Scenari di evoluzione dei consumi di energia termica nel settore industria al 2020.

| ONLY HEAT + CHP | TOTALI | PETROLIO E DERIVATI | | BIOMASSE | | ALTRO | |
|------------------|--------|---------------------|-------|----------|------|-------|------|
| | [kTep] | % | kTep | % | kTep | % | kTep |
| BASE | 370,7 | 89,5% | 331,7 | 4,9% | 18,3 | 5,6% | 20,7 |
| SVILUPPO | 401,4 | 90,2% | 362,1 | 4,6% | 18,3 | 5,2% | 20,7 |
| INTENSO SVILUPPO | 453,3 | 91,4% | 414,2 | 4,0% | 18,3 | 4,6% | 20,7 |

tab. 14.4. Quadro dei consumi energia termica dell'Industria negli scenari al 2030 per vettore energetico.

Le ipotesi relative al settore terziario per la definizione dei consumi al 2020 sono riportate nella tabelle 14.5. e 14.6:

| SCENARIO | IPOTESI | CONSUMI [kTep] | |
|------------------|---|----------------|--------------|
| | | | |
| BASE | I consumi si riducono a seguito di una stagnazione dell'economia e di un efficientamento dei consumi. | FOSSILE | 59,2 |
| | | FER | 44,0 |
| | | TOTALE | 103,1 |
| SVILUPPO | I consumi si riducono a seguito di una dinamica negativa risultato complessivo di una ripresa economica (+0,50%) e di un efficientamento dei consumi. | FOSSILE | 61,3 |
| | | FER | 45,5 |
| | | TOTALE | 106,8 |
| INTENSO SVILUPPO | I consumi rimangono stabili a seguito dell'effetto combinato di una decisa crescita dell'economia (+1,0%) e di un efficientamento dei consumi. | FOSSILE | 63,4 |
| | | FER | 47,2 |
| | | TOTALE | 110,6 |

Tab. 14.5. Scenari di evoluzione dei consumi di energia termica nel Terziario al 2020 .

| | CONSUMI TOTALI [kTep] | PETROLIO E DERIVATI | | PDC NO FER | | PDC FER | | ALTRE FER | |
|------------------|-----------------------|---------------------|------|------------|------|---------|------|-----------|------|
| | | % | kTep | % | kTep | % | kTep | % | kTep |
| BASE | 103,1 | 38,5% | 39,7 | 18,8% | 19,4 | 37,7% | 38,9 | 5,0% | 5,1 |
| SVILUPPO | 106,8 | 38,5% | 41,2 | 18,8% | 20,1 | 37,7% | 40,3 | 5,0% | 5,3 |
| INTENSO SVILUPPO | 110,6 | 40% | 42,6 | 20% | 20,8 | 39% | 41,7 | 5% | 5,5 |

tab. 14.6. Quadro consumi energia termica da fonte fossile nel Terziario negli Scenari al 2020 per vettore energetico.

Complessivamente le proiezioni di consumo, considerate nell'analisi relativamente ai tre scenari per il 2020 del macrosettore termico, sono riassunte nella seguente tabella.

| Anno | "Intenso Sviluppo" | "Sviluppo" | "Base" |
|----------------|--------------------|------------|--------|
| 2020 | 12.520 | 11.968 | 11.661 |
| Var. 2013-2020 | 2,10% | -2,41% | -4,91% |

Tabella 14.7. Stima dei consumi termici totali in Sardegna secondo le previsioni limite

La figura 14.2 rappresenta la ripartizione percentuale dei consumi termici tra i diversi comparti nei tre scenari considerati al 2020 ed evidenzia come il comparto residenziale sia sempre quello più rilevante anche nel caso di intenso sviluppo.

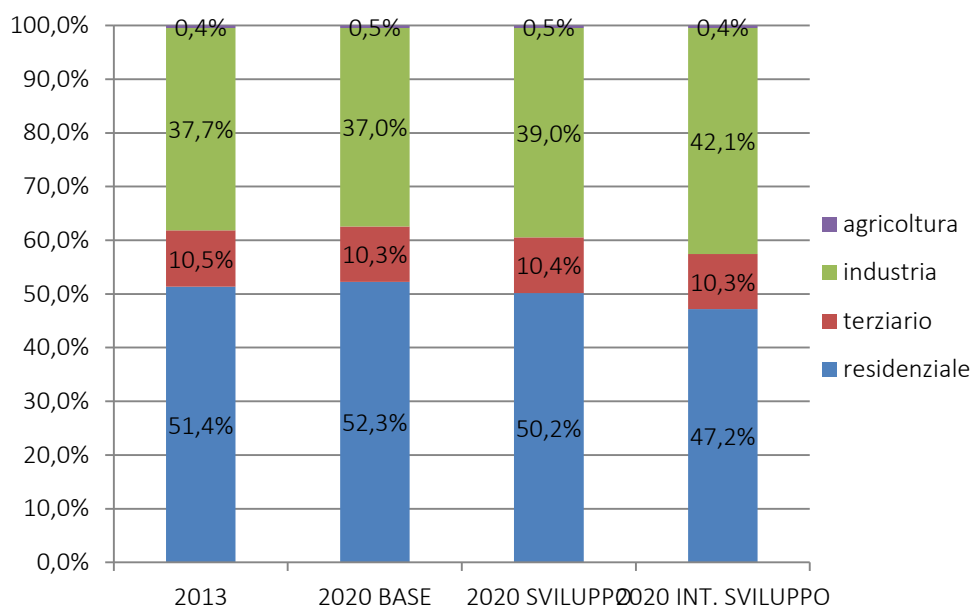


Fig. 14.2. Ripartizione percentuale dei consumi tra i settori negli scenari "Intenso sviluppo", "sviluppo" e "base"

SETTORE TRASPORTI

Le azioni previste per il settore trasporti comportano una variazione della configurazione del parco veicolare rispetto a quella attuale influenzata anche da fattori esterni. Di tale incertezza si è tenuto conto prevedendo un campo di

variazione ricompreso entro i tre scenari di sviluppo illustrati nel precedente Capitolo 13. Le ipotesi relative alla composizione del parco veicolare al **2020** sono contenute nella tabella che segue:

| VEICOLI | | BASE | SVILUPPO | INTENSO SVILUPPO | |
|--|-------------------|------------------|------------------|------------------|---------|
| AUTOVETTURE | BENZINA | 492.360 | 483.065 | 462.870 | |
| | GASOLIO | 489.186 | 513.186 | 555.181 | |
| | IBRIDE BENZINA | GPL | 26.331 | 27.841 | 29.351 |
| | | PHEV | 1.820 | 5.135 | 13.310 |
| | BEV | 126 | 1.830 | 5.100 | |
| TOTALE | | 1.009.823 | 1.031.057 | 1.065.812 | |
| AUTOCARRI MERCI | BENZINA | 6.128 | 6.210 | 6.292 | |
| | GASOLIO | (<3,5t) | 113.080 | 117.931 | 124.306 |
| | | (>3,5t) | 9.182 | 9.450 | 9.871 |
| | GPL | 1.061 | 1.196 | 1.331 | |
| TRATTORI STRADALI O MOTRICI | | 3.273 | 3.777 | 4.006 | |
| MOTOCICLI | | 124.849 | 132.889 | 141.572 | |
| CICLOMOTORI | | 30.951 | 17.571 | 12.155 | |
| MOTOVEICOLI E QUADRICICLI SPECIALI/SPECIFICI | | 3.149 | 3.502 | 3.943 | |
| MOTOCARRI E QUADRICICLI | | 11.132 | 11.191 | 10.582 | |
| AUTOBUS | | 2.898 | 3.215 | 3.418 | |
| VEICOLI SPECIALI | | 19.431 | 20.330 | 21.254 | |
| TOTALE VEICOLI | | 1.335.646 | 1.358.319 | 1.403.853 | |

Tab. 14.8. Evoluzione parco veicoli al 2020. Scenari Base, Sviluppo, Intenso Sviluppo.

Le azioni sviluppate per il settore trasporti concorrono alla determinazione degli scenari al 2020 secondo le principali ipotesi di seguito elencate:

1. Riduzione del consumo di Gasolio e Benzina nel Trasporto Terrestre Privato;
2. Potenziamento del trasporto terrestre privato a basse emissioni con l'ampliamento della quota relativa di mezzi elettrici in adeguamento del sistema di trasporto alle norme europee e nazionali per il contenimento delle emissioni. Nello specifico sono state utilizzate come quote sulle immatricolazioni annue totali i seguenti tassi:
 - per i PHEV 1%, 2,5% e 5% rispettivamente per lo scenario Base, Sviluppo ed Intenso Sviluppo;
 - per i BEV 0,1%, 1% e 2% rispettivamente per lo scenario Base, Sviluppo ed Intenso Sviluppo;
3. Sostituzione di autovetture a benzina con autovetture BEV e PHEV con utility factor pari al 50%;
4. Aumento del 15% del coefficiente di riempimento per effetto del car sharing e car pooling
5. Car sharing e logistica ultimo miglio come driver per sviluppo mobilità elettrica.
6. Potenziamento del trasporto pubblico locale terrestre e trasferimento di mobilità dal trasporto privato verso il trasporto pubblico (TPL). Spostamento di mobilità sul TPL con aumento delle percorrenze del mezzo elettrico urbano su gomma (+5%) ed incremento dei coefficienti di riempimento del 50% e del 30% rispettivamente per servizio urbano ed extraurbano;
7. Completamento del sistema di trasporto metropolitano di Cagliari e Sassari.
8. Aumento del 10% dell'efficienza nei consumi nel trasporto merci;
9. Consumi associati al trasporto ferroviario, turistico e agricolo invariati.

Il quadro complessivo dei trasporti terrestri al 2020 è il seguente:

| | CATEGORIA MEZZI TERRESTRI | BENZINA | GASOLIO | METANO | TOTALE FOSSILI | ENERGIA ELETTRICA |
|-------------------------|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|----------------|----------------------|
| | | kTep | kTep | kTep | kTep | GWh |
| BASE | Autovetture | 144,1 | 262,9 | 22,8 | 429,8 | 1,4 |
| | Motocicli e Ciclomotori | 25,8 | - | - | 25,8 | - |
| | Autocarri e Motocarri | 11,5 | 150,0 | 0,6 | 162,1 | - |
| | Motoveicoli e Quadricicli Speciali | 0,5 | - | - | 0,5 | - |
| | Autobus Privati + TPL | - | 16,5 | - | 16,5 | - |
| | Autoveicoli speciali | - | 8,7 | - | 8,7 | - |
| | Filobus + Metro | - | - | - | - | 19,2 |
| | Treni | - | 5,2 | - | 5,2 | - |
| | Turisti | 3,8 | 5,4 | 0,8 | 10,0 | - |
| | Mezzi Agricoli (UMA) | - | 64,2 | - | 64,2 | - |
| | TOTALE CONSUMI | 185,7 | 512,9 | 24,2 | 722,8 | 20,6 |
| SVILUPPO | Autovetture | 142,3 | 275,9 | 24,1 | 442,3 | 5,9 |
| | Motocicli e Ciclomotori | 25,0 | - | - | 25,0 | - |
| | Autocarri e Motocarri | 11,5 | 187,4 | 0,6 | 199,5 | - |
| | Motoveicoli e Quadricicli Speciali | 0,6 | - | - | 0,6 | - |
| | Autobus Privati + TPL | - | 16,5 | - | 16,5 | - |
| | Autoveicoli speciali | - | 9,1 | - | 9,1 | - |
| | Filobus + Metro | - | - | - | - | 19,2 |
| | Treni | - | 5,2 | - | 5,2 | - |
| | Turisti | 3,8 | 5,4 | 0,8 | 10,0 | - |
| | Mezzi Agricoli (UMA) | - | 64,2 | - | 64,2 | - |
| | TOTALE CONSUMI | 183,3 | 563,7 | 25,5 | 772,4 | 25,1 |
| INTENSO SVILUPPO | Autovetture | 138,2 | 298,8 | 25,4 | 462,4 | 138,2 |
| | Motocicli e Ciclomotori | 25,5 | - | - | 25,5 | 25,5 |
| | Autocarri e Motocarri | 11,7 | 236,8 | 0,7 | 249,2 | 11,7 |
| | Motoveicoli e Quadricicli Speciali | 0,7 | - | - | 0,7 | 0,7 |
| | Autobus Privati + TPL | - | 16,5 | - | 16,5 | - |
| | Autoveicoli speciali | - | 9,5 | - | 9,5 | - |
| | Filobus + Metro | - | - | - | - | 19,2 |
| | Treni | - | 5,2 | - | 5,2 | - |
| | Turisti | 3,8 | 5,4 | 0,8 | 10,0 | - |
| | Mezzi Agricoli (UMA) | - | 64,2 | - | 64,2 | - |
| | TOTALE CONSUMI | 179,9 | 636,4 | 26,9 | 843,2 | 34,9 |

Tab. 14.9. Quadro di dettaglio dei consumi nei trasporti terrestri al 2020 nei diversi Scenari.

ANALISI FONTI ENERGETICHE

I risultati osservabili nella Fig. 14.3 permettono di esaminare come l'energia primaria, utilizzata per coprire i consumi associati al fabbisogno energetico regionale, sia ripartita tra le diverse fonti. In linea, infatti, con la successiva analisi sulle emissioni e con quella già riportata nel Capitolo 11 e nel Capitolo 13 per gli scenari 2030, è stata data priorità all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili per la copertura dei carichi energetici regionali, associando all'energia elettrica esportata (e quindi NON imputabile al consumo regionale) la relativa quota parte di produzione delle centrali termoelettriche a combustibili fossili. Appare chiaro come il mix energetico sia ancora sbilanciato verso i combustibili petroliferi ma in maniera inferiore rispetto al 2013. Ciò evidenzia l'importanza delle azioni proposte, in particolare, sull'utilizzo di energia da rinnovabile sia nel comparto elettrico che in quello termico. Ciò consente di ottenere un migliore equilibrio tra le diverse fonti energetiche e quindi di avvicinamento agli obiettivi strategici del 2030. Le azioni riportate vengono considerate propedeutiche a creare localmente una attenzione ed una preparazione (tecnica, economica ed imprenditoriale) alla tematica della transizione energetica, che si ritiene, dal 2020 in poi, possa assumere, a seconda delle pressioni economiche esercitate dal prezzo delle emissioni in concessione (EUA), una valenza particolarmente significativa, imprimendo al processo di trasformazione una forte accelerazione.

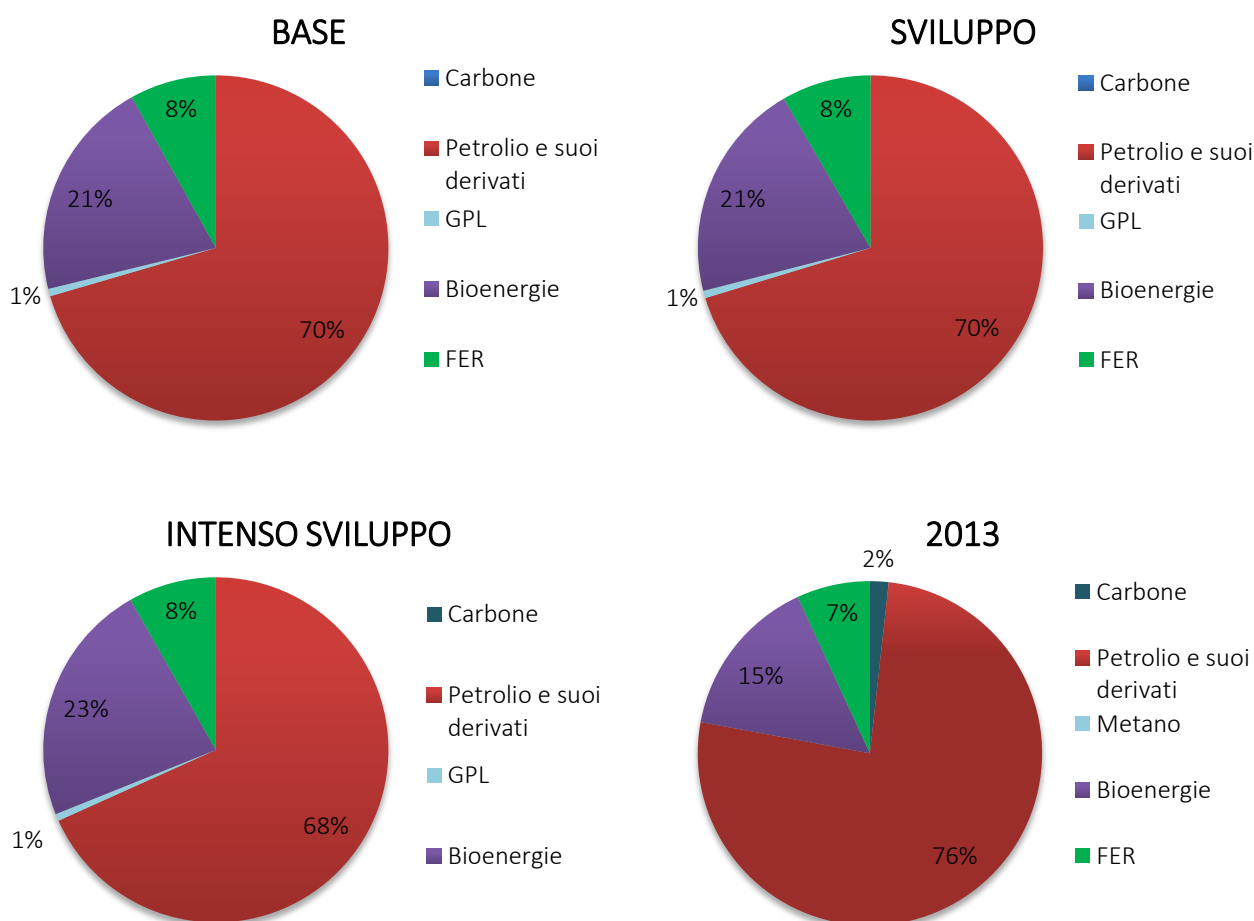


fig. 14.3. Ripartizione percentuale tra le varie fonti energetiche dell'energia primaria fornita a copertura della richiesta energetica regionale per gli scenari proposti al 2020 e per quello di riferimento al 2013 dedotto dal BER

ANALISI DELLE EMISSIONI

Come precedentemente riportato nel Capitolo 13 e sulla base delle metodologie proposte a livello europeo, il parametro rappresentante il livello delle emissioni associate ai consumi a livello regionale sono le emissioni nette della Regione Sardegna, e questo verrà utilizzato quale indicatore per la valutazione anche degli obiettivi al 2020 del presente PEARS. Utilizzando tale parametro per l'analisi comparativa, si rileva dalla figura 14.2 che le emissioni nette al 2020 sono sostanzialmente allineate per i tre settori, con tassi di riduzione compresi tra il 45% e il 48% rispetto al dato di riferimento del 1990. Tali risultati sono da imputarsi prevalentemente alla configurazione del parco termoelettrico della regione. Infatti, permanendo le attuali condizioni di produzione, la generazione termoelettrica contribuisce a incrementare il surplus di energia elettrica (pari a circa 5.7 TWh/anno per il 2020), che viene inevitabilmente esportato verso il continente. Data la riduzione del carico elettrico residuo, per effetto delle azioni di efficientamento e autoconsumo, e dell'aumento della produzione da FER la quota di energia elettrica esportata è da imputarsi nella sua totalità agli impianti a carbone e a olio combustibile, permettendo di ottenere la riduzione così marcata delle emissioni nette. Questo risultato è quindi solo parzialmente dovuto agli effetti delle azioni attuative proposte per il periodo 2016-2020, mentre è in gran parte legato a una criticità del sistema produttivo regionale, che, come è stato già estensivamente analizzato nei capitoli precedenti, pone in luce la presenza di condizioni di sovra produzione del sistema elettrico regionale.

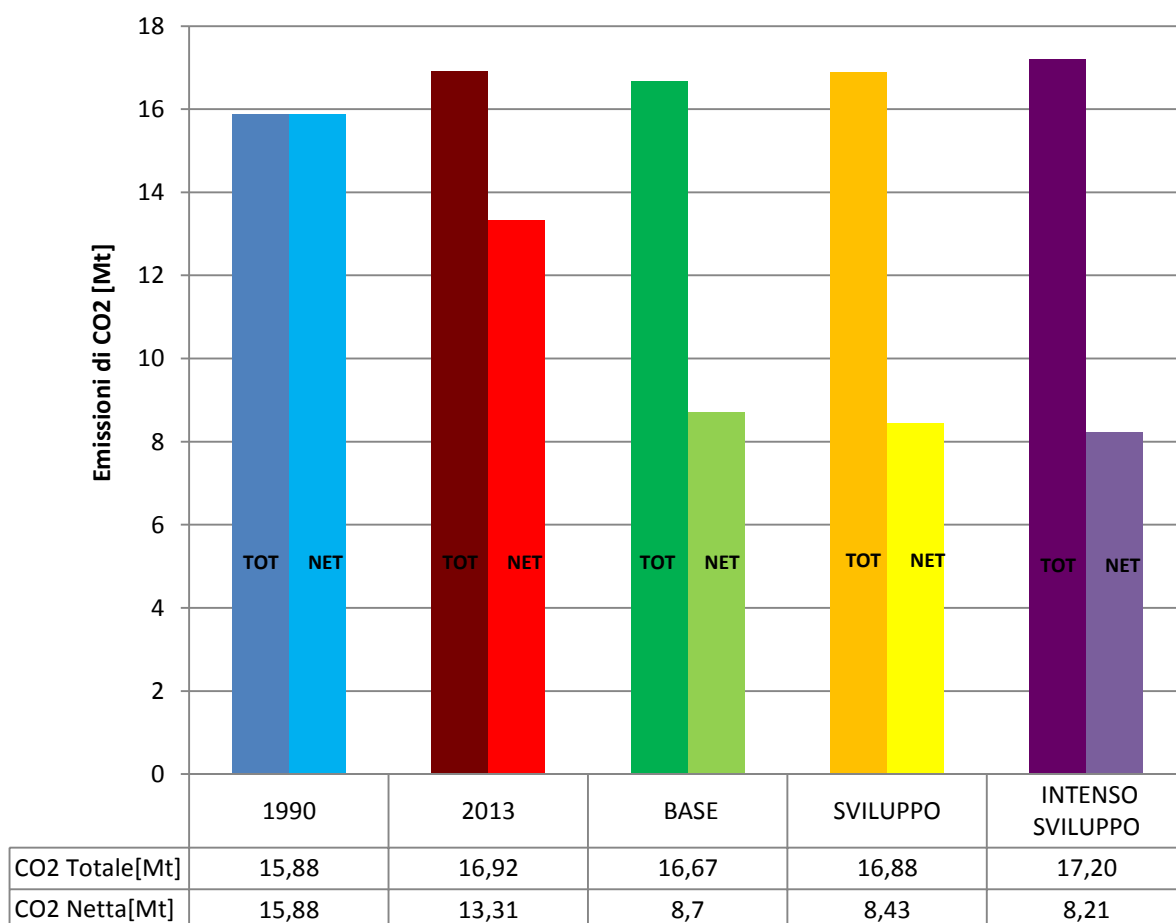


Fig. 14.2. Confronto Emissioni CO₂ totali e nette tra i tre scenari 2020, il dato del 1990 e quello stimato nel 2013

ANALISI OBIETTIVO BURDEN SHARING

Nel complesso lo **Scenario base** rispetta l'obiettivo Burden Sharing al 2020:

$$O = \frac{FER_E + FER_C}{CFL} = \frac{813}{2.856} = 28,5\%$$

Nel complesso lo **Scenario Sviluppo** rispetta l'obiettivo Burden Sharing al 2020:

$$O = \frac{FER_E + FER_C}{CFL} = \frac{862}{2.913} = 29,6\%$$

Nel complesso lo **scenario Intenso Sviluppo** rispetta l'obiettivo Burden Sharing al 2020:

$$O = \frac{FER_E + FER_C}{CFL} = \frac{873}{3.020} = 28,9\%$$

Qualora la filiera dell'alluminio dovesse attivarsi nel rispetto dei cronoprogrammi presentati nell'ambito delle procedure attualmente in essere l'obiettivo Burden Sharing risulterebbe comunque rispettato:

$$O = \frac{FER_E + FER_C}{CFL} = 3.510 = 24,9\%$$

ANALISI COMPARATIVA DEI COSTI ENERGETICI

EnergyPLAN è strutturato in maniera tale da consentire un'analisi economica di costo inserendo i dati relativi ai diversi combustibili (compreso il prezzo d'acquisto e lo stoccaggio), dell'investimento per le diverse unità produttive (capitale richiesto, vita utile dell'unità e tasso d'interesse), operativi e di manutenzione, e delle emissioni di CO₂. In questo modo è possibile confrontare economicamente differenti scelte e/o alternative tecniche, tenendo conto non solo dei dati tecnici e delle prestazioni energetiche, ma anche dei costi annuali del sistema. I dati economici utilizzati per le simulazioni sono stati estrapolati da previsioni relative ai prezzi dei combustibili fornite dall'International Energy Agency¹⁴ (IEA) mentre per quanto riguarda le voci di costo per le unità produttive si sono considerati i dati della letteratura tecnica^{15 16 17}. Infine è stato considerato un costo per le emissioni di CO₂ pari a 8€/t per il 2020, secondo i trend riportati dagli studi di settore, e pari a 5€/t per il 2013, e un tasso di interesse annuo pari al 5%. Tutti le voci di costo necessarie per l'analisi economica sono state considerate costanti in tutti gli scenari e sono le stesse considerate per il modello di riferimento relativo al 2013. Tutti i risultati economici sono stati espressi in €₂₀₁₃.

Sotto tali ipotesi, sono stati ottenuti i costi finali riassunti in tabella 14.4 e in figura 14.3 sia per il modello di riferimento 2013 sia per i tre scenari proposti al 2020. La tabella riporta l'analisi comparativa tra i costi totali ottenuti per le tre

¹⁴ International Energy Agency. World Energy Outlook 2008. International Energy Agency, 2008.

¹⁵ Danish Energy Agency. Technology Data for Energy Plants. Danish Energy Agency, Energinet.dk, 2010

¹⁶ British Hydropower Association - <http://www.british-hydro.org/>

¹⁷ Institute of Electrical and Electronics Engineers - <http://www.ieee.org>

configurazioni, eseguita normalizzando il dato dei costi complessivi per ciascun scenario rispetto al valore del 2013. La tabella permette di evidenziare come in nessuno dei tre scenari i costi totali superino quelli del 2013 e come nei due scenari di Sviluppo e di Intenso Sviluppo tali costi si riducano dell'1,47% e 1,01% rispetto a quelli dell'anno di riferimento.

| Anno | Costi Totali (100=2013) | |
|-----------------------|-------------------------|-------------|
| | Totale | Var su 2013 |
| | - | % |
| 2013 | 100 | - |
| 2020 BASE | 99,9 | -0,10% |
| 2020 SVILUPPO | 98,5 | -1,47% |
| 2020 INTENSO SVILUPPO | 99 | -1,01 |

Tab. 14.10. Confronto Costi totali normalizzati tra i tre scenari e il modello di riferimento 2013.

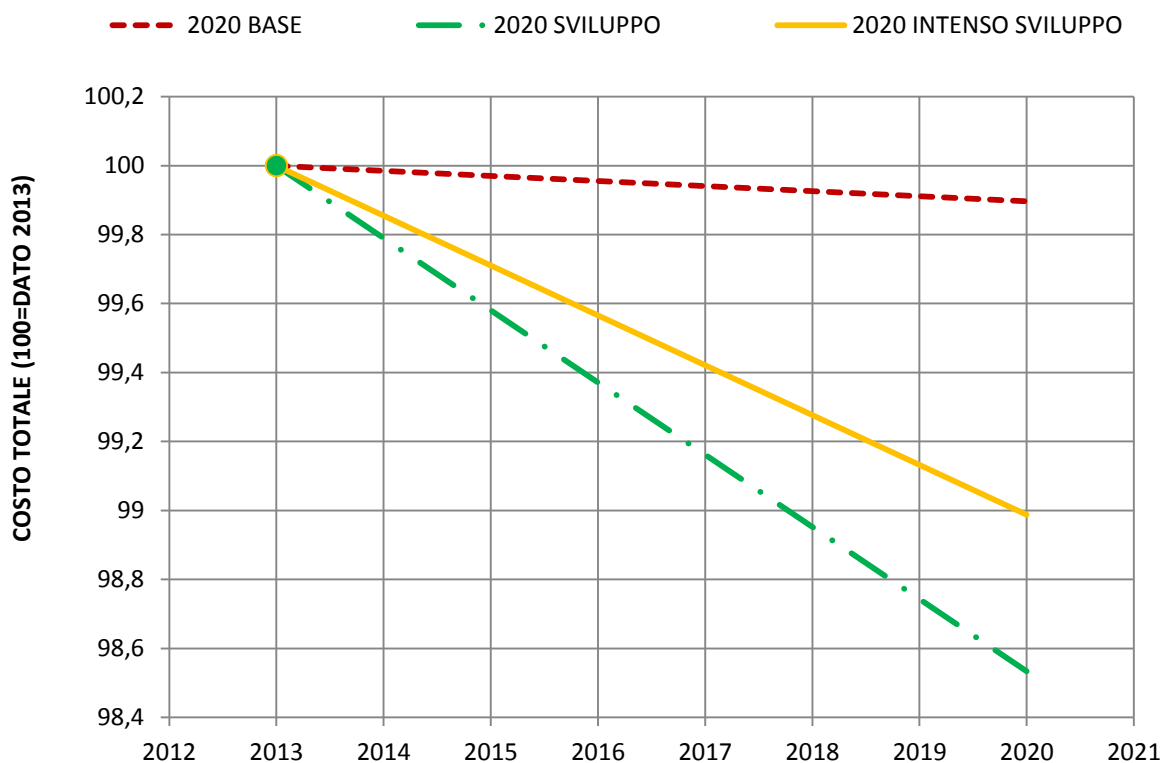


fig. 14.3. Analisi comparativa dell'evoluzione normalizzata dei costi specifici complessivi per i tre scenari al 2020

CAPITOLO 15. IL MONITORAGGIO DEL PIANO

15.1 PREMESSA

Con l'avvento del meccanismo del Burden Sharing e la continua evoluzione del panorama energetico regionale, nazionale e internazionale, il Piano Energetico Ambientale Regionale non può più essere considerato come un documento statico e codificato rigidamente ma bensì come un punto di partenza di un continuo percorso di aggiornamento e revisione. Il Piano in quest'ottica diventa uno strumento flessibile costituito da una base dati in aggiornamento continuo ed una serie di azioni che devono essere continuamente verificate ed eventualmente aggiornate in funzione del grado di raggiungimento degli obiettivi prefissati.

In tale contesto, tra le azioni proposte, il monitoraggio continuo delle produzioni e dei consumi di energia e la redazione e pubblicazione annuale del Bilancio Energetico Regionale rivestono un ruolo fondamentale.

Di seguito si propone un insieme di indicatori che verranno utilizzati per il monitoraggio del Piano, delle azioni e degli obiettivi in esso presentati. Tali indicatori dovrebbero essere implementati in una struttura informatica flessibile che svolga il ruolo di supporto alla decisione consentendo una rapida revisione delle strategie e delle politiche in funzione delle evoluzioni sempre più rapide del panorama energetico regionale.

15.2 INDICATORI GENERALI

- IG 1.** Petrolio in ingresso al sistema energetico regionale espresso in tonnellate/anno.
- IG 2.** Petrolio ingresso al sistema energetico regionale e avviato alla raffinazione espresso in tonnellate/anno.
- IG 3.** Prodotti petroliferi in ingresso al sistema energetico regionale e destinati ai consumi finali.
- IG 4.** Prodotti petroliferi e petrolchimici in ingresso al sistema energetico regionale e destinati all'industria per usi non energetici espresso in tonnellate/anno.
- IG 5.** Carbone totale in ingresso al sistema energetico regionale e quota complessivamente consumata espressa in tonnellate/anno.
- IG 6.** Metano complessivamente importato nel sistema energetico regionale espresso in Mmc/anno.
- IG 7.** Consumi finali lordi totali regionali di energia primaria espressi in kTep/anno.
- IG 8.** Differenziale annuo nei consumi finali lordi totali regionali rispetto all'anno precedente espresso in kTep.
- IG 9.** Efficienza energetica complessiva del sistema energetico regionale espressa in kTep di consumi finali rispetto ai kTep di energia primaria complessiva e per Macrosettore;
- IG 10.** Emissioni complessive del sistema energetico regionale con esclusione dei trasporti marittimi e aerei nazionali ed internazionali.
- IG 11.** Intensità energetica del settore Industria espressa in kTep/unità di PIL o in kTep/unità di VA.
- IG 12.** Intensità energetica del settore Terziario espressa in kTep/unità di PIL o in kTep/unità di VA.
- IG 13.** Intensità energetica del settore Agricolo espressa in kTep/unità di PIL o in kTep/unità di VA.

15.3 INDICATORI COMPARTO ELETTRICO

- IE 1.** Consumi regionali annui complessivi di energia elettrica espressi in GWh/anno.
- IE 2.** Consumi regionali annui di energia elettrica nel settore domestico espressi in GWh/anno.

- IE 3. Consumi specifici di energia elettrica nel settore domestico espressi in kwh/mq anno.
- IE 4. Consumi regionali annui di energia elettrica nel settore terziario espressi in GWh/anno.
- IE 5. Consumi regionali annui di energia elettrica nel settore industria espressi in GWh/anno.
- IE 6. Consumi specifici di energia elettrica nel settore industria per unità di prodotto espressi in kwh/unità o kwh/kg.
- IE 7. Consumi regionali annui di energia elettrica nel settore agricolo espressi in GWh/anno.
- IE 8. Perdite complessive annue della rete di trasmissione e distribuzione espresse in GWh/anno.
- IE 9. Valore complessivo produzione lorda di energia elettrica da fonti fossili espresso in GWh/anno.
- IE 10. Valore complessivo produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili espresso in GWh/anno.
- IE 11. Valore percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili sul totale della produzione.
- IE 12. Valore percentuale della produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili sul consumo totale di energia elettrica comprese le perdite e gli ausiliari di produzione.
- IE 13. Costo del kWh elettrico sul Mercato Libero.
- IE 14. Costo del kWh elettrico sul Mercato di Tutela.
- IE 15. Ore annue di funzionamento a potenza nominale dei gruppi delle centrali termoelettriche espresso in ore/anno.
- IE 16. Produzione annua di energia elettrica del comparto termoelettrico espressa in GWh/anno.
- IE 17. Produzione annua di energia elettrica da fonti rinnovabili espressa in GWh/anno.
- IE 18. Ore annue equivalenti di funzionamento del parco impianti fotovoltaici.
- IE 19. Ore annue equivalenti di funzionamento del parco impianti eolici.
- IE 20. Ore annue di funzionamento dei gruppi delle centrali termoelettriche espresso in ore/anno.
- IE 21. Consumo di territorio per impianti di generazione elettrica da fonti fossili espresso in ettari.
- IE 22. Consumo di territorio per impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili espresso in ettari.
- IE23. Energia elettrica esportata annualmente in GWh/anno.
- IE24. Ore annue di funzionamento del sistema di interconnessione rispetto alla capacità nominale.
- IE25. Rapporto tra il PUN ed il prezzo zonale medio ponderato.

15.4 INDICATORI COMPARTO CALORE.

SETTORE DOMESTICO RESIDENZIALE.

- ICDR 1. Fabbisogno di energia termica per riscaldamento espresso in kwh/mq anno.
- ICDR 2. Fabbisogno di energia termica nel per acqua calda sanitaria espresso in kwh/mq anno.
- ICDR 3. Costo del kwh termico nel espresso in €/kwh_t.
- ICDR 4. Consumi finali lordi di energia termica da Gasolio espresso in kTep/anno.
- ICDR 5. Numero di unità abitative servite da impianti a Gasolio e relativa percentuale rispetto al parco totale.
- ICDR 6. Consumo specifico di Gasolio specifico espresso in kg/mq anno.
- ICDR 7. Consumi finali lordi di energia termica da Gpl espressi in kTep/anno.
- ICDR 8. Numero di unità abitative servite da impianti a Gpl e relativa percentuale rispetto al parco totale.
- ICDR 9. Consumo specifico di Gpl espresso in kg/mq anno.
- ICDR 10. Consumi finali lordi di energia termica da biomasse espresso in kTep/anno.
- ICDR 11. Numero di unità abitative servite da impianti a biomassa, tipologia e percentuale rispetto al parco totale.

- ICDR 12.** Consumo specifico di biomasse espresso in kg/mq anno.
- ICDR 13.** Numero di unità abitative servite da impianti a pompa di calore per riscaldamento e/o per produzione di ACS.
- ICDR 14.** Consumi finali lordi di energia termica da pompe di calore espresso in kTep/anno.
- ICDR 15.** Consumi finali lordi di energia termica rinnovabile da pompe di calore espresso in kTep/anno.
- ICDR 16.** Consumi finali di energia termica fossile da pompe di calore espresso in kTep/anno.
- ICDR 17.** Potenza termica ed elettrica complessive installate da impianti a pompa di calore espresse in MW.
- ICDR 18.** Potenza termica ed elettrica media installata per gli impianti a pompa di calore espresse in kW/abitazione.
- ICDR 19.** COP ed EER medi degli impianti a pompa di calore.
- ICDR 20.** Emissioni complessive di CO₂ espresse in t/anno.
- ICDR 21.** Emissioni specifiche di CO₂ espresse in t/mq anno.
- ICDR 22.** Consumi finali lordi di energia termica da Metano espressi in kTep/anno.
- ICDR 23.** Numero di unità abitative servite da impianti a Metano e relativa percentuale rispetto al parco totale.
- ICDR 24.** Consumo specifico di Metano espresso in kg/mq anno.
- ICDR25.** Consumi complessivi di energia da fonti fossili e rinnovabile in regime di cogenerazione espressi in kTep/anno.

TERZIARIO

- ITER 1.** Fabbisogno di energia termica per riscaldamento espresso in kwh/mc anno.
- ITER 2.** Fabbisogno di energia termica per raffrescamento espresso in kwh/mc anno.
- ITER 3.** Costo del kWh termico espresso in €/kWh_t.
- ITER 4.** Consumi finali lordi di energia termica da Gasolio espresso in kTep/anno.
- ITER 5.** Numero di unità immobiliari servite da impianti a Gasolio e relativa percentuale rispetto al parco totale.
- ITER 6.** Consumo specifico di Gasolio specifico espresso in kg/mc anno.
- ITER 7.** Consumi finali lordi di energia termica da Gpl espresso in kTep/anno.
- ITER 8.** Numero di unità immobiliari servite da impianti a Gpl relativa percentuale rispetto al parco totale.
- ITER 9.** Consumo specifico di Gpl espresso in kg/mq anno.
- ITER 10.** Consumi finali lordi di energia termica da biomasse e/o carbone vegetale espresso in kTep/anno.
- ITER 11.** Numero di unità immobiliari servite da impianti a biomassa e/o carbone vegetale, tipologia e percentuale rispetto al parco totale.
- ITER 12.** Consumo specifico di biomasse e/o carbone vegetale espresso in kg/mq anno.
- ITER 13.** Numero di unità immobiliari servite da impianti a pompa di calore per riscaldamento.
- ITER 14.** Consumi finali lordi di energia termica da pompe di calore espresso in kTep/anno.
- ITER 15.** Consumi finali lordi di energia termica rinnovabile da pompe di calore espresso in kTep/anno.
- ITER 16.** Consumi finali lordi di energia termica fossile da pompe di calore espresso in kTep/anno.
- ITER 17.** Potenza termica ed elettrica complessive installate da impianti a pompa di calore espresse in MW.
- ITER 18.** Potenza termica ed elettrica media installata per gli impianti a pompa di calore espresse in kW/unità.
- ITER 19.** COP ed EER medi degli impianti a pompa di calore.
- ITER 20.** Emissioni complessive di CO₂ espresse in t/anno.
- ITER 21.** Emissioni specifiche di CO₂ espresse in t/mq anno.
- ITER 22.** Consumi finali lordi di energia termica da Metano espresso in kTep/anno.

ITER 23. Numero di unità immobiliari servite da impianti a Metano relativa percentuale rispetto al parco totale.

ITER 24. Consumo specifico di Metano espresso in kg/mq anno.

ITER25. Consumi complessivi di energia da fonti fossili e rinnovabili in regime di cogenerazione espressi in kTep/anno.

INDUSTRIA

IIND 1. Consumi complessivi di energia da fonti fossili in regime di only-heating espressi in kTep/anno.

IIND 2. Consumi complessivi di energia da fonti fossili in regime di cogenerazione espressi in kTep/anno.

IIND 3. Consumi di prodotti petroliferi per produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 4. Consumi di fuel gas (da raffineria o da petrolchimica) per produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 5. Consumi di idrocarburi pesanti per la produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 6. Consumi di zolfo per la produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 7. Consumi di idrogeno per la produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 8. Consumi di carbone per la produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 9. Consumi di biomasse per la produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

IIND 10. Emissioni totali di CO₂ derivanti dalla combustione di vettori energetici per produzione di energia termica espressi t/anno.

IIND 11. Efficienza percentuale di trasformazione delle fonti primarie in energia finale di consumo.

IIND 12. Consumi specifici di energia per unità di prodotto espressi in kTep/kg o kTep/t o kTep/unità.

IIND 13. Consumi di Metano per la produzione di energia termica espressi in kTep/anno.

AGRICOLTURA E ZOOTECNIA.

IAGRZ 1. Fabbisogno regionale di energia termica per riscaldamento di serre, capanni e stalle espresso in kTep/Anno.

IAGRZ 2. Fabbisogno specifico di energia termica da fonti fossili per riscaldamento di serre, capanni e stalle espresso in kwh/mc anno.

IAGRZ 3. Consumo regionale di energia termica da fonti fossili per riscaldamento di serre, capanni e stalle espresso in kTep/Anno.

IAGRZ 4. Consumo complessivo di energia termica da rinnovabili per riscaldamento di serre, capanni e stalle espresso in kTep/Anno.

IAGRZ 5. Consumo complessivo di biomasse residuali per la produzione di energia termica nelle attività agricole e/o di allevamento espresso in kTep/anno.

IAGRZ 25. Consumi complessivi di energia da fonti fossili e rinnovabili in regime di cogenerazione espressi in kTep/anno.

15.5 INDICATORI COMPARTO TRASPORTI

TRASPORTI TERRESTRI

ITT 1. Consumi complessivi di Benzina per Trasporti Privati di persone espressi in kTep/anno.

ITT 2. Consumi complessivi di Gasolio per Trasporti Privati di persone espressi in kTep/anno.

ITT 3. Consumi complessivi di Gpl per Trasporti Privati Terrestri di persone espressi in kTep/anno.

ITT 4. Consumi complessivi di Metano per Trasporti Privati Terrestri di persone espressi in kTep/anno.

ITT 5. Emissioni complessive di CO₂ derivanti dal trasporto privato di persone espressi in tCO₂/anno.

- ITT 6. Consumi specifici medi del parco delle autovetture regionale espressi in l/km o kg/km.
- ITT 7. Consumi complessivi di energia elettrica da autovetture private elettriche e/o ibride espressi in GWh/anno.
- ITT 8. Fattore di riempimento medio delle autovetture.
- ITT 9. Consumi complessivi di Benzina per Trasporti Merci espressi in kTep/anno.
- ITT 10. Consumi complessivi di Gasolio per Trasporti Merci espressi in kTep/anno.
- ITT 11. Consumi complessivi di Gpl per Trasporti Merci espressi in kTep/anno.
- ITT 12. Emissioni complessive di CO₂ derivanti dal trasporto merci espressi in tCO₂/anno.
- ITT 13. Consumi specifici dei veicoli per il trasporto merci espressi in l/km o kg/km.
- ITT 14. Consumi specifici per la movimentazione delle merce espressi in kTep/t*km.
- ITT 15. Consumi complessivi da motoveicoli-motocarri-motocicli-ciclomotori espressi in ktep/anno.
- ITT 16. Emissioni complessive di CO₂ da motoveicoli-motocarri-motocicli-ciclomotori espressi in tCO₂/anno.
- ITT 17. Consumi complessivi da altri veicoli espressi in kTep/anno.
- ITT 18. Emissioni complessive di CO₂ da altri veicoli espressi in tCO₂/anno.
- ITT 19. Numero di autovetture alimentate a Gpl e percorrenza complessiva.
- ITT 20. Numero di autovetture alimentate a Metano e percorrenza complessiva.
- ITT 21. Numero di autovetture elettriche e/o ibride e percorrenza complessiva.
- ITT 22. Mobilità su autovetture private espressa in P*km.
- ITT 23. Mobilità su mezzi pubblici su gomma espressa in P*km.
- ITT 24. Percorrenza complessiva dei veicoli di trasporto pubblico urbano a Gasolio su gomma espressa in km.
- ITT 25. Consumi totali dei veicoli di trasporto pubblico urbano a Gasolio su gomma espressi in t/anno.
- ITT 26. Percorrenza complessiva dei veicoli di trasporto pubblico extraurbano a Gasolio su Gomma espressa in km.
- ITT 27. Consumi totali dei veicoli di trasporto pubblico extraurbano a Gasolio su Gomma espressi in t/anno.
- ITT 28. Percorrenza complessiva dei veicoli del trasporto pubblico a Benzina su Gomma espressa in km.
- ITT 29. Consumi totali dei veicoli del trasporto pubblico a Benzina su Gomma espressi in t/anno.
- ITT 30. Percorrenza complessiva dei veicoli di trasporto pubblico a Gpl su Gomma espressa in km.
- ITT 31. Consumi totali dei veicoli del trasporto pubblico a Gpl/Metano su Gomma espressi in t/anno.
- ITT 32. Percorrenza complessiva dei veicoli di trasporto pubblico urbano a trazione elettrica su Gomma espressa in km.
- ITT 33. Percorrenza complessiva dei veicoli di trasporto pubblico urbano a trazione elettrica su Ferro espressa in km.
- ITT 34. Emissioni complessive di CO₂ da veicoli del Trasporto Pubblico su Gomma espressi in tCO₂/anno.
- ITT 35. Consumo specifico veicoli del trasporto pubblico a fonti fossili espressi in kg/km o l/km.
- ITT 36. Consumo specifico veicoli del trasporto pubblico su Gomma a trazione elettrica espresso in kwh/km.
- ITT 37. Consumo specifico veicoli del trasporto pubblico su Ferro a trazione elettrica espresso in kwh/km.
- ITT 38. Fattore di riempimento dei mezzi pubblici.
- ITT 39. Consumi complessivi di Metano per Trasporti Merci espressi in kTep/anno.

TRASPORTI MARITTIMI

- ITM 1.** Consumi totali di Olio Combustibile per il trasporto merci-passeggeri da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITM 2.** Consumi totali di Gasolio per il trasporto merci-passeggeri da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITM 3.** Consumi totali di altri combustibili per il trasporto merci-passeggeri da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITM 4.** Consumi totali di Olio Combustibile per il trasporto merci da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITM 5.** Consumi totali di Gasolio per il trasporto merci da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITM 6.** Consumi totali di altri combustibili per il trasporto merci da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITM 7.** Consumi totali di Gasolio per la Pesca espressi in t/anno.
- ITM 8.** Consumi totali di Benzina per la Pesca espressi in t/anno.
- ITM 9.** Consumi totali di Gasolio per il Diporto Nautico espressi in t/anno.
- ITM 10.** Consumi totali di Benzina per il Diporto Nautico espressi in t/anno.
- ITM11.** Consumi totali di Gasolio per i mezzi navali che effettuano il trasporto merci-passeggeri per le isole minori espressi in t/anno.
- ITM12.** Consumi totali di Metano per i mezzi navali che effettuano il trasporto merci-passeggeri sulle rotte nazionali da e per la Sardegna e quelle afferenti alle isole minori espressi in Mmc/anno.
- ITM 13.** Emissioni complessive di CO₂ da mezzi navali che effettuano le rotte per le isole minori espresse in t CO₂/anno.
- ITM 14.** Emissioni complessive di CO₂ dei mezzi del Diporto Nautico espresse in t CO₂/anno.
- ITM 15.** Emissioni complessive di CO₂ dei mezzi da Pesca espresse in t CO₂/anno.
- ITM 16.** Consumi totali di Gasolio per i mezzi navali delle capitaneria di porto espressi in t/anno.
- ITM 17.** Consumi totali di Gasolio per i mezzi civili delle amministrazioni pubbliche espressi in t/anno.
- ITM 18.** Consumi specifici per i mezzi civili delle amministrazioni pubbliche espressi in t/ora di navigazione.

TRASPORTI AEREI

- ITA 1.** Consumi totali di jetfuel per le rotte nazionali da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITA 2.** Consumi specifici di jetfuel per le rotte nazionali da e per la Sardegna espressi in t/ora di volo.
- ITA 3.** Consumi totali di jetfuel per le rotte internazionali da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITA 4.** Consumi specifici di jetfuel per le rotte internazionali da e per la Sardegna espressi in t/ora di volo.
- ITA 5.** Quantità di jetfuel erogato annualmente agli aeromobili da e per la Sardegna espressi in t/anno.
- ITA 6.** Consumi totali di jetfuel per i mezzi civili delle amministrazioni pubbliche espressi in t/anno.
- ITA 7.** Consumi specifici di jetfuel per i mezzi civili espressi in t/ora di volo.

TRASPORTI IN AGRICOLTURA

- ITAG 1.** Consumi totali di gasolio agricolo per autotrazione espressi in t/anno.

15.6 CONCLUSIONI

Come accennato in Premessa il Piano assume la forma di strumento flessibile in evoluzione sottoposto a continuo aggiornamento e revisione. Gli indicatori di cui ai paragrafi precedenti supportano in questa attività che verrà sviluppata

avvalendosi anche del Sistema Informativo Regionale Ambientale (SIRA) e dello speciale del Portale dell'amministrazione Regionale Piano Energetico Ambientale.

L'obiettivo primario è quello giungere alla pubblicazione annuale del Bilancio Energetico Regionale con cadenza annuale il Bilancio Energetico Regionale attraverso il quale comunicare l'evoluzione del sistema energetico regionale in tutte le sue parti e le sue interazioni con l'esterno. Questo rappresenterà uno strumento di continuo monitoraggio dello stato di attuazione delle azioni pianificate riportate nel capitolo 14.

RINGRAZIAMENTI

SI RINGRAZIA PER LA PREZIOSA COLLABORAZIONE NELLA REDAZIONE DEL PIANO:

Enti Pubblici, Enti di Ricerca

A.S.P.O. S.p.A. (Azienda Servizi Pubblici Olbia S.p.A.)

AEEG (Autorità Energia Elettrica e Gas)

Agenzia del Territorio Direzione Regionale della Sardegna

Agenzia delle Dogane e dei Monopoli

AGRIS (Agenzia per ricerca in agricoltura)

Archivio Notarile di Cagliari

ARPAS (Agenzia Regionale per la protezione dell'Ambiente della Sardegna)

ARST S.p.A. (Azienda Regionale Sarda Trasporti S.p.A.)

Assessorato dell'Agricoltura e Riforma Pastorale della Regione Autonoma della Sardegna

Assessorato della Difesa dell'Ambiente della Regione Autonoma della Sardegna

Assessorato degli Enti Locali, Finanze e Urbanistica della Regione Autonoma della Sardegna

Assessorato dell'Industria della Regione Autonoma della Sardegna - Servizio attività estrattive e recupero ambientale

Assessorato della Programmazione della Regione Autonoma della Sardegna - Centro Regionale di Programmazione

Assessorato dei Trasporti della Regione Autonoma della Sardegna

ATP Nuoro S.p.A. (Azienda Trasporti Pubblici Nuoro S.p.A.)

ATP Sassari S.p.A. (Azienda Trasporti Pubblici Sassari S.p.A.)

Autorità Portuale di Cagliari

Autorità Portuale di Olbia e Golfo Aranci

Banca d'Italia S.p.A.

Camera di Commercio di Cagliari

Camera di Commercio di Nuoro

Camera di Commercio di Oristano

Camera di Commercio di Sassari

Capitaneria di Porto di Cagliari

Capitaneria di Porto di La Maddalena

Capitaneria di Porto di Oristano

Capitaneria di Porto di Porto Torres

Capitaneria di Porto di Portoscuso

Carbosulcis S.p.A.

COGESTAT (Comando Generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Ufficio Controllo di Gestione)

Comune di Arborea

Comune di Ardauli

Comune di Bonorva

Comune di Bortigiadas

Comune di Furtei

Comune di Gonnoscodina

Comune di Ittireddu

Comune di Ittiri

Comune di La Maddalena

Comune di Masainas

Comune di Nurachi

Comune di Pattada

Comune di Sassari

Comune di Sestu

Comune di Setzu

Comune di Tortolì

Comune di Villanovaforru

Comune di Villanovafranca

Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Cagliari

Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Nuoro

Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Oristano

Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Sassari

Commissione Europea

Consorzio di Bonifica del Basso Sulcis

Consorzio di Bonifica del Cixerri

Consorzio di Bonifica della Gallura

Consorzio Di Bonifica Del Nord Sardegna

Consorzio di Bonifica della Nurra - Sassari

Consorzio di Bonifica d'Ogliastra

Consorzio di Bonifica dell'Oristanese

Consorzio di Bonifica della Sardegna Centrale

Consorzio di Bonifica della Sardegna Meridionale

Consorzio Industriale Provinciale di Cagliari

Consorzio Industriale Provinciale Carbonia Iglesias

Consorzio Industriale Provinciale Gallura

Consorzio Industriale Provinciale Medio Campidano

Consorzio Industriale Provinciale di Nuoro

Consorzio Industriale Provinciale Ogliastra

Consorzio Industriale Provinciale Oristanese

Consorzio Industriale Provinciale di Sassari

Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco Direzione Regionale Sardegna

CRENOS (Centro Ricerche Economiche Nord Sud)

CRESME (Centro Ricerche Economiche Sociali di Mercato per l'Edilizia e il territorio)

CTM S.p.A. (Consorzio Trasporti e Mobilità S.p.A.)

ENAS (Ente Acque della Sardegna)

ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile)

Eurostat

GEASAR S.p.A. (Società di Gestione ed all'Aeroporto di Olbia Costa Smeralda S.p.A.)

GME S.p.A. (Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.)

GSE S.p.A. (Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.)

INAIL – Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul Lavoro

IREPA (Istituto delle Ricerche Economiche per la Pesca e l'Acquacoltura)

ISFORT - Istituto Superiore di FOrmazione e Ricerca per i Trasporti

ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale)

ISTAT (Istituto Nazionale di Statistica)

LAORE (Agenzia per l'attuazione dei programmi regionali in campo agricolo e per lo sviluppo rurale)

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali

Ministero dello Sviluppo Economico

Politecnico di Milano - Energy Strategy Group

Presidenza della Regione - Direzione generale - Servizio della statistica regionale

Provincia del Medio Campidano

Provincia di Cagliari

Provincia di Carbonia Iglesias

Provincia di Nuoro

Provincia di Ogliastra

Provincia di Olbia Tempio

Provincia di Oristano

Provincia di Sassari

RIE (Ricerche Industriali Energetiche)

Sardegna Ricerche

SFIRS S.p.A.

SOGAER S.p.A. (Società di gestione dell'Aeroporto di Cagliari S.p.A.)

SOGEAAL S.p.A. (Società di Gestione dell'Aeroporto di Alghero S.p.A.)

SOGEAOR S.p.A. (Società di Gestione dell'Aeroporto di Oristano S.p.A.)

Sotacarbo S.p.A. (Società Tecnologie Avanzate Carbone S.p.A.)

Trenitalia S.p.A.

Università degli Studi di Cagliari

Università degli Studi di Sassari

ZIR Macomer

ZIR Predda Niedda

ZIR Tempio

Associazioni

A.C.I. (Automobile Club d'Italia)

AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali)

Anfus (Associazione Nazionale Fumisti e Spazzacamini)

ANIMA (Associazione Nazionale Industria Meccanica Varia ed Affine)

Assocosma (Associazione Nazionale Costruttori Stufe)

Assocostieri

Assogasliquidi

Assolterm (Associazione Italiana Solare Termico)

Assopellet

Assopetroli Assoenergia Coordinamento della Sardegna

Assotermica (Associazione Produttori apparecchi e componenti per impianti termici)

Ceced Italia (Associazione Nazionale Produttori di Apparecchi Domestici e Professionali)

CGIL

CISL

CNA (Confederazione Nazionale dell'Artigianato) Sardegna

COAER (Associazione dei costruttori di apparecchiature ed impianti aeraulici)

Confapi Sardegna

Confartigianato Sardegna

Confcommercio Sardegna

Confcooperative Sardegna

Confindustria Sardegna

Legacoop Sardegna

Rete professioni Tecniche Sardegna

UIL

Società

A.D. di Murino Paolo & C.SAS

Air Liquide Service S.r.l.

Akhela S.r.l.

Alcoa S.r.l.

Anticimex S.r.l.

Anti Corrosione Sulcis

API Holding S.p.A.

Autodemolizioni Muntoni Rolando

Autolavaggio Masia S.n.c.

Autoricambi Tharros S.r.l.

Azienda Agricola Agrituristica Sa Tanca Luscenti di Mandaresu Anna

Banchiero S.r.l.

Bekaert Sardegna S.p.a.

Brundu S.r.l.

Butangas S.p.A.

CA.GI.MA. S.r.l.

Calcestruzzi S.p.a.

Camping Pini e Mare S.a.s.

Cantina di Calasetta Soc. Coop. Agricola

Cantina di Santadi Soc. Coop. Agricola

Casa dell'Anziano Melania S.r.l.

Cementi Centro Sud S.p.A.

C.E.T.I.S. S.r.l.

Clea S.p.a.

CMF S.p.a.

CONGIU DI CONGIU FRANCESCO & C S.N.C.

CONSULNET S.r.L

Corstyrene Italie S.r.l.

COSEAM S.p.A.

CPL Concordia

Delcomar S.r.l. Compagnia di Navigazione

DEMI S.p.A.

De Vizia Transfer S.p.a.

Dilamar S.r.l.

Ditta Ciro Formisano

Enel Distribuzione S.p.A.

Enel Produzione S.p.A.

Enermar Trasporti S.r.l.

ENI S.p.A.

EON Produzione S.p.A.

Esso Italiana S.r.l.

EurAllumina S.p.A.

Fiamma 2000 S.p.A.

Fontenergia S.r.l.

F.Ili Ibba S.r.l.

F.Ili Pinna Industria Casearia S.p.A.

FRI.GEN. SRL

Geom. Giuseppe Angius. Cos.srl

Gennarelli Guido Officine Meccaniche

Giovanni Uggias E Figli
Gisca Ecologica S.a.s.
Grimaldi Compagnia di Navigazione S.p.A.
Gruppo Grendi
G.S. Servizi Trasporti Logistica S.r.l.
GUIDO RUGGIU S.r.l.
Heineken Italia S.p.A.
IFRAS S.p.a.
I.G.S. INDUSTRIA GRANITI SARDI S.r.l.
Impresa Manca S.p.A.
Infrastrutture S.r.l.
Ing. Luigi Conti Vecchi S.p.A.
IRECO S.r.l.
ISGAS S.p.A.
IS MOLAS S.p.A.
Kuwait Petroleum Italia S.p.A.
La Rinascente S.p.A.
Latteria Soc. Coop. San Pasquale
Liquigas S.p.A.
LOR. CAL. S.r.l.
MAC Sardegna Industriale S.rl.
Mario Seruis Automobili S.r.l.
MARR S.p.a.
Matrìca S.p.A.
Medea S.p.A.

Metalla S.r.l.
Metal Sulcis Società Cooperativa
Moby S.p.A.
Nissan Italia S.r.l.
Oleificio Spiga San Sperate
Ondulor S.r.l.
Ottana Energia S.p.A.
Ottana Polimeri
Podda Stefano Autotrasporti Movimento Terra
Podda Vetri S.r.l.
Polo Termica S.r.l.
Porcu e Pinna S.n.c.
Portovesme S.r.l.
Premix S.r.l.
Pria Graniti S.r.l.
Profilmetal di Freguia Claudio
Remosa Service S.r.l.
Renato Cambuli S.r.l.
SA.EL. S.r.l.
Saida S.p.A.
Saras S.p.A.
Sardachem S.r.l.
SARDAMACERO di Fiorello Guglielmo S.r.l.
Sarda Rottami S.r.l.
Sardinja Graniti S.r.l.

Saremar S.p.A.

SERENISSIMA CIR INDUSTRIE CERAMICHE S.p.A.

SASOL Italy

S.C.S.D. Nettuno

Serrerri Leonardo

Shell Italia S.p.A.

SIDERPIRINA SAS di Sanna Pasqualina & C.

Sidigas S.p.A.

Sinergas S.p.A.

S.I.T.C.O. S.p.A.

SIVA Automobili S.r.l.

Soc Coop. Agricola 27 Febbraio

Società Sarda di Bentonite Srl

Sodigas S.p.A.

Syndial S.p.A.

Sugherificio Caputo S.r.l.

Sugherificio Cossu S.r.l.

Sugherificio Palitta Sr.l.

Surgelsarda S.a.s.

Surrau S.r.l.

Svi.mi.sa. S.p.A.

Tamoil Italia S.p.A.

Termotecnica Sarda S.r.l.

Terna S.p.A.

TIRRENIA S.p.A.

Tofar S.r.l. Società Agricola

Totalerg S.p.A.

Trasporti Sulcitani S.r.l.

Ultragas S.p.A.

Vacanze 90 S.r.l.

Verde Vita S.r.l.

Villacidro Agricole S.a.r.l.

Versalis S.p.A.

VI.MUR. S.r.l.