

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO E OPERE CONNESSE**  
**LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALIA SPV 16 S.R.L.**  
**POTENZA IMPIANTO 33,81 MW e 7,80 MW DI ACCUMULO**

**Proponente**

**LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALIA SPV 16 S.R.L.**

VIA GIACOMO LEOPARDI, 7 - 20123 MILANO (MI) - P.IVA: 12593760965 - PEC: [lightsourcespv\\_16@legalmail.it](mailto:lightsourcespv_16@legalmail.it)

**Progettazione** 

**Ing. Antonello Rutilio**

VIA R. ZANDONAI 4 - 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 - PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 - email: [a.rutilio@incico.com](mailto:a.rutilio@incico.com)

**Collaboratori** 

**Ing. Lorenzo Stocchino**

VIA R. ZANDONAI 4 - 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 - PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 - email: [l.stocchino@incico.com](mailto:l.stocchino@incico.com)

**Coordinamento progettuale** 

**SOLAR IT S.R.L.**

VIA ILARIA ALPI 4 - 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 - PEC: [solarit@lamiappec.it](mailto:solarit@lamiappec.it)

Tel.: +390425 072 257 - email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)

**Titolo Elaborato**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

| LIVELLO PROGETTAZIONE | CODICE ELABORATO | FILE NAME                                   | DATA       |
|-----------------------|------------------|---|------------|
| DEFINITIVO            | PD_REL31         | 23SOL11_PD_REL31-Relazione Urbanistica.docx | 31/03/2023 |

**Revisioni**

| REV. | DATA      | DESCRIZIONE              | ESEGUITO | VERIFICATO | APPROVATO |
|------|-----------|--------------------------|----------|------------|-----------|
| 0    | MARZO '23 | EMISSIONE PER PERMITTING | GE       | GC         | IMG       |



**COMUNE DI PAULI ARBAREI (SU) - COMUNE DI LUNAMATRONA (CA)**

**REGIONE SARDEGNA**



# Studio di inserimento urbanistico

## INDICE

|   |    |
|---|----|
| Premessa.....   | 1  |
| 1.1 Presentazione dell'intervento .....   | 1  |
| 1.2 Dati generali del progetto .....  | 4  |
| 2 Tutele e vincoli .....  | 6  |
| 2.1 Programmazione energetica .....   | 6  |
| 2.1.1 Orientamenti e indirizzi comunitari.....  | 6  |
| 2.1.2 Orientamenti e indirizzi nazionali.....   | 6  |
| 2.1.3 Documento di indirizzo - Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in<br>Sardegna (PARERS)..... | 8  |
| 2.1.4 Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna (PEARS) 2015-2030.....                                       | 15 |
| 2.1.5 Pianificazione territoriale .....   | 33 |
| 2.1.6 Pianificazione urbanistica .....  | 40 |
| 2.1.7 Pianificazione settoriale.....  | 44 |
| 2.1.8 Aree naturali protette a vario livello e siti Natura 2000 istituiti .....                                 | 53 |
| 3 Conclusioni.....  | 55 |

## Premessa

Il presente documento rappresenta lo Studio di Inserimento Urbanistico (SIU), per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da realizzarsi nel territorio comunale di Pauli Arbarei (su) e di Lunamatrona (SU), Regione Sardegna

Il progetto in esame ha come finalità la realizzazione di un impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile tramite l'impiego di pannelli fotovoltaici, che verrà installato a terra su struttura infissa.

|                            |  |
|----------------------------|--|
| DENOMINAZIONE IMPIANTO     | Pauli Arbarei Lightsource Renewable Energy Italy Spv 16 S.R.L. |
| POTENZA NOMINALE DC (MWp)  | 33,81  |
| POTENZA PRODUZIONE AC (MW) | 33,21  |
| POTENZA STORAGE AC (kWac)  | 7.800  |

L'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV di una futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Ittiri-Selargius". Parte dell'energia prodotta servirà per il mantenimento delle batterie di accumulo. La restante energia prodotta verrà immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso. L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti. La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali e dall'altro degli standard costruttivi propri della Società proponente

L'elaborato è stato redatto analizzando il rapporto del progetto in esame con il quadro normativo e gli strumenti di pianificazione vigenti nelle aree interessate dagli interventi di realizzazione dell'impianto, tenendo conto, quale area di studio, del più vasto contesto territoriale in cui le opere sono calate.

### 1.1 Presentazione dell'intervento

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto agrivoltaico associato alla proponente Società Lightsource Renewable Energy Italy Spv 16 S.R.L. con sede in Via Giacomo Leopardi 7 (MI).

Il progetto in questione prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico di potenza nominale (DC) pari a 33.81 MWp da realizzare in **regime agrivoltaico**, nel rispetto delle **"Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici"** (giugno 2022) predisposte su iniziativa del MiTE per le finalità di cui al D.Lgs. n.199/2021.

Nel suo complesso, il progetto ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo

ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 7m, quelli inerenti le strutture fisse, e 8m, quelli dei tracker, in modo da consentire la coltivazione tra le interfila e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da assicurare una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto.

Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a 49,59 ha, dei quali la superficie lorda sede delle infrastrutture di progetto e delle opere di mitigazione, completamente recintata, è pari a ca. 39,12 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrivoltaico consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere saranno rese disponibili per fini agronomici.

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida del MITE**, il presente progetto è definito come impianto agrivoltaico in quanto rispondente ai seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi. Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

#### *A.1 Superficie minima per l'attività agricola*

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola.

Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico,  $S_{tot}$ ) che *almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA)*.

| DATI IMPIANTO  |         |
|--|---------|
| Superficie Recintata [mq]  | 404.614 |
| Superficie Copertura Moduli FV [mq]                              | 150.393 |
| Superficie per pascolo [mq al netto di strade, cabinati etc etc] | 383.599 |

| A.1 - SUPERFICIE MINIMA PASTORALE [mq]<br>$S_{\text{pastorale}} \geq 0,7 \times S_{\text{tot}}$ |
|---|
| 283.230   |

| A.1 - $S_{\text{pastorale}}$ [mq] |
|-----------------------------------|
| 383.599<br>requisito rispettato   |

#### A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Come già detto, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità".

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia (dal 2010 al 2013) la densità di potenza media delle installazioni a terra risultava pari a circa 0,6 MW/ha, relativa a moduli fotovoltaici aventi densità di circa 8 m<sup>2</sup>/kW (ad. es. Singoli moduli da 210 W per 1,7 m<sup>2</sup>). Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

L'evoluzione tecnologica ha reso disponibili moduli fino a 350-380 W (a parità di dimensioni), che consentirebbero, a parità di percentuale di occupazione del suolo (circa 50%), una densità di potenza di circa 1 MW/ha. Tuttavia, una ricognizione di un campione di impianti installati a terra (non agrivoltaici) in Italia nel 2019-2020 non ha evidenziato valori di densità di potenza significativamente superiori ai valori medi relativi al Conto Energia.

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico.

Al fine di non limitare l'aggiunta di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

| A.2 - PERCENTUALE SUPERFICIE COPERTA DA FV [mq]<br>$LAOR \leq 40\%$ |
|---|
| 37,17<br>requisito rispettato                                       |

Come dettagliato nella "Relazione pedo-agronomica" di cui all'elab. di progetto

“23SOL11\_PD\_REL26.00” a cui si rimanda, per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato un piano colturale che prevede interventi di miglioramento e incremento produttivo del pascolo. Infatti, l'analisi floristica presenta tre facies vegetazionali ben definite in connessione con lo stesso numero di situazioni definite dalle proprietà pedologiche.

- Facies A presenta il più alto valore di pascolo (50,6).
- Facies B e, in particolare, facies C, connesse con aree di pascolo interessate da ristagno idrico causati da caratteristiche fisiche e strutturali peculiari del suolo, hanno valori di pascolo più bassi, ma ancora elevata per la presenza di specie a buon valore pascolativo. L'analisi delle caratteristiche idrodinamiche mette in evidenza i limiti di umidità da considerare per il corretto utilizzo del suolo a pascolo. In tali aree, semplici opere per favorire il deflusso dell'acqua in eccesso allungherebbero il periodo di pascolo, con il conseguente aumento nel loro valore agronomico.

Possiamo affermare che questi pascoli “naturali” rappresentano la principale fonte di mangime per gli animali con un alto livello di biodiversità.

La descrizione delle complesse dinamiche dei suoli conferma l'alto livello di biodiversità che si trova nei seminativi e/o prati pascolo esaminati, sia per vegetazione, umidità e caratteristiche pedologiche.

La facies fitopastorali varia in modo particolare per quanto riguarda le differenze di frequenza delle diverse specie vegetali, nelle variazioni di profondità e di impermeabilizzazione degli orizzonti sulle condizioni idrodinamiche del suolo. Nonostante questo, le zone interessate alla semina di graminacee e/o leguminose e/o prati pascolo migliorati, possiedono un buon valore pascolativo per la presenza di specie aventi alto valore foraggero. Il limite dei suoli in esame è costituito dal suo uso parziale alla presenza di animali al pascolo, perchè si adattano male ai lunghi periodi di ristagno.

Le soluzioni che emergono suggeriscono i modi per migliorare le caratteristiche floristiche caratteristiche del suolo, con conseguenti aspetti agronomici di riqualificazione dell'area e allo stesso tempo alla sua preservazione possibili degradi causati da un uso improprio da parte di eccessivi calpestii degli animali

L'impianto fotovoltaico sarà caratterizzato da un elettrodotto in cavo alla tensione nominale di esercizio di 36 kV che collega l'impianto stesso alla nuova Stazione Elettrica (SE) in entra-esce alla linea RTN 380 kV “Ittiri-Selargius”. L'elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di collegamento del sistema di alta tensione saranno direttamente posati all'interno della trincea scavata. L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza della cabina di interfaccia) e fino alla nuova SE ad una tensione nominale di 36 kV. Secondo le modalità indicate nella Soluzione Tecnica Minima Generale la linea suddetta verrà elevata a 150 kV tramite trasformatore AT/AT installato nella nuova SE.

## 1.2 Dati generali del progetto

Nella Tabella 0.1 sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 0.1 – Dati di progetto

| ITEM                                      | DESCRIZIONE  |
|---|--|
| Richiedente                               | LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALY SPV 9 S.R.L.                |
| Luogo di installazione:                   | Comune di Pauli Arbarei (SU) – Comune di Lunamatrona           |
| Denominazione impianto:                   | Pauli Arbarei Lightsource Renewable Energy Italy Spv 16 S.R.L. |
| Dati catastali area impianto in progetto: | Vedere PD_REL17  |

| ITEM                                       | DESCRIZIONE  |
|--|--|
| Potenza di picco (MWp):                    | 33,81 MWp  |
| Informazioni generali del sito:            | Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto             |
| Connessione:                               | Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI  |
| Tipo strutture di sostegno:                | Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Trackers monoassiali<br>Strutture ad inseguimento solari disposte in direzione Nord-Sud |
| Inclinazione piano dei moduli:             | Inclinazione massima di circa 60°  |
| Azimuth di installazione:                  | 0°   |
| Cabine PS:                                 | n.10 distribuite nell'area del campo fotovoltaico  |
| Posizione cabina elettrica di interfaccia: | n.1 nell'area del campo fotovoltaico   |
| Storage                                    | BESS – 10,40 MWh   |
| Rete di collegamento:                      | 36 kV a una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione RTN 380/150/36 kV  |
| Coordinate:                                | 39° 39' 37.10" N<br>08° 55' 21.80" E.<br>Altitudine media 140 m s.l.m.   |

## 2 Tutele e vincoli

### 2.1 Programmazione energetica

Prima di procedere all'analisi della pianificazione energetica regionale pare opportuno fare un accenno al quadro di riferimento normativo energetico, in particolare riguardo alle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), e agli indirizzi comunitari e nazionali di carattere strategico e di indirizzo.

#### 2.1.1 Orientamenti e indirizzi comunitari

- **Roadmap 2050:** guida pratica per la decarbonizzazione degli stati europei. Entro il 2050 si prevede una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'80% rispetto ai livelli del 1990 in tutta l'Unione Europea. Entro il 2030 si prevede una riduzione del 40% e entro il 2040 una riduzione del 60%. Si specifica che, **entro il 2050, il settore "Produzione e distribuzione di energia" dovrebbe ridurre quasi annullare le emissioni di CO2 attraverso il ricorso a fonti rinnovabili o a basse emissioni.**
- **Pacchetto Clima-Energia 2030:** tappa intermedia per conseguire gli obiettivi di lungo termine previsti dalla Roadmap 2050. Rispetto agli obiettivi imposti per il 2020 viene alzato al 40% (rispetto al 1990) il taglio delle emissioni di gas serra, **sale al 27 % dei consumi finali lordi la quota percentuale di rinnovabili che compongono il mix energetico** e l'incremento dell'efficienza energetica è fissato al 27%.
- **Direttiva Efficienza Energetica:** risparmio di chilowattora dell'energia primaria utilizzata, riduzione delle emissioni di gas serra, sostenibilità delle fonti energetiche primarie, limitazione dei cambiamenti climatici, rilancio della crescita economica, creazione di nuovi posti di lavoro, aumento della competitività delle aziende.
- **Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (Direttiva 2009/28/EC):** modifica e abroga le precedenti direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE e crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea al fine di ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti. L'obiettivo è quello di portare la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% per il settore dei trasporti entro il 2020.
- **Direttiva Emission Trading (Direttiva 2009/29/CE):** regola in forma armonizzata tra tutti gli stati membri le emissioni nei settori energivori, che pesano per circa il 40% delle emissioni europee, stabilendo un obiettivo di riduzione complessivo per tutti gli impianti vincolati dalla normativa del -21% al 2020 rispetto ai livelli del 2005.

#### 2.1.2 Orientamenti e indirizzi nazionali

- **Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, è finalizzato:**
  - a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
  - b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'articolo 3, comma 1;
  - c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
  - d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.
- **D.Lgs. n.28/2011:** Legge quadro sull'energia, recepisce la Direttiva 2009/28 definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi, il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota energia da fonti rinnovabili.
- **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 Marzo 2012 "Burden Sharing":** definisce e quantifica gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili, assegnando a ciascuna Regione

una quota minima di incremento dell'energia (elettrica, termica e trasporti) prodotta con fonti rinnovabili (FER), necessaria a raggiungere l'obiettivo nazionale al 2020 del 17% del consumo finale lordo assegnato dall'Unione Europea all'Italia con Direttiva 2009/28.

- **D.M. Sviluppo Economico dell'11 maggio 2015:** formalizza la metodologia di monitoraggio degli obiettivi del "Burden Sharing", comportando l'avvio di una fase che prevede obblighi stringenti a carico di tutte le Regioni in termini di monitoraggio, controllo e rispetto dei propri obiettivi finali e intermedi.
- **D.M. Sviluppo Economico 23 giugno 2016:** incentiva l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Il periodo di incentivazione avrà durata di vent'anni.
- **Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017:** approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con Decreto 10 novembre 2017. Focalizzato su tre obiettivi principali al 2030 in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia:
  - Migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
  - Raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
  - Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il miglioramento della competitività del Paese richiede interventi per ridurre i differenziali di prezzo per tutti i consumatori, il completamento dei processi di liberalizzazione e strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevedendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione. La crescita sostenibile si attua promuovendo ulteriormente la diffusione delle energie rinnovabili, favorendo gli interventi di efficientamento energetico, accelerando la decarbonizzazione e investendo in ricerca e sviluppo. La SEN prevede i seguenti target quantitativi:

- Efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- Fonti rinnovabili: 285 di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015. In termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2 del 2015; in una quota di rinnovabili sui trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- Riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2€/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35€/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- Cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- Razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio verso la decarbonizzazione al 2050; una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 rispetto al 1990;
- Raddoppio degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- Promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- Nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- Riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% nel 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno

e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

- **Piano di Azione per l'Efficienza Energetica 2017:** riporta le misure attive introdotte con il decreto di recepimento della Direttiva 2012/27/UE e quelle in via di predisposizione, stimando l'impatto atteso in termini di risparmio di energia per settore economico. Nello specifico, descrive le misure a carattere trasversale come il regime obbligatorio di efficienza energetica dei certificati bianchi, le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del parco edilizio e il conto termico.
- **Schema di D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico per incentivazione fonti rinnovabili elettriche 2018-2020 (FER 1):** regola, per il triennio 2018-2020, l'incentivazione delle rinnovabili elettriche più vicine alla competitività (eolico onshore, solare fotovoltaico, idroelettrico, geotermia tradizionale, gas di discarica e di depurazione); secondo le previsioni dello schema l'accesso agli incentivi avverrebbe prevalentemente tramite procedure competitive basate su criteri economici, in modo da stimolare la riduzione degli oneri sulla bolletta e l'efficienza nella filiera di approvvigionamento dei componenti; saranno tuttavia valorizzati anche criteri di selezione ispirati alla qualità dei progetti e alla tutela ambientale e territoriale. L'obiettivo è quello di massimizzare la quantità di energia rinnovabile prodotta, facendo leva proprio sulla maggiore competitività di tali fonti; la potenza messa a disposizione sarebbe di oltre 6.000 MW, che potrebbe garantire una produzione aggiuntiva di quasi 11TWh di energia verde.ù+
- **Decreto Legge 31 maggio 2021, n.77, Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.** Definisce il quadro normativo nazionale finalizzato a semplificare e agevolare la realizzazione degli obiettivi stabili dal PNRR, di cui al regolamento UE 20217241 del parlamento europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021, dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 di cui al Regolamento UE 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018

### 2.1.3 Documento di indirizzo - Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna (PARERS)

In linea con gli obiettivi e le strategie comunitarie e nazionali, la Regione Autonoma della 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 assumendo come 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.

Dal 2009 la Regione ha implementato questo processo in una serie di atti normativi e documenti.

Nel merito, con la **D.G.R. n.43/31 del 6.12.2010** è stato dato mandato all'Assessore dell'Industria per:

- 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, contestualmente, all'attivazione della procedura di Valutazione Ambientale Strategica in qualità di Autorità procedente;
- 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.12/21 del 20.03.2012** la Giunta ha approvato il "**Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili in Sardegna**": tale atto contiene gli scenari energetici necessari al raggiungimento dell'obiettivo specifico del 17,8 % di copertura dei consumi finali lordi di energia con fonti rinnovabili nei settori elettrico e termico, assegnato alla Sardegna con Decreto del Ministero dello

Sviluppo Economico del 15.03.2012 “*Burden Sharing*”, potendosi indicare come il “**Piano d’azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna**” previsto dall’art. 6, co. 7 della L.R. n.3/2009, quale piano stralcio del PEARS, che, di fatto, è chiamato a riprenderne e sviluppare le analisi e le strategie.

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 (PAN-FER).

Dopo la ricostruzione dell’evoluzione storica delle linee di indirizzo e degli strumenti normativi e pianificatori europei, nazionali e regionali per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, il documento si sofferma sull’Analisi del sistema energetico regionale (Bilancio energetico con focus sui vari settori, Scenari evolutivi, Criticità legate al sistema di trasmissione e distribuzione) per delineare due scenari obiettivo (di Sviluppo Base e di Sviluppo Limite) associati al burden sharing energetico di cui al D.M. 15 Marzo 2012 e le Azioni di Piano.

Nello specifico, per quel che riguarda il **settore elettrico** l’analisi comparata dei dati viene svolta sulla base delle serie storiche resi disponibili dalla banca dati di TERNA nel periodo 2006-2010 come richiamato nella tabella successiva.

Tabella 2.1: PARERS – Bilancio energia elettrica Sardegna 2006-2010. Dati in GWh (Fonte: Terna S.p.A.)

|  | 2006                  | 2007            | 2008            | 2009            | 2010            |                 |
|--|-----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Produzione idroelettrica               | 691,5                 | 611,9           | 641,3           | 748,3           | 662,2           |                 |
| Termoelettrica tradizionale            | 13.860,2              | 13.591,4        | 12.894,4        | 12.709,4        | 12.361,8        |                 |
| Geotermoelettrica                      | 0,0                   | 0,0             | 0,0             | 0,0             | 0,0             |                 |
| Eolica                                 | 575,2                 | 590,2           | 615,6           | 710,8           | 1.036,1         |                 |
| Fotovoltaica                           | 0,0                   | 1,5             | 7,9             | 31,2            | 74,4            |                 |
| <b>Produzione lorda</b>                | <b>15.126,9</b>       | <b>14.794,9</b> | <b>14.159,2</b> | <b>14.199,6</b> | <b>14.134,4</b> |                 |
| Servizi ausiliari della Produzione     | -1.052,9              | -1.101,9        | -1.014,5        | -1.049,6        | -987,2          |                 |
| <b>Produzione netta</b>                | <b>14.074,0</b>       | <b>13.693,0</b> | <b>13.144,8</b> | <b>13.150,0</b> | <b>13.147,2</b> |                 |
| Energia destinata ai pompaggi          | -514,9                | -426,0          | -513,5          | -443,7          | -352,0          |                 |
| <b>Produzione destinata al consumo</b> | <b>13.559,1</b>       | <b>13.267,0</b> | <b>12.631,2</b> | <b>12.706,3</b> | <b>12.795,3</b> |                 |
| Saldo import/export con l'estero       | -486,7                | -616,8          | -636,1          | -638,5          | -580,1          |                 |
| Saldo con le altre regioni             | -337,2                | -53,0           | 482,2           | -257,9          | -441,1          |                 |
| <b>Fabbisogno</b>                      | <b>12.735,2</b>       | <b>12.597,2</b> | <b>12.477,3</b> | <b>11.809,9</b> | <b>11.774,0</b> |                 |
| Perdite                                | -514,8                | -801,1          | -542,2          | -566,0          | -600,3          |                 |
| Consumi                                | Autoconsumo           | 1.127,4         | 0,0             | 932,0           | 816,7           | 908,2           |
|  | Mercato libero        | 6.694,9         | 6.908,6         | 8.090,6         | 7.672,4         | 7.640,2         |
|  | Mercato tutelato      | 4.398,1         | 3.845,6         | 2.912,5         | 2.754,8         | 2.625,3         |
|  | <b>Totale Consumi</b> | <b>12.220,4</b> | <b>11.796,0</b> | <b>11.935,1</b> | <b>11.243,9</b> | <b>11.173,8</b> |

In termini generali, l’analisi dei dati di bilancio pone in evidenza come, mentre la produzione destinata al consumo sia rimasta pressoché costante, l’energia richiesta per la domanda interna ha subito una flessione con la conseguenza che il supero di produzione ha contribuito ad alimentare una crescente esportazione.

Venendo, quindi, agli scenari di sviluppo dei consumi, sono stati analizzati tre differenti possibili evoluzioni, quali:

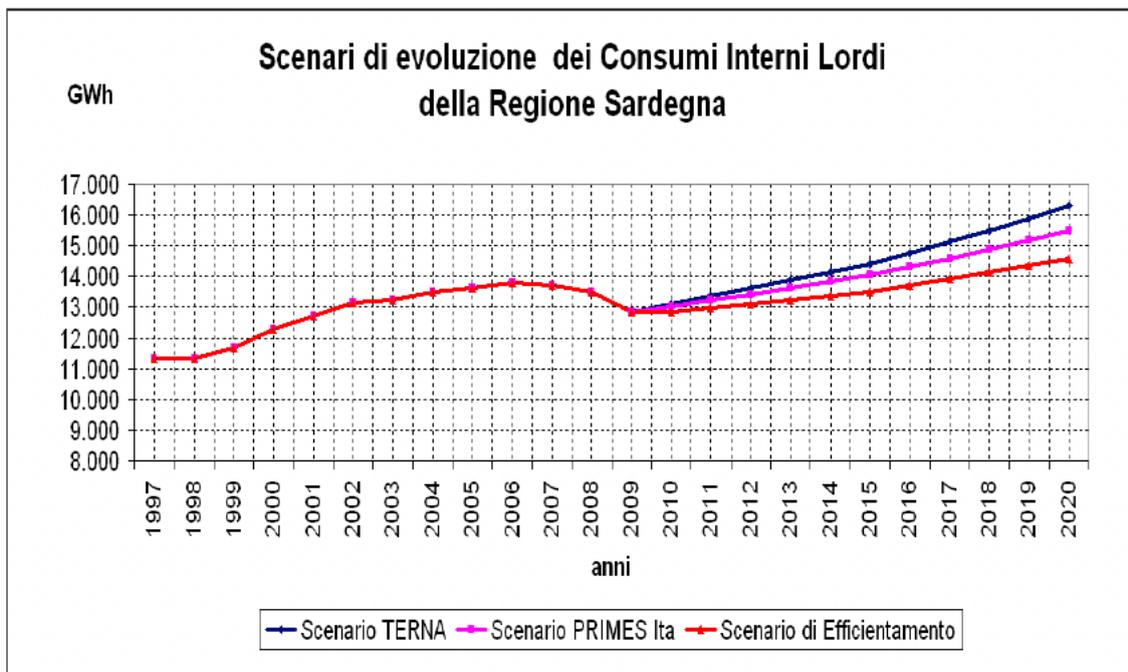
- a) classica, **business as usual (BAU)**, basata sulle indicazioni fornite da Terna relativamente alle proiezioni di consumo per la Regione Sardegna, che prevedono un tasso di crescita dei consumi dell'1,9% annuo sino al 2015 e 2,5% annuo dal 2015 al 2020;
- b) **di tipo conservativo** che prevede un tasso di crescita dei consumi dell'1% annuo sino al 2015 e 1,5% annuo dal 2015 al 2020;
- c) **di riferimento**, basata sull'estensione del modello di tipo europeo utilizzato per la determinazione degli scenari di consumo italiani, alla Sardegna.

Inoltre, è stata altresì condotta un'analisi relativa al possibile trasferimento di parte dei consumi dei trasporti e termici al settore elettrico, utilizzando come riferimento il modello PRIMES di equilibrio parziale del sistema energetico dell'Unione Europea impiegato nell'elaborazione di previsioni, scenari ed analisi di impatto di politiche e misure nel settore dell'energia al 2030.

I risultati finali di tale analisi hanno condotto a valori di consumo simili a quelli definiti dallo scenario TERNA.

Pertanto, quest'ultimo è stato considerato come limite superiore della fascia di variazione dei consumi attesi: il risultato delle attività di definizione di scenari è riportato nella figura successiva.

Figura 2-1 - PARERS - Scenari di evoluzione dei Consumi interni Lordi della Regione Sardegna (elab. RAS)



In conclusione, accogliendo l'ipotesi di scegliere come riferimento le condizioni di scenario più cautelative per l'applicazione del Burden Sharing, corrispondente alle condizioni di consumo finale maggiori (scenario TERNA) i consumi finali lordi di energia elettrica attesi della Regione Sardegna al 2020 risultano pari a circa 1.200 kTep.

Passando alla disamina delle infrastrutture per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, il PARERS afferma che nonostante essa costituisca attualmente l'infrastruttura energetica maggiormente sviluppata e capillarmente diffusa nell'Isola, il sistema elettrico sardo presenta alcuni elementi di criticità, per quanto riguarda, in particolare, il sistema di trasmissione in alta e altissima tensione che ha una configurazione debolmente magliata nel caso della rete a 220kV e priva di una magliatura nella rete a 380 kV. Da cui ne consegue l'esposizione del sistema elettrico a problemi di qualità e stabilità della fornitura, compensati grazie alla presenza di una potenza rotante di riserva pari a circa 80% della potenza massima richiesta.

Nel merito, lo stato dell'infrastruttura elettrica sarda limita lo sfruttamento e l'utilizzabilità delle fonti

energetiche non programmabili (fonti rinnovabili), limitandone il suo potenziale e la contabilizzazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi preposti. Sulla base di tali osservazioni lo sviluppo di un piano sulle fonti energetiche rinnovabili non può prescindere dallo sviluppo contemporaneo del sistema infrastrutturale, non solo di trasmissione, ma soprattutto di distribuzione. Inoltre, se si considerano le tempistiche di sviluppo della rete e le dinamiche di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, non si può prescindere anche dallo sviluppo di un sistema di accumulo elettrico distribuito, necessario per la stabilizzazione del sistema energetico in virtù della possibilità di trasformare profili di produzione non programmabili in sistemi con profili di produzione programmabili, determinando conseguentemente l'incremento del tasso di utilizzo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile.<sup>1</sup>

In conclusione, il Piano in analisi ribadisce che lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili sul sistema energetico elettrico deve necessariamente essere accompagnato da misure di rinforzo della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e, in particolare, del sistema di accumulo energetico distribuito, idoneo a garantire lo sviluppo e l'implementazione di meccanismi di gestione delle reti elettriche di prossima generazione ("smart grid"). La mancanza di misure di questo tipo imporrà necessariamente un limite fisiologico alla gestione dei flussi di energia elettrica prodotti da fonti rinnovabili non programmabili che, inevitabilmente, determinerà una riduzione di producibilità sia per la fonte eolica che per la fonte solare (misure di interrompibilità delle fonti non programmabili, già operativa per l'eolico e che lo sarà tecnicamente anche per il fotovoltaico installato dopo il 01/01/2013).

In quanto alla definizione degli scenari di sviluppo "base" (ragionevole) e "limite" ai fini del raggiungimento degli obiettivi derivante dal Decreto di *burden sharing* energetico, il Piano in esame assume come anno di riferimento il 2020, rispetto al quale pone per il comparto elettrico le configurazioni di seguito riportate, relative, rispettivamente, al comparto elettrico complessivo e al compendio per tipologia di fonte.

### **O1: 15 %. Scenario di sviluppo base**

Lo scenario O1:15% è definito di "base" poiché si fonda su ipotesi che si dovrebbero ragionevolmente realizzare in base all'analisi della normativa vigente, del mercato delle fonti energetiche rinnovabili, dall'esperienza pluriennale sull'andamento dei processi autorizzativi regionali degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili conclusi o in fase di conclusione.

---

<sup>1</sup> Cfr.: PARERS, Par. 3.6 "Infrastrutture: criticità del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia".

Tabella 2.2 - PARERS - O1:15%. Scenario Ragionevole. Quadro complessivo comparto elettrico

| O1:15% - Comparto Elettrico (FER-E)            |                    |                         |                  |               |
|--|--------------------|-------------------------|------------------|---------------|
| fonte  | potenza installata | ore annue funzionamento | Energia prodotta |               |
|  | [MW]               |                         | GWh              | kTep          |
| Idroelettrico                                  | 466                | -                       | 228              | 19,60         |
| Solare – FV installato Dic.-2011 <sup>18</sup> | 320                | 1.400                   | 448              | 38,52         |
| Solare - FV Grandi Impianti                    | 80                 | 1.400                   | 112              | 9,63          |
| FV- GSE impianti inferiori 200 kWp             | 170                | 1.400                   | 238              | 20,46         |
| FV-DIgs 28/2011 abitazioni                     | 40                 | 1.400                   | 56               | 4,82          |
| Solare FV a concentrazione                     | 80                 | 1.800                   | 144              | 12,38         |
| Solare Termodinamico                           | 5                  | 2.400                   | 12               | 1,03          |
| Eolico on shore                                | 1.500              | 1.700                   | 2.550,0          | 219,26        |
| Biomasse in RSU                                | 6,8                | -                       | 43,5             | 3,74          |
| Biomasse solide diverse da RSU                 | 87                 | 5.400                   | 469,8            | 40,40         |
| Biogas   | 3                  | 4.000                   | 12               | 1,03          |
| Gas da discarica                               | 6,4                | -                       | 34,4             | 2,96          |
| Bio liquidi                                    | 175                | 8.000                   | 1.400,0          | 120,38        |
| Impianti ibridi (co-combustione)               | 580                | -                       | 240              | 20,64         |
| <b>TOTALE</b>                                  |                    |                         | <b>5.987,7</b>   | <b>514,85</b> |

Tabella 2.3 - PARERS - O1:15%. Scenario Ragionevole. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte

| fonte           | potenza installata<br>[MW] | Energia prodotta |               | %              |
|-----------------|----------------------------|------------------|---------------|----------------|
|                 |                            | GWh              | kTep          |                |
| Idroelettrico   | 466                        | 228              | 19,60         | 3,81%          |
| Solare          | 610 + 80 + 5               | 1.010            | 86,84         | 16,87%         |
| Eolico          | 1.500                      | 2.550            | 219,26        | 42,59%         |
| Biomasse+Biogas | 278+580 (impianti ibridi)  | 2.200            | 189,14        | 36,74%         |
| <b>TOTALE</b>   |                            | <b>5.988</b>     | <b>514,84</b> | <b>100,00%</b> |

I dati richiamati evidenziano una distribuzione dell'utilizzo delle fonti energetiche caratterizzato da una prevalenza dalla fonte eolica, in relazione alla quale, coerentemente con gli indirizzi dettati dalla Giunta Regionale si è esclusa qualsiasi ipotesi di utilizzo alla fonte eolica off-shore.

Segnatamente, nel comparto solare fotovoltaico, per gli impianti che rientrano nella categoria “grandi impianti”, così come definita all’art.3, lett. v) del D.M. 5.05.2011 “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici”, si è ritenuto di prevedere un incremento di potenza a breve periodo piuttosto contenuto. Questa ipotesi trova giustificazione nella riduzione degli incentivi e della disponibilità delle aree idonee, nell’azione di contingentamento nella realizzazione di tale tipologia di impianti esercitata dalle misure previste nel decreto sopra citato e nell’ottica, coerente con le indicazioni del Decreto, di uno sviluppo diffuso della generazione da fonte solare di tipo fotovoltaico. Tale considerazione tiene inoltre conto che in Sardegna circa il 70% della potenza fotovoltaica installata (dato riferito a novembre 2011) è riconducibile a tale tipologia di impianti.

Pertanto, il Piano ha ritenuto di ipotizzare per il periodo in esame uno sviluppo più marcato del settore fotovoltaico riconducibile alla categoria “piccoli impianti” così come definita all’art.3, lett. u) del D.M. 5.05.2011. Nell’ambito del comparto solare fotovoltaico relativo ai grandi impianti, è stato ipotizzato, anche in base ai dati relativi alle istanze di autorizzazione unica, e considerando le previsioni di raggiungimento della “grid parity” entro il 2014, che la potenza installabile sia pari a 80 MW.

## **O2: 17,8 %. Scenario di Sviluppo Limite.**

Lo scenario O2 = 17,8% viene definito “limite” in quanto prevede una forte diffusione delle energie rinnovabili sia nel comparto elettrico che in quello termico. Tale scenario è possibile in quanto gli elementi su cui si fonda sono già operativi nel quadro attuale, tra cui si ricorda l’alto numero di istanze di autorizzazione unica di impianti di produzione di energia elettrica e gli incentivi economici per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Allo stesso tempo, tale scenario è da considerarsi attualmente uno “scenario limite” in quanto il sistema energetico ed economico regionale potrebbe non consentire ulteriori sviluppi.

Rispetto allo scenario O1:15%, per il comparto elettrico sono state ipotizzate le seguenti evoluzioni:

- per la tecnologia fotovoltaica classica non è stato ipotizzato alcun incremento in termini di potenza rispetto a quanto già previsto nello scenario O1:15%;
- per le tecnologie del solare fotovoltaico “a concentrazione”, come per quelle del solare termodinamico, è stato ipotizzato uno scenario di forte sviluppo e riduzione dei costi tali da renderle fortemente competitive rispetto alle tecnologie classiche. In tale contesto si è ipotizzato un loro graduale sviluppo con una potenza installata complessiva nel 2020 rispettivamente di 150 MW e 30 MW.

Tabella 2.4 - PARERS - O2:17,8 %. Scenario Limite. Quadro complessivo comparto elettrico

| O2:17,8 % - Scenario Estremo - Comparto Elettrico (FER-E) |                    |                         |                  |               |
|---|--------------------|-------------------------|------------------|---------------|
| fonte   | potenza installata | ore annue funzionamento | Energia prodotta |               |
|   | [MW]               |                         | GWh              | kTep          |
| Idroelettrico   | 466                | -                       | 228,0            | 19,60         |
| Solare – FV installato Dic.-2011 <sup>19</sup>            | 320                | 1.400                   | 448              | 38,52         |
| Solare - FV Grandi Impianti                               | 80                 | 1.400                   | 112              | 9,63          |
| FV- GSE impianti inferiori 200 kWp                        | 170                | 1.400                   | 238              | 20,46         |
| FV-Dlgs 28/2011 abitazioni                                | 40                 | 1.400                   | 56               | 4,82          |
| Solare FV a concentrazione                                | 150                | 1.800                   | 270              | 23,22         |
| Solare Termodinamico                                      | 30                 | 2.400                   | 72               | 6,19          |
| Eolico on shore   | 1500               | 1700                    | 2.550,0          | 219,26        |
| Biomasse in RSU   | 6,8                | -                       | 43,5             | 3,74          |
| Biomasse solide diverse da RSU                            | 87                 | 5.400                   | 469,8            | 40,40         |
| Bioqas  | 3                  | 4.000                   | 12               | 1,03          |
| Gas da discarica  | 6,4                | -                       | 34,4             | 2,96          |
| Bioliquidi  | 175                | 8.000                   | 1.400,0          | 120,38        |
| Impianti ibridi (co-combustione)                          | 580                | -                       | 370              | 31,81         |
| <b>TOTALE</b>   |                    |                         | <b>6.303,7</b>   | <b>542,02</b> |

Tabella 2.5 - PARERS - O2:17,8 %. Scenario Estremo. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte

| fonte           | potenza installata<br>[MW] | Energia prodotta |               | %              |
|-----------------|----------------------------|------------------|---------------|----------------|
|                 |                            | GWh              | kTep          |                |
| Idroelettrico   | 460                        | 228              | 19,60         | 3,62%          |
| Solare          | 610+150+ 30                | 1.196            | 102,85        | 18,97%         |
| Eolico          | 1500                       | 2.550            | 219,26        | 40,45%         |
| Biomasse+Bioqas | 278+580 (impianti ibridi)  | 2.330            | 200,32        | 36,96%         |
| <b>TOTALE</b>   |                            | <b>6.304</b>     | <b>542,03</b> | <b>100,00%</b> |

Venendo, infine, alle azioni del Piano tese a realizzare lo scenario O1, ma soprattutto lo scenario O2, il Piano passa in rassegna alcune azioni già intraprese nel quinquennio 2007-2011 dagli Assessorati dell’Industria, Difesa dell’Ambiente e dalla Presidenza della Regione, per inserirle, quindi, in un quadro

complessivo di Indirizzi Strategici per le Azioni Future.

Relativamente a queste ultime, tra le **STRATEGIE ENERGETICHE** del PARERS si richiamano nel seguito nei contenuti di sintesi quelle maggiormente attinenti al presente Studio:

#### 1. COORDINAMENTO.

In termini di coordinamento tra l'Assessorato dell'Industria, la Presidenza e l'Assessorato Ambiente, principali promotori di tutte le iniziative finora messe in campo, coinvolgendo anche l'Assessorato dell'Agricoltura, l'Assessorato dei Trasporti e l'Assessorato dell'Urbanistica;

#### 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;

#### 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;

#### 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. Nell'ambito degli scenari O1 e O2 sono state formulate delle ipotesi in termini quantitativi riguardo alla diffusione di queste nuove tecnologie. Le iniziative devono essere di tre tipologie, quali:

- a. Individuazione di aree idonee che abbiano le caratteristiche adatte ad accogliere gli impianti anche in termini dimensionali;
- b. Cofinanziamento dei progetti ritenuti idonei;
- c. 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;

#### 5. EOLICO

#### 6. BIOMASSA

#### 7. COMPARTO TERMICO (FER-C)

#### 8. EFFICIENZA ENERGETICA E RISPARMIO

#### 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. 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. Altro aspetto di particolare rilevanza è la rete di distribuzione di media tensione, allo stato attuale sottoposta ad una particolare pressione da parte dei sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabili, 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 e 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 volte a valutare i benefici nello sviluppo di azioni di accumulo energetico distribuito, di gestione e controllo di micro-reti e reti intelligenti.

## 10. TRASPORTI

In conclusione, il PARERS, sulla base del quale è in corso di aggiornamento e sviluppo il nuovo PEARS, assume scenari di sviluppo al 2020 sulla base della normativa di riferimento all'epoca della sua formazione, conclusasi con l'approvazione definitiva avvenuta a mente della DGR n. 12/21 del 20.03.2012. Tra i riferimenti normativi assunti devono annoverarsi anche quelli attinenti alle modalità autorizzative degli impianti di produzione di energia elettrica mediante FER, in specie, per quel che qui rileva, di tipo fotovoltaico, che nel corso del tempo sono stati assoggettati a diversi interventi di modifiche e integrazioni successive, sino al D.L. cd. "Semplificazioni" n.77/2021 convertito in legge con L. n.108/2021, di cui il progetto in analisi tiene evidentemente conto.

In generale, il progetto va nella medesima direzione delle linee strategiche del PARERS in termini di STRATEGIA 4 – SOLARE, eccezion fatta per l'indicazione della taglia degli impianti da privilegiare (<20 kWp), e STRATEGIA 9 – INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ELETTRICHE, con l'elettrodotto che viaggia interrato in MT sino al raggiungimento di una nuova SSE nei pressi della Stazione di Terna "Ittiri" di futuro ampliamento.

### 2.1.4 Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna (PEARS) 2015-2030

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna 2015-2030 "*Verso un'economia condivisa dell'Energia*" è stato approvato in via definitiva con **D.G.R. n.45/40 del 2.08.2016**.

Il PEARS si compone di un documento unitario, articolato in 14 Capitoli (in Allegato 1 alla Delibera di approvazione), e in un ulteriore elaborato dedicato alla "Strategia per l'attuazione e il monitoraggio" (in Allegato 2 alla Delibera di approvazione).

Come dichiarato in Premessa, trattasi di 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 approvazione assume, dunque, un'importanza strategica soprattutto alla luce degli obiettivi che l'Italia è chiamata a perseguire al 2030 in termini di riduzione dei consumi energetici, riduzione dei gas serra associati ai propri consumi e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili che, in base alla Direttiva 2009/28/CE, dovranno coprire il 17% dei consumi finali lordi nel 2020.

Nel complesso, anche il PEARS accetta le sfide poste a livello Europeo per rilanciarle in alcuni aspetti, quali: 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 della strategia al 2030 del Piano è, appunto, il metano giacché si stima che la mancata metanizzazione della Sardegna, unica regione in Italia e fra le pochissime in Europa, costi al sistema economico e sociale oltre 400 mln €/anno, oltre 1 mln €/giorno.

Dopo un'ampia disamina del contesto normativo di scala internazionale, europea, nazionale e regionale sino al 2016, il PEARS formula la propria visione strategica (Cap.2), che deve necessariamente coordinarsi con le strategie energetiche europee e nazionali, e, in ultima analisi, essere indirizzata allo scopo 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”*.

Pertanto, **l’obiettivo strategico di sintesi per l’anno 2030 di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate ai consumi della Sardegna pari al 50% rispetto ai valori stimati nel 1990**, fissato dalla D.G.R. n.48/13 del 02.10.2015, conduce alla individuazione degli **obiettivi generali (OG) e obiettivi specifici (OS)** funzionali alla definizione delle azioni, sinteticamente menzionati nel seguito (Cap.3):

**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;

Ai fini del presente Studio, merita richiamare qui alcuni assunti sottesi agli obiettivi generali di cui sopra. Nel particolare:

- Rispetto all'OG1:

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.**

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.

- Rispetto all'OG2:

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.

In quanto al D.M. 15.03.2012, il PEARS (Par.5.1) ricorda che il *burden sharing* energetico assegna alla Regione Sardegna un obiettivo (al 2020) di copertura di una quota di consumo di energia mediante fonti rinnovabile pari al 17,8%. A tal proposito, il Piano richiama le strategie delineate in materia dal Documento di indirizzo commentato al Par. precedente (§ 2.1.3).

Ai fini, quindi, della formulazione di un nuovo Bilancio Energetico Regionale (BER 2013), 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, il PEARS si sofferma sulla descrizione delle fonti energetiche primarie del sistema energetico regionale, ossia, quelle fonti utilizzabili direttamente così come si trovano in natura, per addentarsi nel sistema energetico regionale per macrosettore.

Con riferimento specifico al **macrosettore elettrico**, tale sistema costituisce la principale infrastruttura energetica dell'Isola, presentando 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 al momento della formazione del Piano.

Di seguito si riportano i bilanci dell'energia elettrica in Sardegna espressi in GWh relativi al periodo

2005 2014 da fonte TERNA:

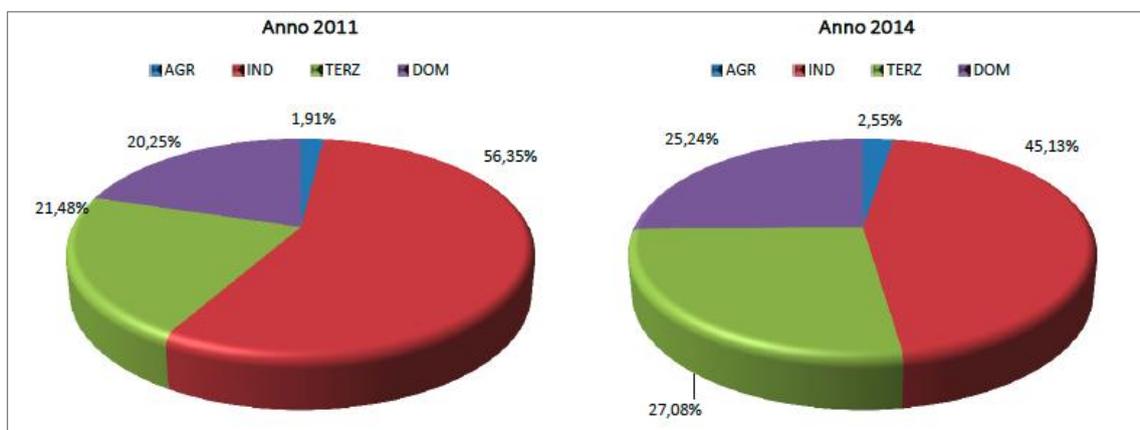
Tabella 2.6: PEARS 2015-2030. Il bilancio elettrico della Regione Sardegna. Anni 2005 2014

| 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%   |

Per quel che concerne **il lato dei consumi**, i dati illustrati fanno riferimento al periodo 2011-2014, caratterizzato dalla presenza di processi di variazione del consumo elettrico particolarmente significativi associati sia allo spegnimento delle celle elettrochimiche dello stabilimento di produzione dell'Alluminio di Portovesme sia alla crisi economica che ha colpito l'Italia e, in particolare, la Sardegna.

In particolare, nella Figura 2-2 viene riportato il confronto tra la ripartizione percentuale dei consumi finali di energia elettrica tra i diversi settori merceologici relativi agli anni 2011 (del valore complessivo pari a 11.265,5 GWh) in una condizione di pieno esercizio dello stabilimento ALCOA, e 2014 (del valore complessivo pari a 8.377,9 GWh) in cui i consumi dello stesso stabilimento non erano più presenti.

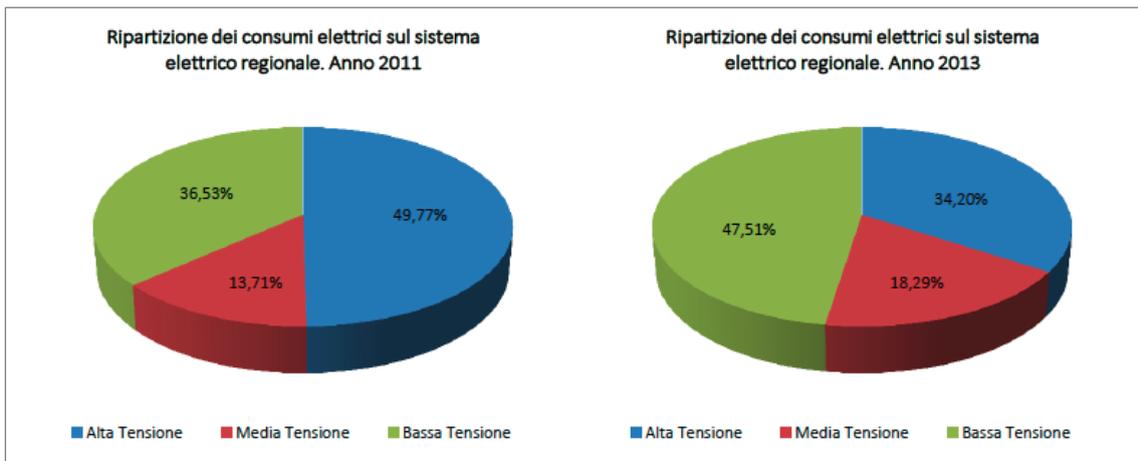
Figura 2-2 - PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi di energia elettrica in Sardegna suddivisi per settore merceologico (Fonte dei dati: Terna)



Nella Figura 2-3 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, da cui 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.

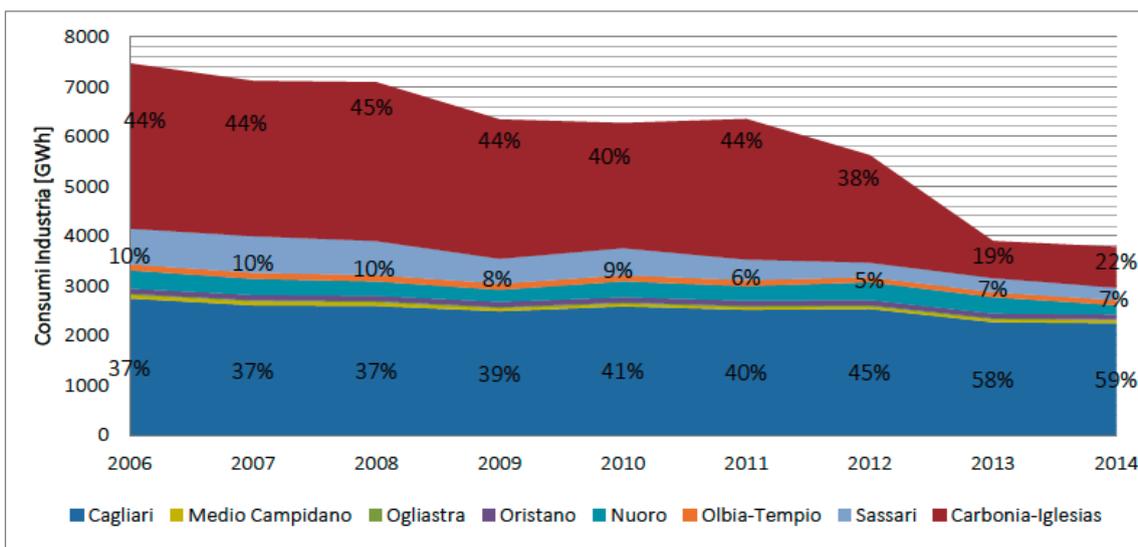
La correlazione tra i dati riportati qui e nella figura precedente consente di evidenziare che il forte ridimensionamento del comparto industriale, con la chiusura dei principali stabilimenti collegati in AT, sia la causa principale di questa differente ripartizione dei consumi isolani sui diversi livelli di tensione.

Figura 2-3 - PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi di energia elettrica della Sardegna sulla base dei livelli di tensione del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (Fonte dei dati: Terna & Enel Distribuzione)



In Figura 2-4 è riportata la ripartizione dei consumi industriali sardi per provincia nel periodo 2006-2014, da cui risulta 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, in quanto rappresentativi di una realtà a vocazione fortemente industriale, i cui consumi sono stati notevolmente ridimensionati negli anni successivi.

Figura 2-4 - PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi elettrici nel settore industriale tra le province della Sardegna nel periodo 2006-2014 (Fonte dati: Terna)

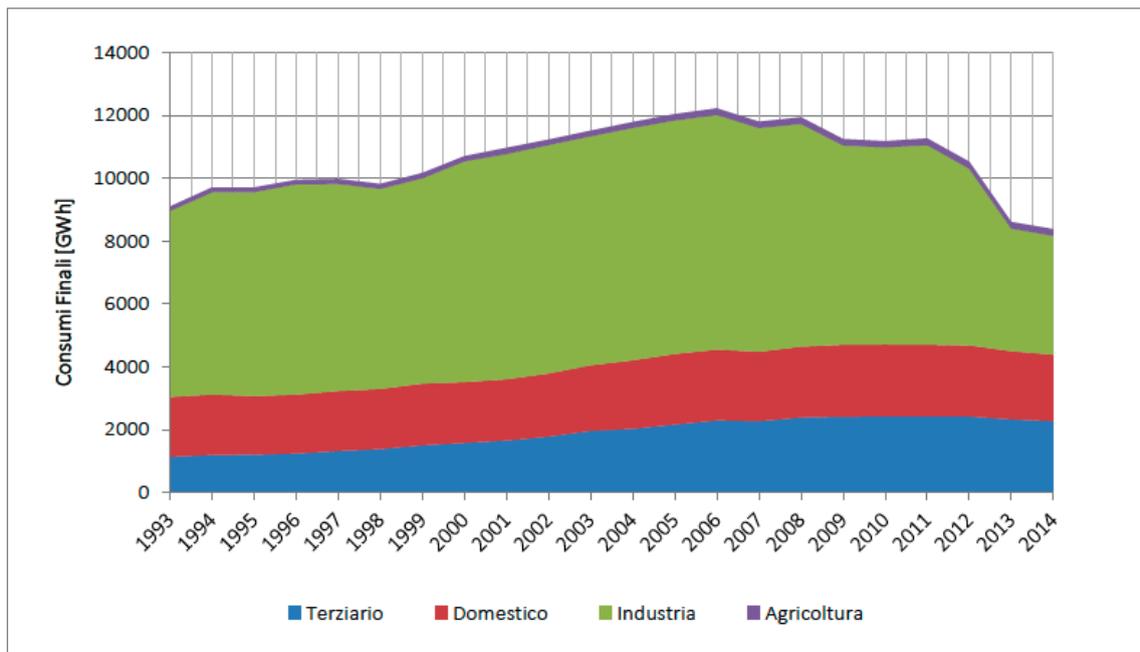


Infine, estendendo l'arco temporale dell'indagine è possibile instaurare un'analisi comparativa dei

consumi tra i diversi settori merceologici, come rappresentato nella Figura 2-5, dalla quale risalta la progressiva riduzione generalizzata dal 2009 al 2014 (-25,5%) a carico, principalmente, del settore industriale (-40,4%).

Di contro, nello stesso periodo 2009-2014 l'unico settore i cui consumi fanno registrare un balzo positivo è quello agricolo (+5,4%).

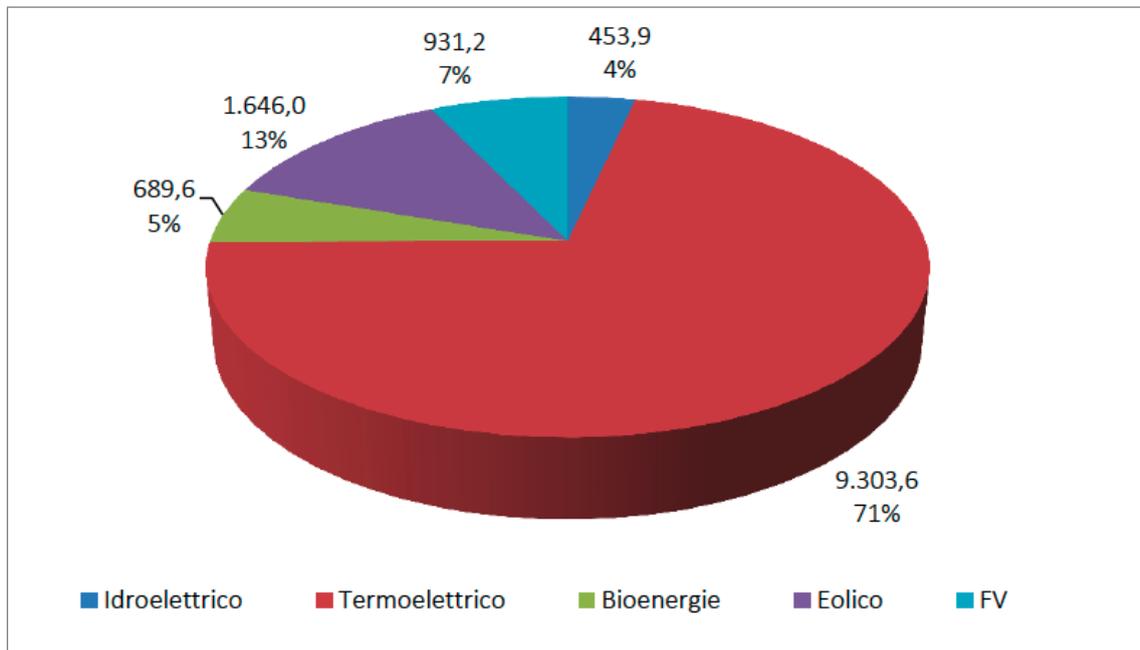
Figura 2-5 - PEARS 2015-2030. Evoluzione dei consumi finali di energia elettrica in Sardegna per categoria merceologica (Fonte dei dati: Terna).



Sul **lato dell'offerta**, la produzione lorda di energia elettrica in Sardegna per il 2014 è stata pari a 13.936,4 GWh, con una produzione netta immessa in rete destinata al consumo pari a 12.888,4 GWh, da cui 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 1.000 GWh corrispondente mediamente a ca. il 7% della produzione lorda.

La ripartizione della produzione tra le differenti tecnologie di generazione è illustrata nella Figura 2-6.

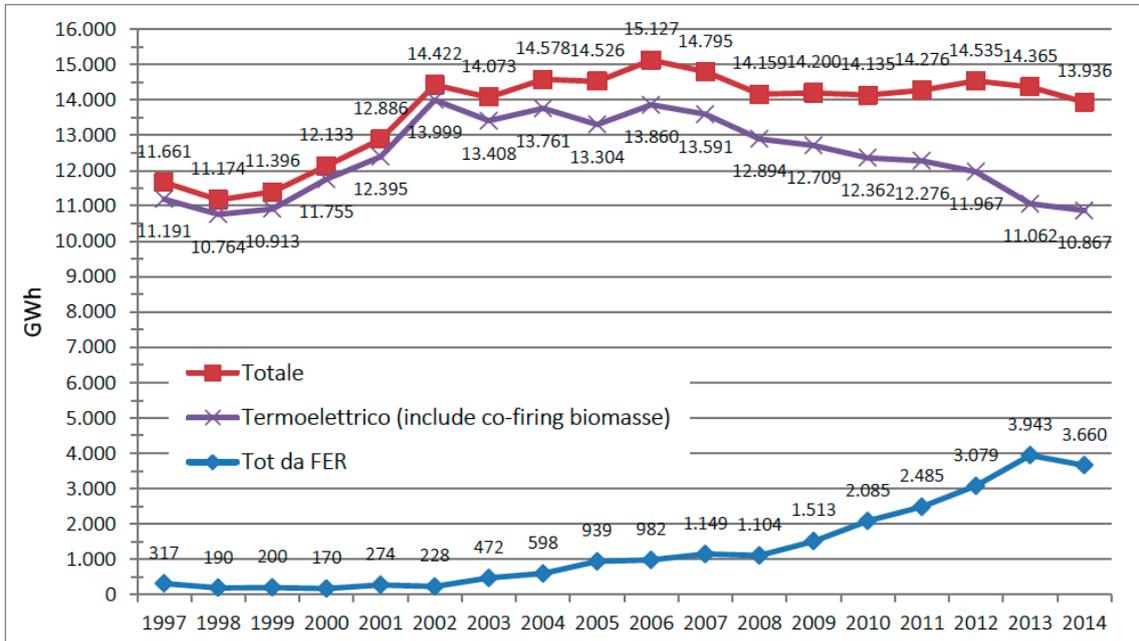
Figura 2-6 - PEARS 2015-2030. Ripartizione della produzione di energia elettrica netta in Sardegna – Anno 2014  
(Fonte de dati: Terna)



La percentuale di generazione di energia da FER nel 2014 rispetto alla produzione lorda totale è stata pari a circa il 26,3% e rispetto alla netta pari al 28.5%. L'evoluzione storica della produzione lorda di energia elettrica della Sardegna al 1997 al 2014 è riportata in Figura 2-7, dalla quale emerge la presenza di un picco di produzione lorda nel 2006, con circa 15.120 GWh, seguito da una riduzione in via successiva, 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% parzialmente compensata nel periodo 2008-2014 dall'incremento della produzione di energia da FER.

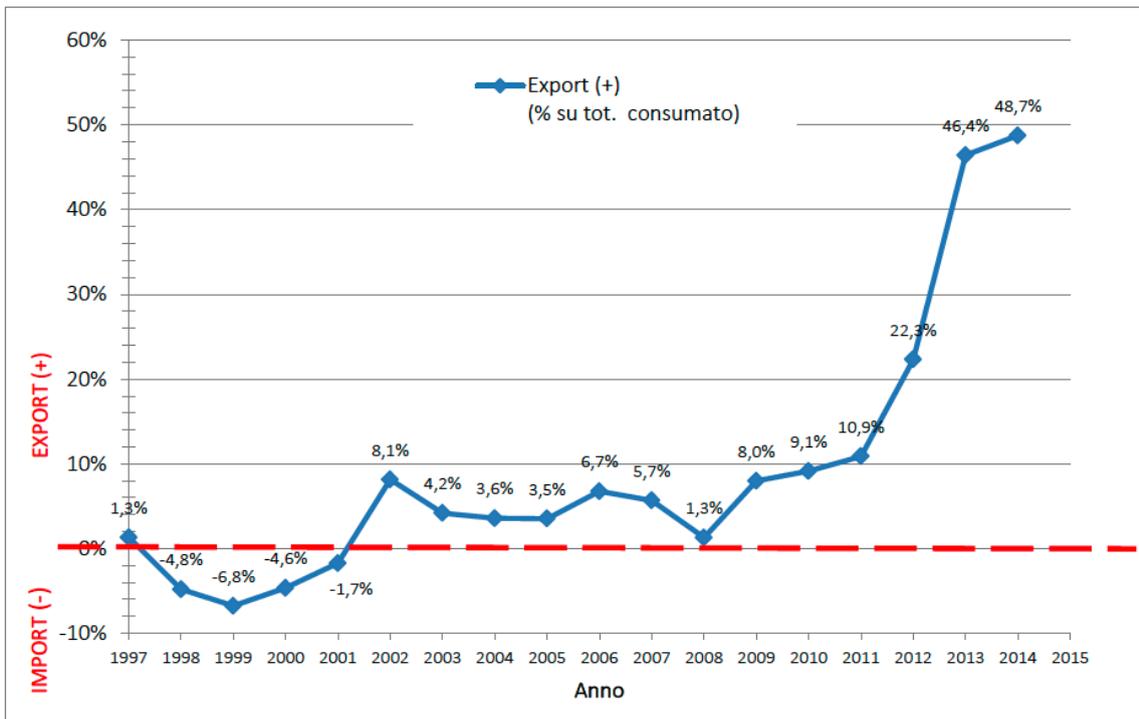
Figura 2-7 - PEARS 2015-2030. Energia elettrica prodotta in Sardegna nel periodo 1997-2014 (Fonte dati: Terna)



Merita, da ultimo, richiamare l'andamento dell'energia esportata (dalla Sardegna verso la Corsica e la zona Centro Sud) rispetto ai consumi interni che, in termini assoluti ha raggiunto il valore di 4.084 GWh nel 2014, corrispondente, in termini percentuali, al 29,3% della produzione lorda.

Nel merito, la Figura 2-8 evidenzia come nel 2014 sia stata esportata una quantità di energia elettrica pari al 48,7% di quella consumata a livello regionale.

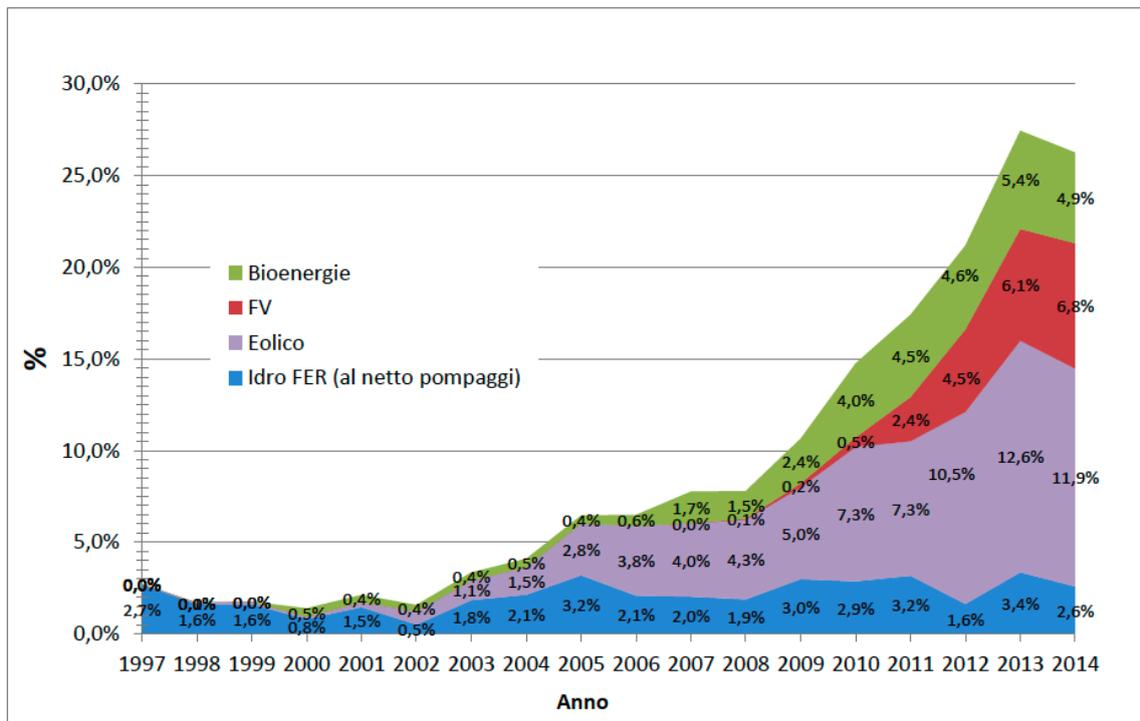
Figura 2-8 - PEARS 2015-2030. Andamento del rapporto percentuale dell'energia elettrica esportata rispetto al consumo della Sardegna (1997-2014) (Fonte dati: Terna)



Venendo al settore delle FER, grazie alle forme di incentivazione della produzione e alle potenzialità naturali, nel decennio antecedente alle analisi del Piano, la produzione di energia elettrica da tali fonti ha registrato un notevole incremento in Sardegna, raggiungendo una quota di produzione significativa pari nel 2014 a circa il 26,3% della produzione lorda.

La Figura 2-9 mostra la composizione e l'entità di tale produzione per ciascuna delle FER utilizzate e la relativa evoluzione: si evidenzia un progressivo incremento della produzione dalle fonti eoliche, biomassa e solare fino al 2013, mentre il 2014 ha visto una lieve riduzione del contributo dell'eolico, dell'idroelettrico e delle bioenergie rispetto all'anno precedente, e una sostanziale tenuta del fotovoltaico.

Figura 2-9 - PEARS 2015-2030. Evoluzione storica della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili in Sardegna (Fonte dati: GSE, Terna)



La distribuzione della potenza installata relativa agli impianti fotovoltaici, desunta dalla banca dati del GSE, registra al 23.11.2015 un numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Sardegna incentivati 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 successiva.

Tabella 2.7 - PEARS 2015-2030. Fonte solare fotovoltaica. Numerosità impianti e potenza installata per classe e province al 23.11.2015 (Fonte dati: GSE)

| 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 |

Da tali dati si evince che gli impianti fotovoltaici con una potenza inferiore ai 200kW 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.

In termini complessivi, la tabella di sintesi successiva mostra i dati di produzione di energia elettrica da FER nel periodo 2005-2014 confrontata con i consumi finali lordi di energia elettrica.

Tabella 2.8 - Quadro complessivo energia elettrica prodotta da FER (Fonte dati: GSE)

| Tipologia         | Sub tipologia, Fonte, Classe Potenza | FER E [GWh] |        |        |        |        |        |        |        |        |          |
|-------------------|--------------------------------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|
|                   |                                      | 2005        | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014     |
| Bioenergie        | Biogas                               | 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%   |

In termini percentuali, nell'anno 2014 il solare fotovoltaico copriva oltre un quarto (26%) della produzione energetica complessiva da FER, secondo alla produzione da fonte eolica on-shore (46%).

La Figura 2-10 illustra - su dati GSE, procedimenti autorizzativi IAFR e DM 6/07/2012 e dati forniti dai vari enti pubblici e privati coinvolti - la diffusione a livello comunale degli impianti di produzione

alimentati da fonte rinnovabile. Dal circoletto in giallo che individua i siti interessati dalle opere di progetto, se ne deduce che l'analisi svolta dal PEARS rivela l'installazione di impianti per una potenza nominale compresa tra 6 e 190 kWp per il territorio comunale di Pauli Arbarei, mentre per quelli superiori a 200kWp non si hanno dati, come evidenziato in Figura 2-11.

Figura 2-10 - PEARS 2015-2030. Potenza totale FV installata [kW] - in giallo il comune di Pauli Arbarei

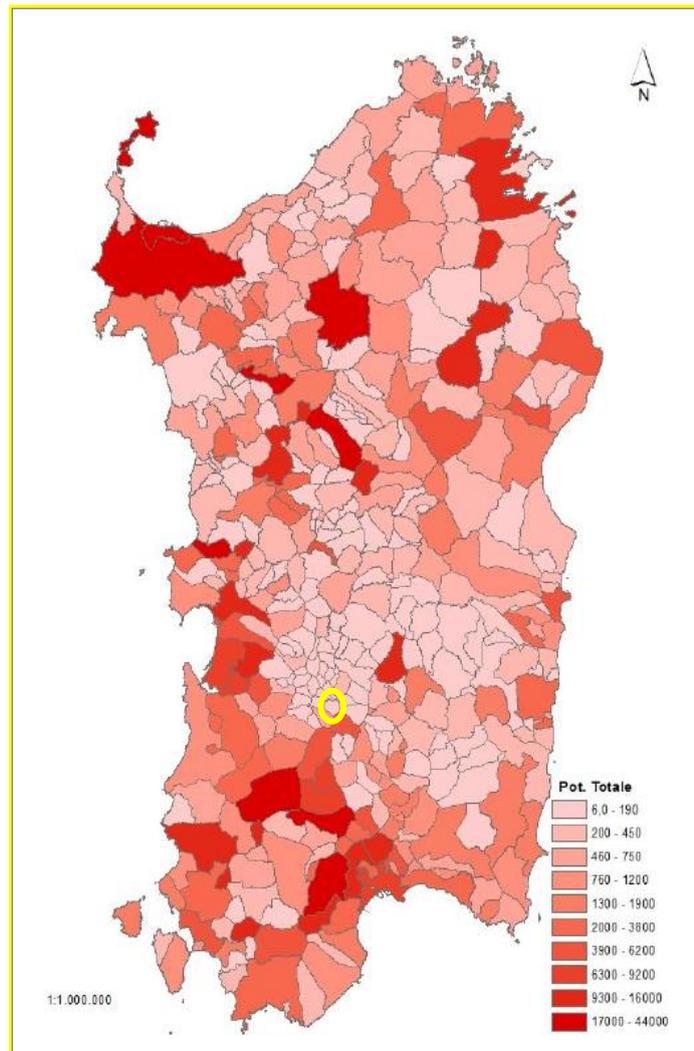
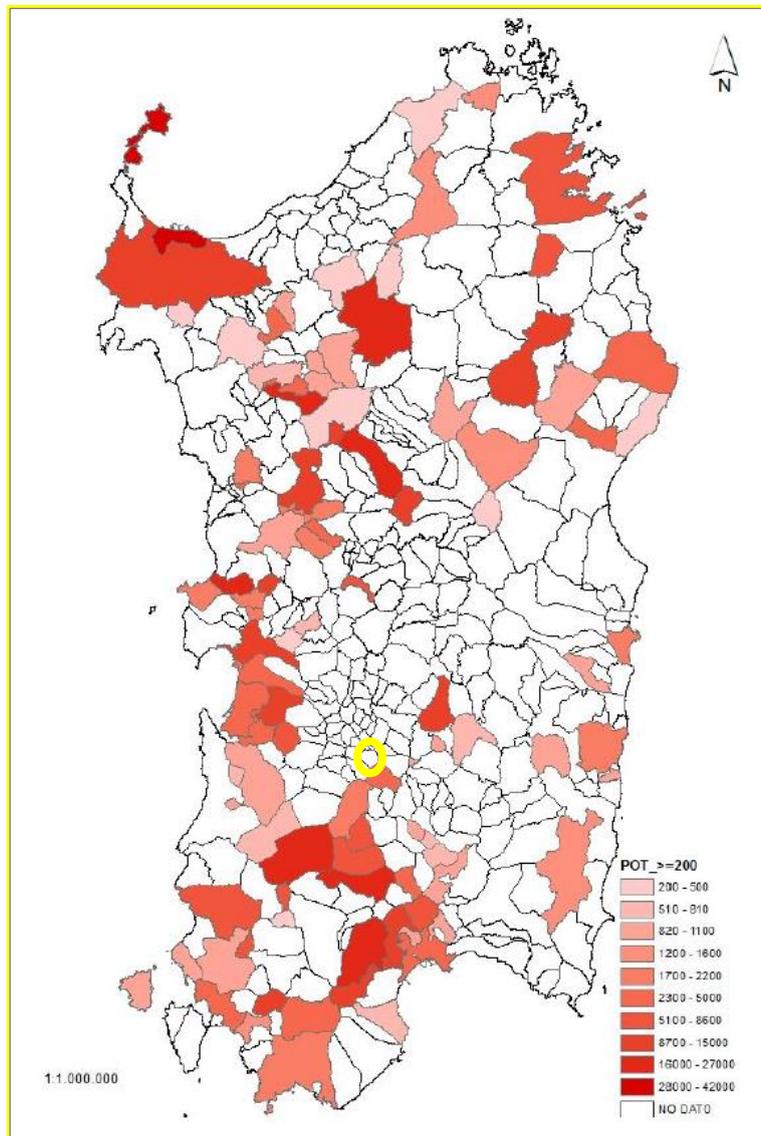
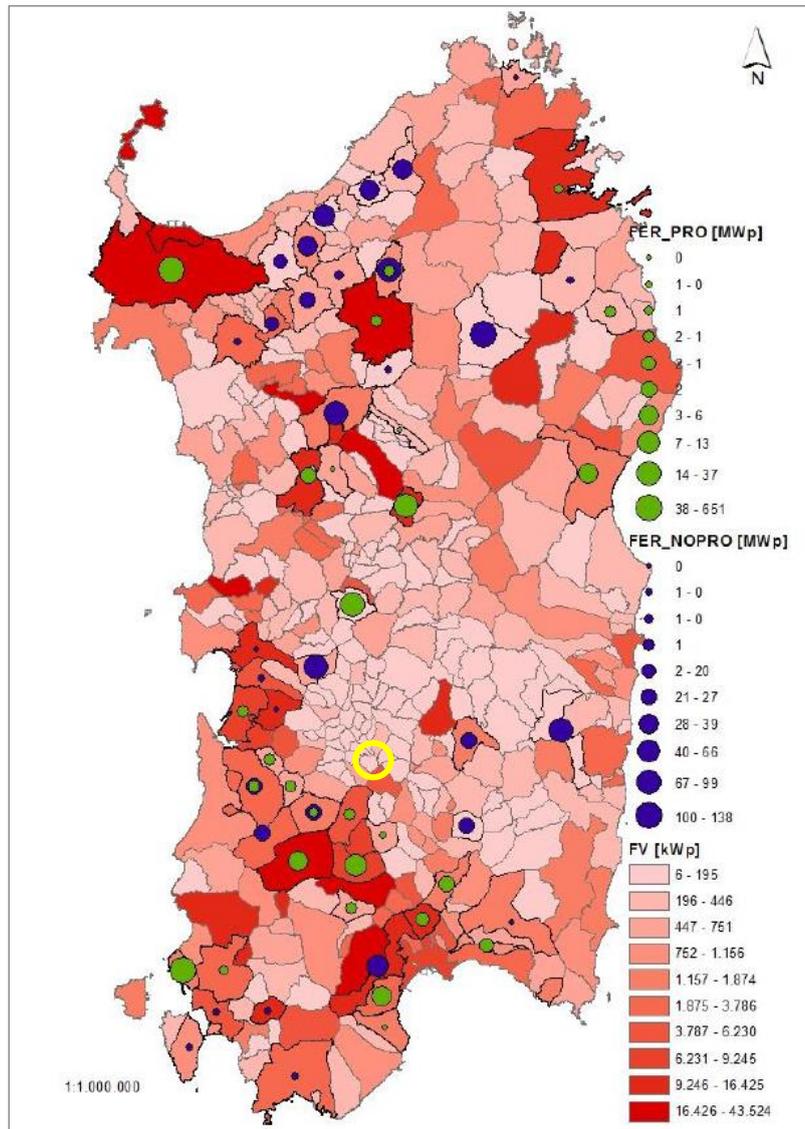


Figura 2-11 - PEARS 2015-2030. Potenza FV installata considerando gli impianti di potenza superiore a 200 kWp - in giallo il comune di Pauli Arbarei



Dalla tavola qualitativa di maggior dettaglio riprodotta in Figura 2-12 pare che al 2014 sul territorio comunale di Pauli Arbarei fossero installati un numero di impianti fotovoltaici compreso tra 28-29. Più nello specifico, la figura consente viene presentata la produzione da FER associabile a ciascun comune della Sardegna distinta per fonte, laddove: la dicitura “**FER\_NOPRO [MWp]**” (**cerchi blu**) si riferisce agli impianti eolici e fotovoltaici mentre “**FER\_PRO [MWp]**” (**cerchi verdi**) raggruppa tutti gli impianti definiti programmabili, ossia, tutti quegli impianti alimentati da fonti rinnovabili la cui produzione può essere programmata, a differenza di quella associata alla tecnologia fotovoltaica e alla fonte eolica (trattasi, quindi, degli impianti basati su bioenergie, quali bioliquidi, biomasse solide, biogas, gas da discarica, rifiuti, e quelli idroelettrici, a serbatoio e ad acqua fluente).

Figura 2-12 - PEARS 2015-2030. Potenza [MW] e [kWp] per il fotovoltaico - in giallo il comune di Pauli Arborei



In quanto al sistema infrastrutturale energetico elettrico, in Tabella 2.9 è riportata la consistenza della rete di trasmissione della Regione Sardegna al 31.12.2011.

Tabella 2.9 - PEARS 2015-2030. Consistenza della Rete di Trasmissione della Sardegna (Fonte dei dati: Terna)

| 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          |                               |
| <b>Elettrodotti di Interconnessione</b>    | [km]            | <b>1678</b>  | <b>8,15%</b>                  |
| Elettrodotti 380 kV                        | [km]            | 318          |                               |
| Elettrodotti 220 kV [km]                   | [km]            | 551          |                               |
| <b>Totale elettrodotti AAT in Sardegna</b> | [km]            | <b>869</b>   | <b>4.2%</b>                   |
| Elettrodotti 150 kV                        | [km]            | 2.042        |                               |
| <b>Totale elettrodotti AT in Sardegna</b>  | [km]            | <b>2.042</b> | <b>5,3%</b>                   |
| Stazioni 380 kV                            | [n°]            | 6            |                               |
| Stazioni 220 kV                            | [n°]            | 8            |                               |
| Stazioni 150 kV                            | [n°]            | 7            |                               |
| <b>Totale stazioni in Sardegna</b>         | [n°]            | <b>21</b>    | <b>4,9%</b>                   |
| Potenza Trasformatori                      | [MVA]           | 6577         | 5,1%                          |

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.

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. Tali aspetti emergono chiaramente dal *"Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2015"* di Terna nell'ambito del quale già venivano indicate una serie di soluzioni alle principali criticità rilevate. A tal proposito, si evidenzia che la realizzazione del futuro ampliamento della stazione elettrica RTN 380 kV "Ittiri", a cui verrà collegata in antenna l'interconnessione a 36 kV dell'impianto fotovoltaico di progetto va nella medesima direzione.

Dal confronto tra i dati di consumo e quelli di produzione trae origine il **Bilancio Energetico Regionale (BER)** calcolato relativamente all'anno 2013 (Cap.11) per tutte le categorie di consumo principali e rappresentato schematicamente mediante diagramma di flusso, come riprodotto in Figura 2-13. Nel merito, il flow chart è articolato in quattro macro-aree principali:

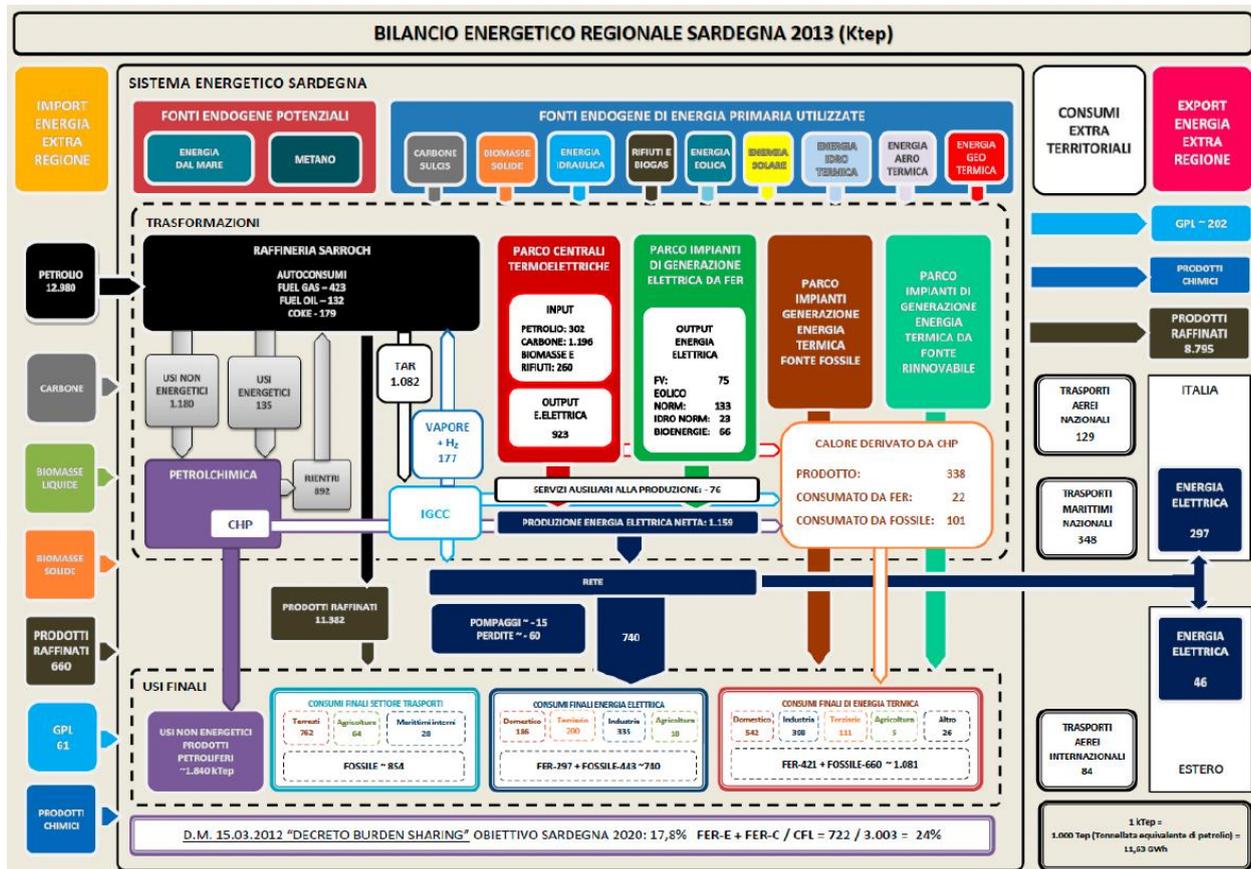
1. l'import di energia dall'esterno del sistema;
2. il sistema energetico regionale (bordo nero con linea continua);
3. l'export di energia verso l'esterno del sistema regionale;
4. i consumi extra territoriali (trasporti marittimi ed aerei).

All'interno del sistema energetico regionale si distinguono tre zone:

1. Le fonti energetiche endogene, che si distinguono in potenziali ed utilizzate;
2. Le trasformazioni, ossia il complesso di impianti ed elementi che trasformano l'energia dalle fonti primarie/secondarie in forme per gli usi finali;
3. 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 D.M. 15.03.2012, laddove si può osservare come 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%), raggiungendo il 24%.

Figura 2-13 - PEARS 2015-2030. Bilancio Energetico Regionale (BER) 2013



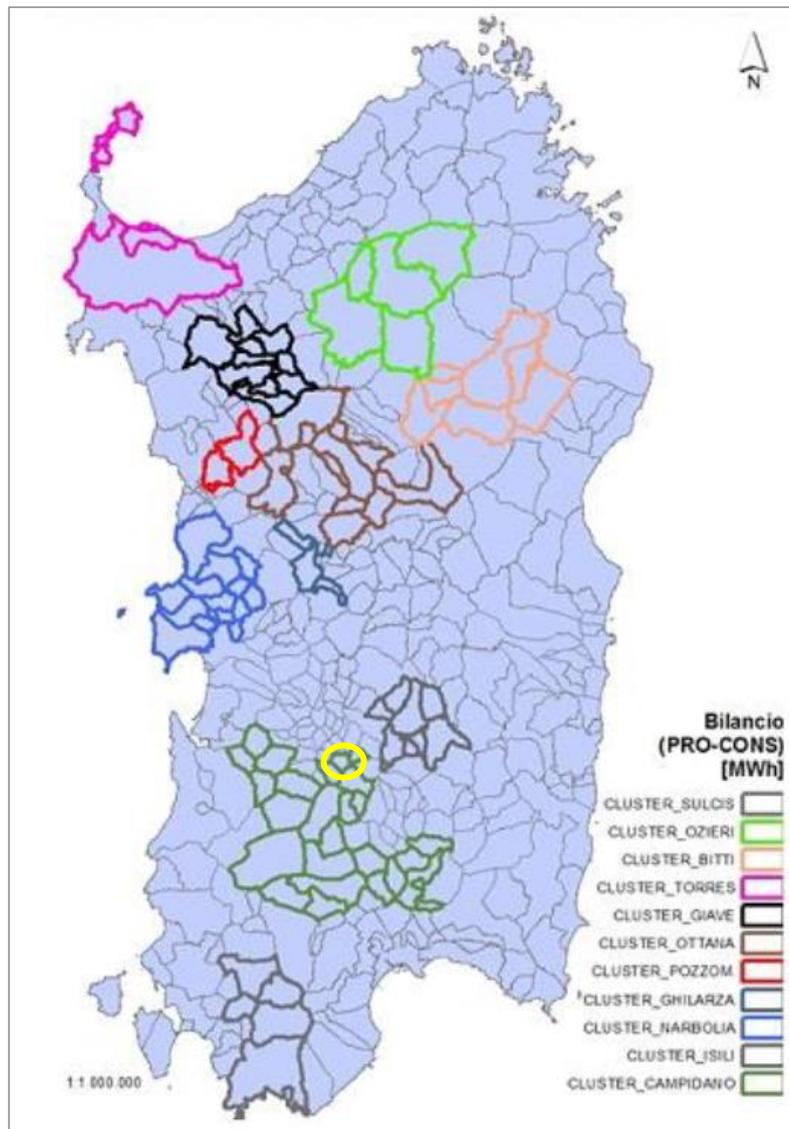
Con riferimento, quindi, alla indicazione di scenari futuri regionali, il PEARS richiama gli obiettivi strategici che tali scenari sono chiamati a soddisfare, di cui alle **linee di indirizzo** poste con le D.G.R. n.37/21 del 21.07.2015 e n.48/13 del 2.10.2015, quali:

- 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.

A proposito di distretti energetici, il Piano individua 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, riconducibili a n.11 distretti energetici a “energia quasi zero” tra cui sono comprese le due municipalizzate elettriche della Sardegna, come richiamato nella Figura 2-14 sottostante: si può osservare che, in tali ipotesi, il comune di Pauli Arberei ricadrebbe nel distretto di Campidano.

Figura 2-14 - PEARS 2015-2030. Possibili distretti energetici - Dati consumo e generazione distribuita 2013 - in giallo il comune di Pauli Arberei



Gli **scenari** disegnati per valutare le possibili evoluzioni al 2030 del sistema energetico regionale della Sardegna e, per tale via, misurare l’efficacia delle azioni messe in campo per realizzare le linee di indirizzo indicate, sono di tre tipologie: *Conservativo*, *Sviluppo* e *Intenso Sviluppo*.

In particolare, le stime relative alle evoluzioni attese dei consumi elettrici della Sardegna sono state sviluppate considerando le previsioni della domanda di energia elettrica pubblicate da Terna, le analisi storiche disaggregate dei consumi di energia elettrica della Sardegna, le previsioni di evoluzione del

Prodotto Interno Lordo, le indicazioni riportate nei documenti di pianificazione energetica sovraordinati, mediante cui è stato definito uno scenario di riferimento, utilizzato principalmente per valutare l'effetto, sui consumi elettrici della regione, di azioni volte a un utilizzo più razionale della risorsa elettrica, che favoriscano l'efficientamento, soprattutto nei settori industriale, terziario e domestico. Partendo, dunque, 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 isole che le possibili azioni di efficientamento del settore industriale previsioni della Domanda di Energia Elettrica nelle isole, che possibili azioni di efficientamento del settore industriale pubblicate da Terna.

Il risultato finale sui consumi elettrici regionali è una riduzione di circa il 14% rispetto al valore registrato nel 2014 che si traduce in termini assoluti in un consumo annuo atteso nel 2030 di 7,2 TWh.

Le ipotesi di consumo e di generazione definite per tali scenari relativi al settore elettrico, di base di riferimento e conservativo, sviluppo e intenso sviluppo, sono riassunte nella tabella sottostante:

Tabella 2.10 - PEARS 2015-2030. Configurazioni settore elettrico per i tre scenari proposti

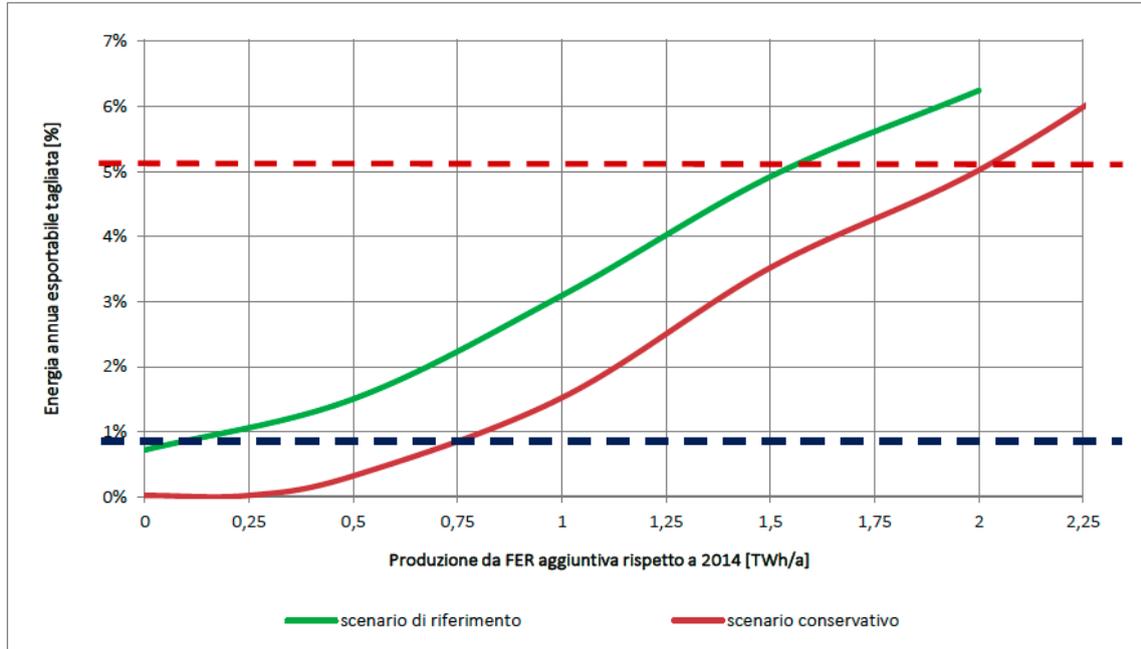
| SCENARIO                     | CONSUMO DI EE [TWh/ann] | Var. 2014-2030 | QUOTA DI AUTOCONSUMO SU PRODUZIONE DA FER   | CONSUMO DI EE RESIDUO [TWh/anno] | PRODUZIONE EE DA FER (escluse biomasse e al netto dei pompaggi) [TWh/anno] | POTENZA CTE NECESSARIA PER SODDISFARE LA RICHIESTA REGIONALE DI POTENZA[MW] |
|------------------------------|-------------------------|----------------|---|----------------------------------|--|---|
| BASE                         | 7,2                     | -14%           | 1) 50% su produzione FV 2013 -DOMESTICO;<br>2) 50% su produzione FV 2013 - TERZIARIO;<br>3) 30% su produzione FV 2013 -INDUSTRIA;<br>4) 30% su produzione EOLICO 2013 -INDUSTRIA;<br>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<br>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<br>2) 50% su nuova produzione   | 5,75                             | 5,93   | 660-960   |

All'interno di tali scenari le FER giocano un ruolo differente in considerazione delle ipotesi di base. Segnatamente, lo sviluppo dello **scenario conservativo** si fonda su quanto segue:

- 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.

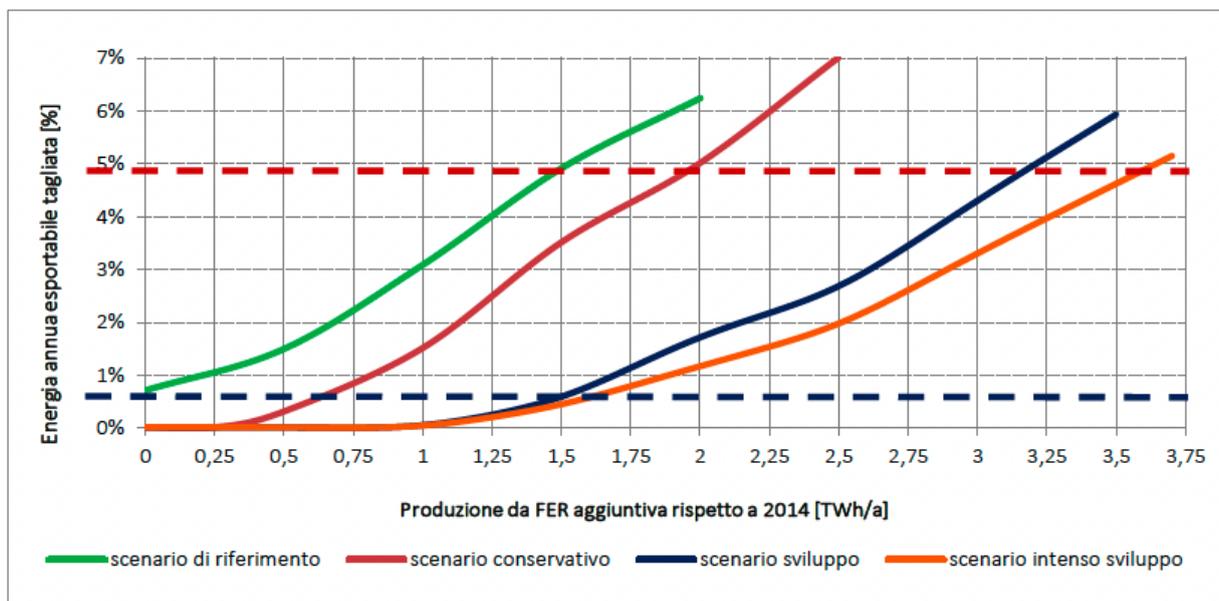
Questo ha consentito di poter ipotizzare che lo sviluppo delle FER nei prossimi 15 anni sia tale da dar luogo a un incremento di produzione da rinnovabile non programmabile di circa 2 TWh in più, rispetto a quello registrata nel 2014, come da immagine successiva.

Figura 2-15 - PEARS 2015-2030. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenario di riferimento e conservativo



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%. Le simulazioni hanno permesso di evidenziare 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, pervenendo allo **scenario intenso sviluppo** come evidenziato, in maniera comparativa, nella grafica successiva.

Figura 2-16 - PEARS 2015-2030. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenari di riferimento, conservativo, sviluppo e intenso sviluppo



Gli esiti delle analisi del PEARS 2015-2030 dimostrano, dunque, che, 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.**

A conclusione del processo di analisi degli scenari il PEARS delinea le azioni strategiche considerate funzionali ad assicurare gli obiettivi generali e specifici 2030 del PEARS.

Pertanto, in corrispondenza al complesso degli obiettivi generali (OG) e dei relativi obiettivi specifici (OS) richiamati innanzi, al Par.14.2 il Piano declama le azioni strategiche (AS) individuate per il loro raggiungimento a livello regionale.

## **2.1.5 Pianificazione territoriale**

### **2.1.5.1 Piano paesaggistico regionale (PPR)**

Il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Regione Sardegna è stato approvato con D.G.R. n.36/7 del 5 settembre 2006.

In coerenza con le disposizioni del Codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.) e a norme nazionali e regionali di riferimento, il PPR riconosce le tipologie, le forme e i molteplici caratteri del paesaggio sardo costituito dalle interazioni della naturalità, della storia e della cultura delle popolazioni locali e si assicura che il territorio regionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito in ragione dei differenti valori espressi dai diversi aspetti che lo costituiscono e rappresenta il quadro di riferimento e di coordinamento, per gli atti di programmazione e di pianificazione regionale, provinciale e locale.

Gli obiettivi principali del PPR sono:

- A. preservare, tutelare, valorizzare e tramandare alle generazioni future l'identità paesaggistica, ambientale, storica, culturale e insediativa del territorio sardo;
- B. proteggere e tutelare il paesaggio culturale e naturale e la relativa biodiversità;
- C. assicurare la tutela e la salvaguardia del paesaggio e promuoverne forme di sviluppo sostenibile, al fine di conservarne e migliorarne le qualità.

Il PPR è costituito dai seguenti elaborati (art.5 delle NTA):

- a) una Relazione generale e relativi Allegati, che motiva e sintetizza le scelte operate dal P.P.R.;
- b) n.2 carte in scala 1:200.000, contenenti la perimetrazione degli ambiti di paesaggio costieri e la struttura fisica (Tav. 1.1 e 1.2);
- c) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa dell'Assetto ambientale (Tav. 2);
- d) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa dell'Assetto storico-ambientale (Tav. 3);
- e) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa dell'Assetto insediativo (Tav. 4);
- f) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa delle Aree gravate dagli usi civici (Tav. 5);
- g) n.141 carte in scala 1:25.000 illustrative dei territori compresi negli Ambiti di paesaggi costieri;
- h) n.27 schede illustrative delle caratteristiche territoriali e degli indirizzi progettuali degli Ambiti di paesaggi costieri corredate da 27 tavole cartografiche in scala 1:100.000 e dall'Atlante dei paesaggi;
- i) n.38 carte in scala 1:50.000 relative alla descrizione del territorio regionale non ricompreso negli ambiti di paesaggio costieri;
- j) Norme Tecniche di Attuazione (NTA) e relativi allegati.

Al fine di assicurare massima conoscenza e divulgazione degli atti, sul sito web della Regione

Sardegna<sup>2</sup> è possibile consultare gli elaborati del Piano, inoltre, dal Geoportale regionale è possibile scaricare le informazioni cartografiche del PPR in formato shp.

I tematismi riportati nelle cartografie del PPR derivano da analisi condotte a scala territoriale. Nell'adeguamento dei propri strumenti urbanistici al PPR, i Comuni procedono, poi, alla puntuale identificazione cartografica degli elementi dell'assetto insediativo, delle componenti di paesaggio, dei beni paesaggistici e dei beni identitari presenti nel proprio territorio anche in collaborazione con la Regione e con gli organi competenti del Ministero dei Beni culturali, secondo le procedure della gestione integrata del SITR. E' possibile consultare le tavole del piano paesaggistico in due modalità differenti.

L'approccio di fondo assunto nella formazione del PPR, uno dei primi a livello nazionale elaborati a seguito dell'approvazione del D.Lgs. n.42/2004, è stato quello di orientare gli interventi ammissibili verso obiettivi di qualità, bellezza e armonia con il contesto, basati sul riconoscimento delle valenze storico-culturali, ambientali e percettive che indussero a un'inversione di tendenza nelle scelte pianificatorie, indirizzate verso il principio dello sviluppo sostenibile inteso come equilibrio tra esigenze di tutela ambientale e sviluppo economico, senza compromettere la capacità di soddisfare i bisogni delle future generazioni.

Come specificato con Circolare esplicativa Prot.n.550/GAb del 23.11.2006, nel rispetto della L.R. n.8 del 25.11.2004, **l'ambito di applicazione della disciplina del P.P.R. è costituito dall'ambito territoriale omogeneo costiero**, comprendente i 27 ambiti di paesaggio individuati con riferimento ai criteri specificati nella Relazione tecnica del Piano, che ne giustificano la delimitazione rappresentata sugli elaborati grafici: ai sensi dell'art.4, co.4 delle NTA del PPR tale disciplina è, quindi, immediatamente efficace nelle parti dei territori comunali rientranti negli ambiti di paesaggio costieri di cui all'art.14 delle stesse NTA. Efficacia che deve ritenersi riferita sia alle prescrizioni previste dalle disposizioni delle NTA che alle componenti di paesaggio, categorie e relativi elementi costitutivi individuati nella cartografia, con effetti immediati in relazione alle attività di trasformazione del suolo limitatamente al territorio incluso nei 27 ambiti di paesaggio, senza quindi incidere sulle restanti aree del territorio regionale.

Ai sensi dell'art.4, co.5 delle NTA, fanno **eccezione** alla citata disposizione di carattere generale, in quanto soggetti alla disciplina del PPR indipendentemente dalla loro localizzazione nell'ambito del territorio regionale, i seguenti elementi:

- gli immobili e le aree caratterizzate dalla presenza di beni paesaggistici di valenza ambientale, storico culturale e insediativo;
- i beni identitari di cui di cui all'art.6, co.5 delle NTA.

Con lo scopo di regolamentare la realizzazione degli interventi consentiti fino all'adeguamento dei PUC al PPR, conciliando le legittime aspettative pregresse con l'esigenza di garantire la tutela del territorio attraverso l'applicazione delle disposizioni del piano paesaggistico, il Piano introduce poi una **disciplina transitoria**, regolata dall'art.15 delle NTA, che indica le differenti fattispecie di interventi ammessi tra l'entrata in vigore del PPR e l'approvazione degli stessi piani urbanistici, con specifica considerazione di elementi quali:

- localizzazione e della relativa destinazione urbanistica nell'ambito del territorio comunale;
- situazione procedurale e dello stato di attuazione dei piani esecutivi, ove esistenti;
- tipo di strumento urbanistico generale vigente;
- eventuali implicazioni con la L.R. n.8/2004.

Il tener conto degli interessi coinvolti non può comunque comportare alcuna deroga alle norme dettate dal PPR né uno svilimento dei valori paesaggistici in esso riconosciuti, e si traduce in una serie di regole articolate nei seguenti punti:

---

<sup>2</sup> Fonte: <https://www.sardegнатerritorio.it/paesaggio/pianopaesaggistico2006.html>

- a) previsione di **norme di salvaguardia** applicabili nelle more dell'adeguamento dei piani urbanistici al PPR, secondo quanto previsto dall'art.145, co.3 del D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.);
- b) **tipizzazione e individuazione di beni paesaggistici** in virtù del combinato disposto dell'art.143, co.1, lett.i) e art.134, co.1, lett. c) del D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.).

A tal proposito, infatti, il regime agrivoltaico scelto dal soggetto proponente per la realizzazione dell'impianto oggetto di procedura di VIA, appare in linea con il concetto del PPR che le trasformazioni del territorio devono tendere, con particolare attenzione, alla salvaguardia delle aree agricole.

Le modalità di adeguamento degli atti e strumenti di pianificazione viene disciplinato agli artt.105, 106 e 107 delle NTA i quali si rivolgono, rispettivamente a: i nuovi atti di programmazione e pianificazione settoriale e gli strumenti vigenti di pianificazione regionale per infrastrutture, servizi e difesa del suolo; i piani urbanistici provinciali; i Comuni il cui territorio ricade interamente negli abiti di paesaggio costieri, mentre i Comuni il cui territorio vi ricade solo in parte, dovranno attendere l'entrata in vigore della disciplina del PPR relativa agli ambiti interni che, allo stato attuale, non è ancora avvenuta.

Come si avrà modo di apprendere nella sezione successiva (§ 2.1.5.2), la Provincia di Sassari ha provveduto ad avviare il procedimento di adeguamento del PUP-PTC al PPR nel 2006: ad oggi tale procedimento non si è ancora concluso.

Venendo alla disamina della cartografia del PPPR, essa viene condotta con riguardo alle tavole realizzate alla scala 1:200.000, a copertura dell'intero territorio regionale, consultate grazie ai layer resi disponibili dai competenti Uffici regionali attraverso il Geoportale regionale.<sup>3</sup>

Rispetto all'agglomerato urbano della città di Pauli Arbarei l'area di impianto è ubicata in un'area individuata nella zona periferica a Sud dell'abitato della cittadina ad una distanza media di circa 1,5km dal centro abitato di Pauli Arbarei e circa 2,1km dal centro di Lunamatrona

Si riportano di seguito le cartografie del PPR relativamente all'area di studio:

### **Assetto Ambientale**

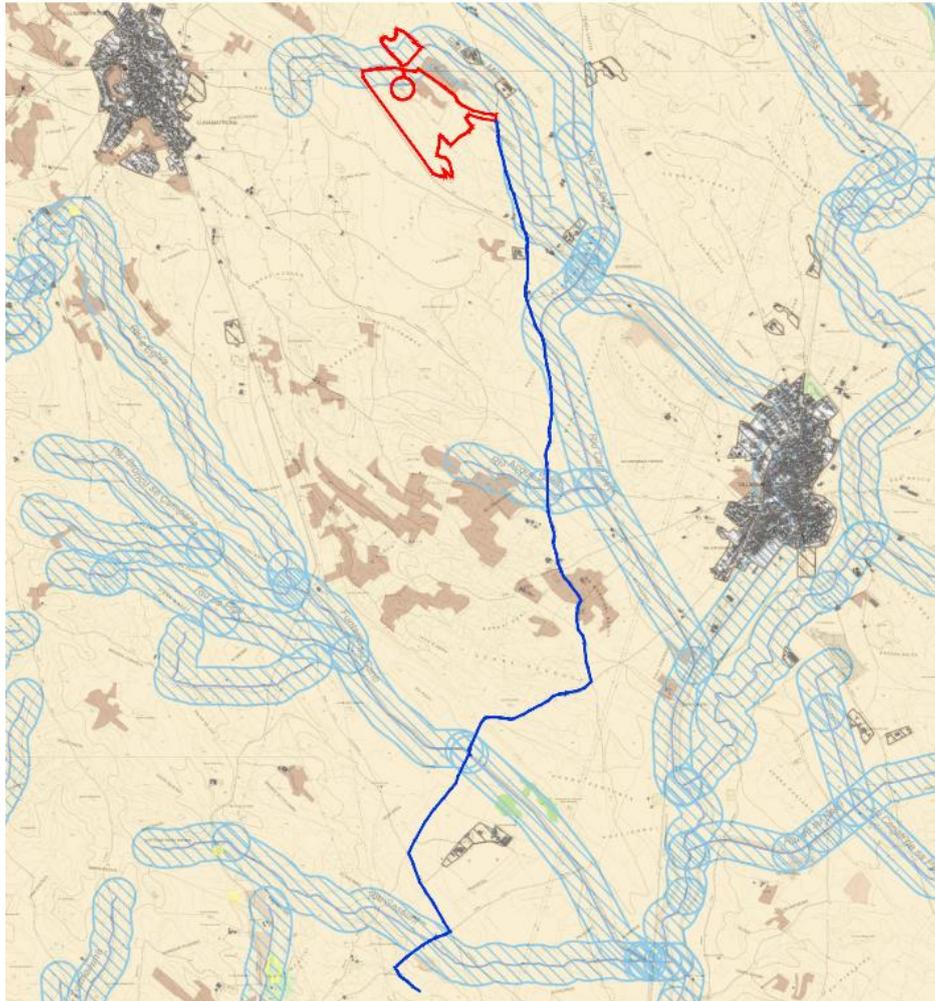
Muovendo, dunque, dall'analisi della Tav.2 "Assetto ambientale", che indica e delimita le aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate, le aree di recupero ambientale, le componenti di paesaggio e i beni paesaggistici ex artt.143 e 142 del D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.) sono disciplinate al Titolo I delle NTA del PPR. Analizzando le componenti di paesaggio a valenza ambientale, all'interno dell'art.21 delle N.T.A., è possibile distinguere:

- Fiumi e torrenti;
- Colturee arboree specializzate;
- Colturee erbacee specializzate; Aree antropizzate.

Il cavidotto ricade in:

- Fiumi e torrenti;
- Colturee arboree specializzate;
- Colturee erbacee specializzate; Aree antropizzate.

Figura 2-17: PPR Regione Sardegna – Assetto Ambientale



**LEGENDA:**

-  Limite area di intervento
-  Cavidotto

**Assetto Insediativo**

-  Componente insediativa

**Beni Paesaggistici art. 143 dlgs 42/2004**

-  Fiumi e torrenti
-  Fascia di rispetto

**Componenti Assetto Ambientale**

-  Culture Arboree specializzate
-  Culture erbacee specializzate
-  Aree antropizzate

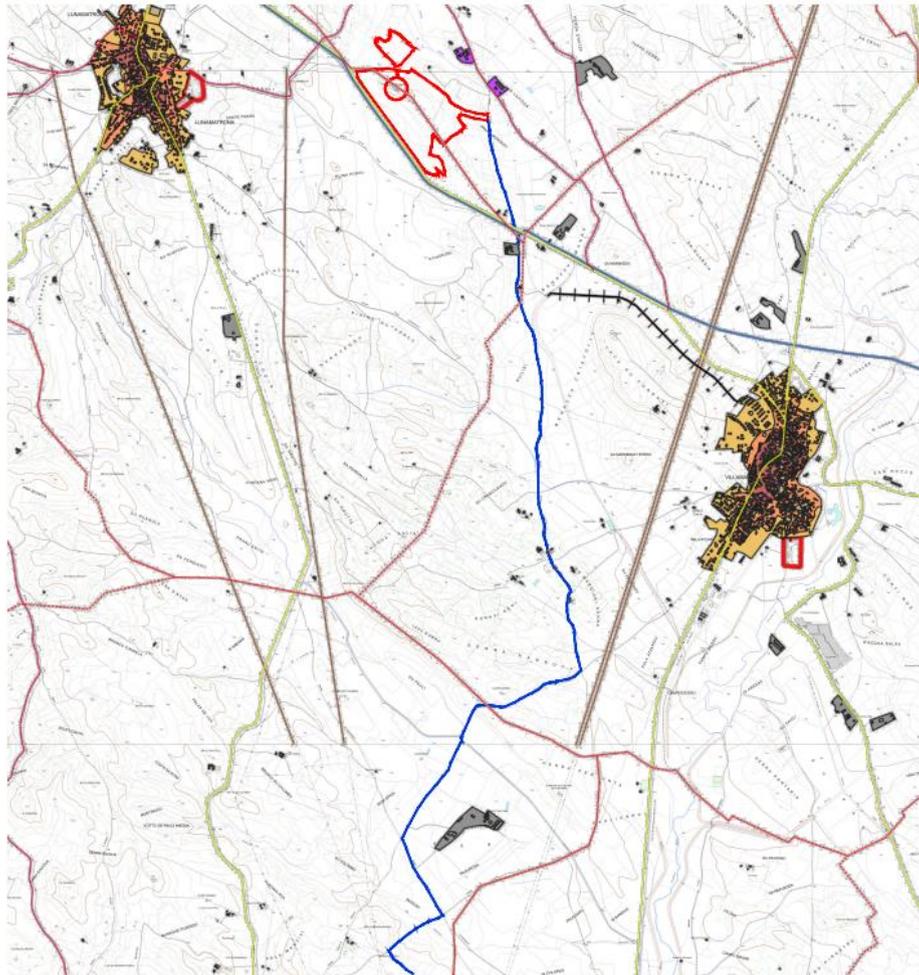
**Assetto Insediativo**

L'area di intervento non ricade in nessun tessuto insediativo.

Il cavidotto attraversa:

- Strada di impianto;
- Condotta idrica;
- Linea elettrica.

Figura 2-18: PPR Regione Sardegna – Assetto Insediativo



**LEGENDA:**

 Limite area di intervento

 Cavidotto

**Reti infrastrutture**

**Rete stradale**

 Strada di impianto

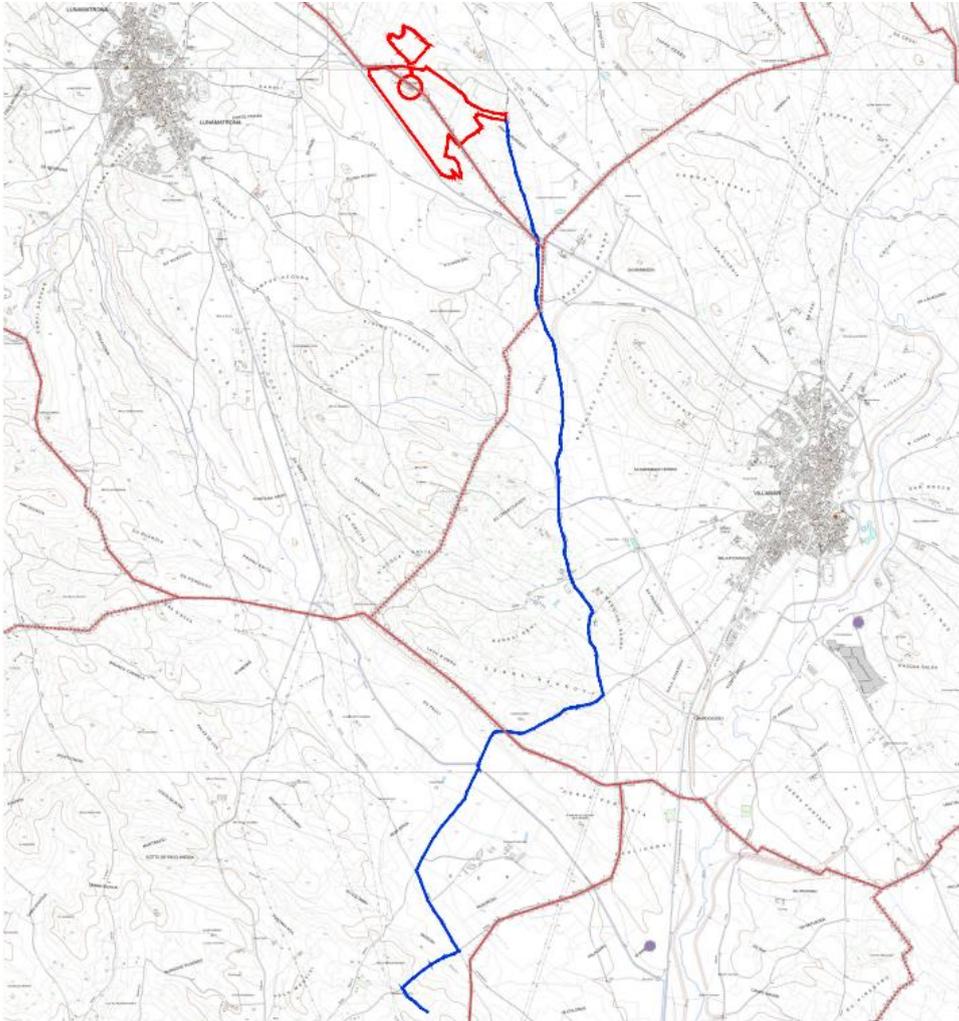
 Condotta idrica

 Linea elettrica

**Assetto Storico Culturale**

Come si vede dalla tavola allegata, non risultano presenti punti di interesse storico culturale, né per l'area di intervento e né per il cavidotto.

Figura 2-19: PPR Regione Sardegna – Assetto Storico Culturale



**LEGENDA:**

 Limite area di intervento

 Cavidotto



### 2.1.5.2 Piano Urbanistico Provinciale - Piano Territoriale di Coordinamento (PUP-PTC)

Il Piano Urbanistico Provinciale/Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PUP/PTCP), ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 17, c. 6 della L.R. 22.12.89, n. 45, il PUP/PTCP è stato adottato dalla deliberazione del Consiglio Provinciale n. 7 del 03.02.2011, esecutiva ai sensi di legge, integrato dalla delibera del Consiglio Provinciale n. 34 del 25.05.2012 (presa d'atto prescrizioni del Comitato Tecnico Regionale Urbanistica), è stato approvato in via definitiva a seguito della comunicazione della Direzione Generale della Pianificazione Urbanistica Territoriale e della Vigilanza Edilizia dell'Assessorato Enti Locali, Finanze ed Urbanistica della Regione Autonoma della Sardegna n.43562/Determinazione/3253 del 23/07/2012. Il Piano è vigente dal giorno di pubblicazione sul B.U.R.A.S. n. 55 del 20.12.2012. Il Piano Urbanistico Provinciale/Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PUP/PTCP) della Provincia del Medio Campidano è stato elaborato e redatto dall'Ufficio del Piano, una struttura associata alla Presidenza con il compito principale di supportare tecnicamente l'Amministrazione Provinciale nella redazione di piani e programmi di sviluppo e nello svolgimento di attività complesse nelle quali il riferimento territoriale e paesaggistico sia preminente.

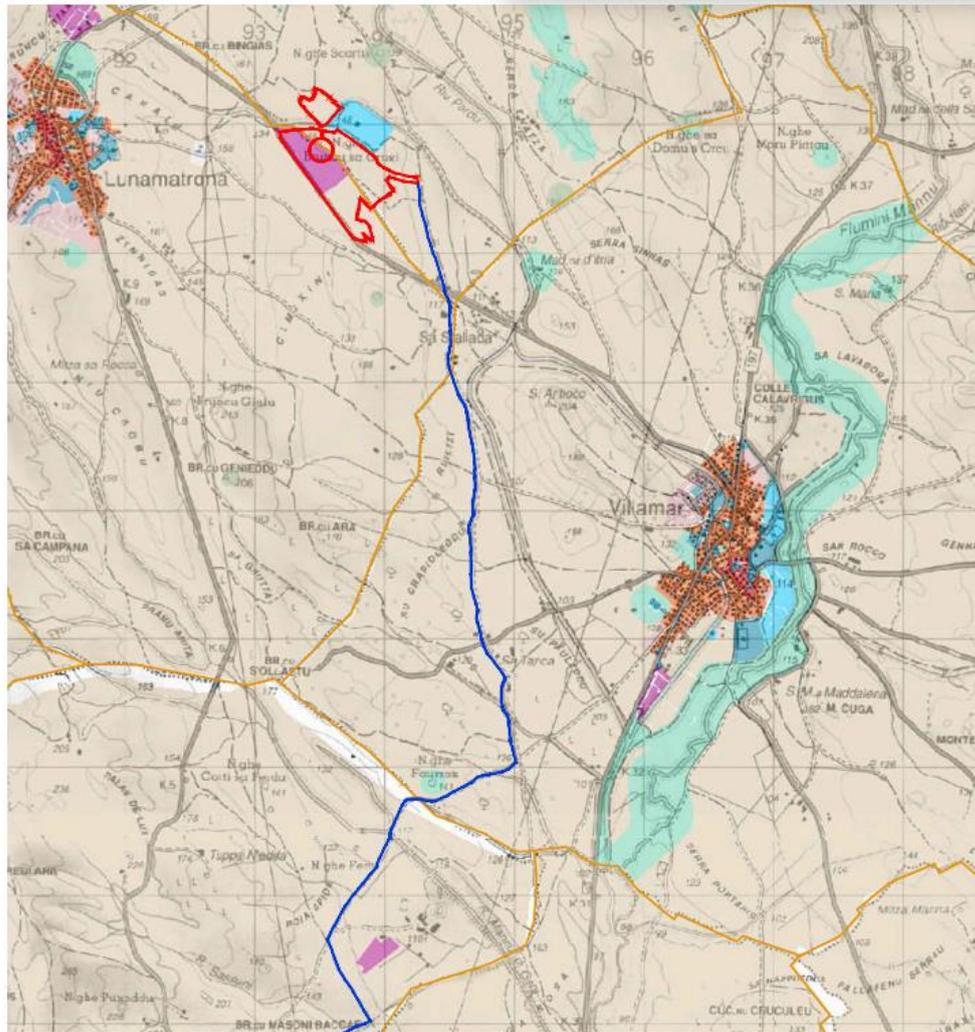
Il PUP/PTC è lo strumento attraverso il quale si indirizza lo sviluppo urbanistico complessivo nonché le trasformazioni del paesaggio di rilevanza sovracomunale nel territorio della Provincia del Medio Campidano. Su esso si fonda e si coordina la pianificazione del paesaggio nell'ambito di processi di trasformazione di rilevanza provinciale o sovracomunale sul territorio della Provincia. È stato redatto in conformità alle norme nazionali e regionali vigenti e concorrenti in materia di trasformazioni del paesaggio e del territorio, ed è rispettoso dei principi espressi nello statuto della Provincia.

L'area di intervento ricade in:

- Zona D - Industriale, artigianale e commerciale;
- Zona E – Agricola;
- Zona G - Servizi Generali.

Il cavidotto attraversa tutta Zona Agricola.

Figura 2-20: PUP-PTC – Medio Campidano



**LEGENDA:**

|   |   |
|---|---|
|  | Limite area di intervento                       |
|  | Cavidotto                                       |
|  | Zona D - Industriale, artigianale e commerciale |
|  | Zona E - Agricola                               |
|  | Zona G - Servizi Generali                       |

## 2.1.6 Pianificazione urbanistica

### 2.1.6.1 Piano Urbanistico Comunale (PUC) del comune di Pauli Arbarei

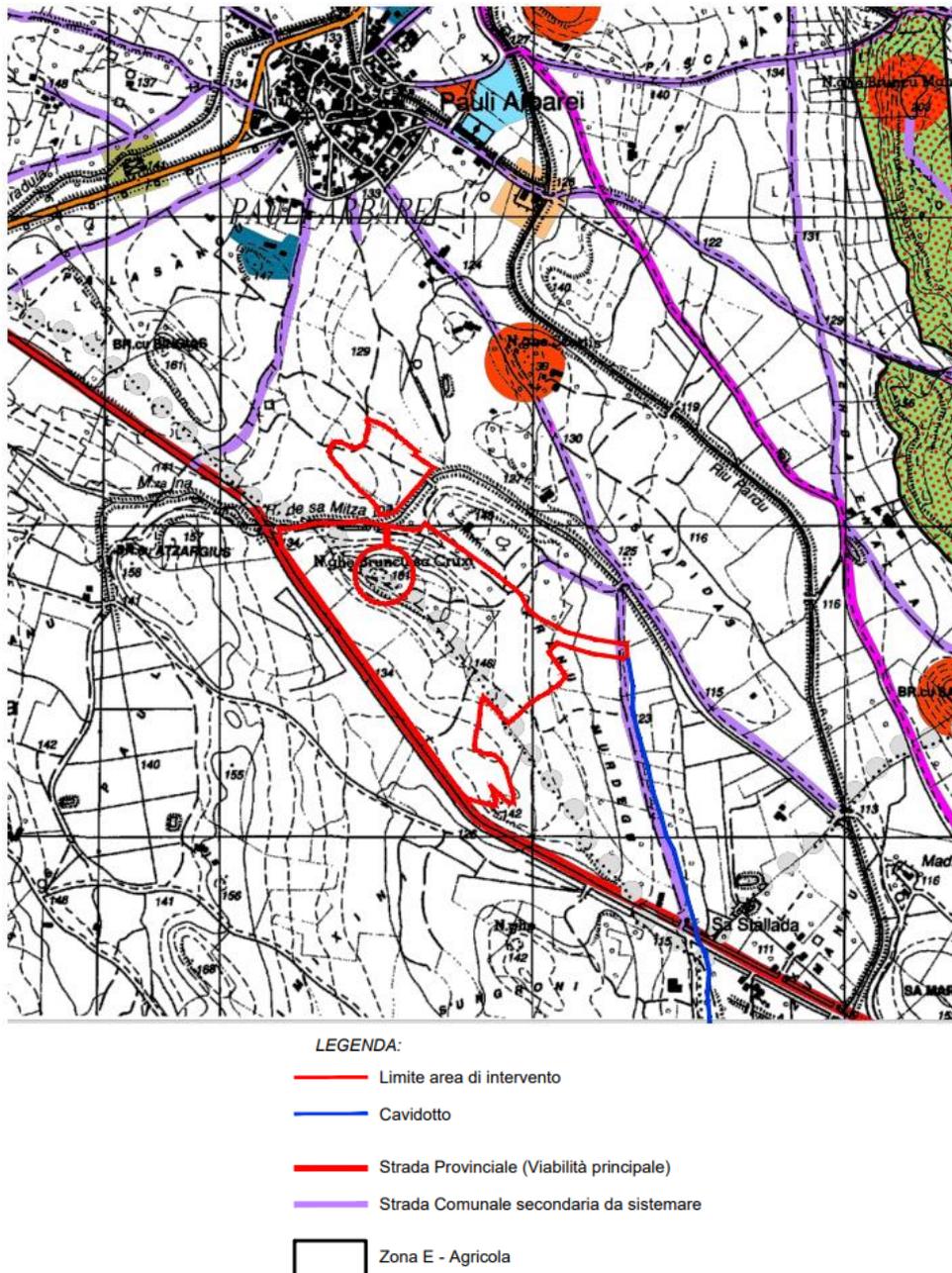
Il Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Pauli Arbarei è stato approvato con delibera di Consiglio Comunale n. 06 del 03/04/2004, e pubblicato su Gazzetta del Buras con n.31 l'11/10/2004. Il Piano è stato redatto in conformità ai contenuti della Legge Regionale 22 dicembre 1989 n° 45, ed interessa l'intero territorio comunale.

L'area oggetto di intervento, nello specifico l'area in cui verrà installato l'impianto, ricade in Zona omogenea Agricola "E" definita all'art.17 delle NTA del PUC. Tali aree sono destinate agli "...usi

agricoli, alla pastorizia, alla zootecnica, alla itticoltura, all'attività di conservazione e di trasformazione dei prodotti aziendali, all'agriturismo, alla silvicoltura ed alla coltivazione industriale del legno ivi compresi tutti gli edifici, le attrezzature e gli impianti connessi a tali destinazioni e finalizzati alla valorizzazione dei prodotti ottenuti da tali attività.”

Mentre l'area in cui verrà realizzato il cavidotto ricade anch'essa in Zona Agricola (art.17 NTA) ma lungo una strada esistente definita Strada Comunale Secondaria da sistemare, graficizzata sulle tavole di Piano e riportata nello stralcio di cui sotto..

Figura 2-21: PUC – Pauli Arbarei



### 2.1.6.2 Piano Urbanistico Comunale (PUC) del comune di Lunamatrona

Il Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Lunamatrona è stato approvato con delibera di Consiglio Comunale n.6 del 29/01/1991 e pubblicato su Gazzetta del Buras con n. 25 del 12/08/1991.

Ricade su questo territorio la realizzazione di una porzione del Cavidotto, che collega l'area su cui si sviluppa l'impianto fotovoltaico (presso il comune di Pauli Arbarei) e la nuova sottostazione elettrica localizzata nel comune di Sanluri. Il tracciato del Cavidotto corre lungo una strada esistente, ma non è stato possibile definire la destinazione d'uso di tali zone in quanto impossibilitati a consultare elaborati e/o documentazione reperibile tramite le fonti istituzionali web.

### *2.1.6.3 Piano Urbanistico Comunale (PUC) del comune di Villamar*

Il Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Villamar è stato approvato con delibera di consiglio comunale n. 23 del 08/08/2012, e pubblicato su Gazzetta del Buras con n. 27 del 13/06/2013.

Sul territorio comunale di Villamar ricade la realizzazione di una porzione del Cavidotto, che come già specificato nel precedente paragrafo §3.4.2, collega il nuovo impianto fotovoltaico sito presso il comune di Pauli Arbarei e la nuova sottostazione elettrica localizzata nel comune di Sanluri.

Il tracciato del cavidotto, corre lungo una strada esistente definita dal piano:

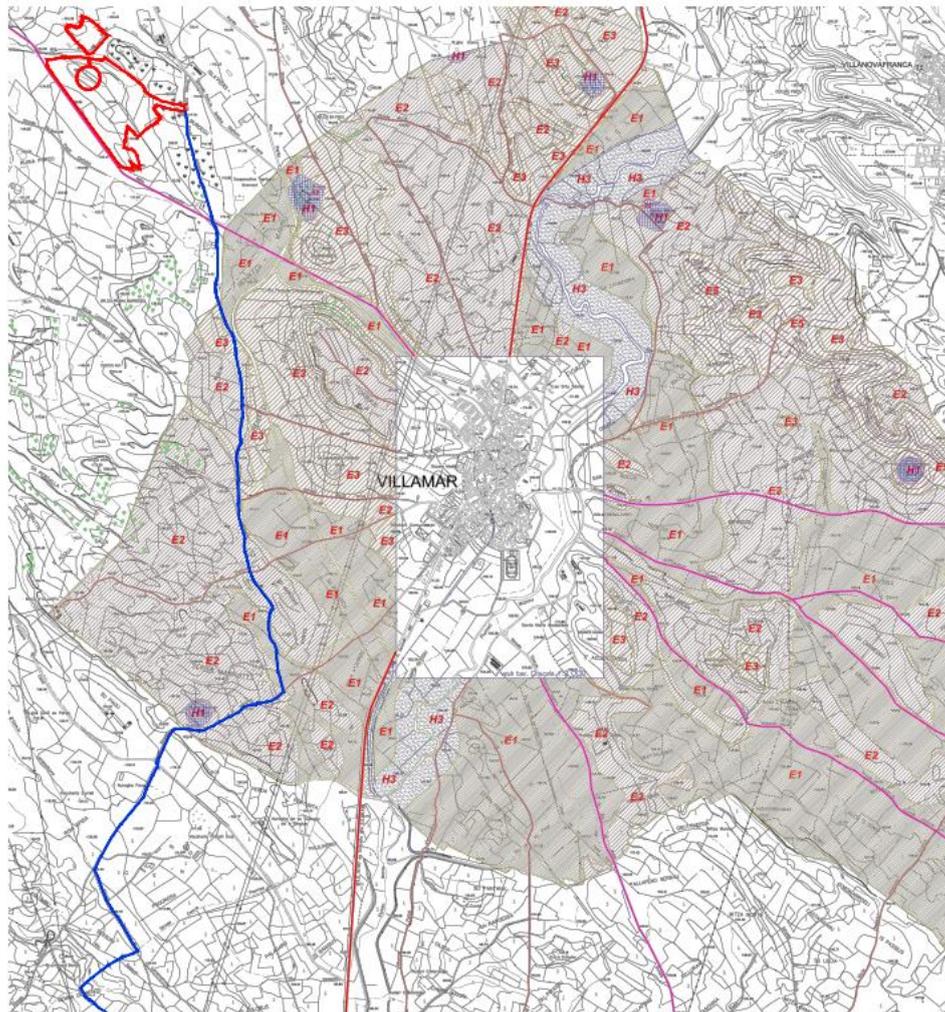
- Viabilità Vicinale di relazione tra il sistema Insediativo "Extra Urbano"

questa viene assorbita all'interno della Zona Agricola "E" normata dall'art.21 delle NTA e suddivisa a sua volta in diverse sottozone, di seguito si specificano quelle in cui ricade l'intervento:

- E1- Aree caratterizzate da una porzione agricola tipica e specializzata
- E2- Aree di prima importanza per la funzione agricola-produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni.
- E3- Aree che, caratterizzate da un elevato frazionamento fondiario, sono contemporaneamente utilizzabili per scopi agricolo-produttivi e per scopi residenziali

Nello stralcio successivo è rappresentato l'ubicazione dell'impianto nel comune sopra citato.

Figura 2-22: PUC - Villamar



**LEGENDA:**  
 Limite area di intervento

Viabilità Vicinale di relazione tra il sistema Insediativo "Extra\_Urbano"

Cavidotto

**E Agricole (art.8 D.P.G.R. 228/94)**

E1 Aree caratterizzate da una produzione agricola tipica e specializzata

E2 Aree di prima importanza per la funzione agricolo-produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni

E3 Aree che, caratterizzate da un elevato frazionamento fondiario, sono contemporaneamente utilizzabili per scopi agricolo-produttivi e per scopi residenziali

**H Salvaguardia**

H1 Salvaguardia dei Beni Archeologici

**2.1.6.4 Piano Urbanistico Comunale (PUC) del comune di Sanluri**

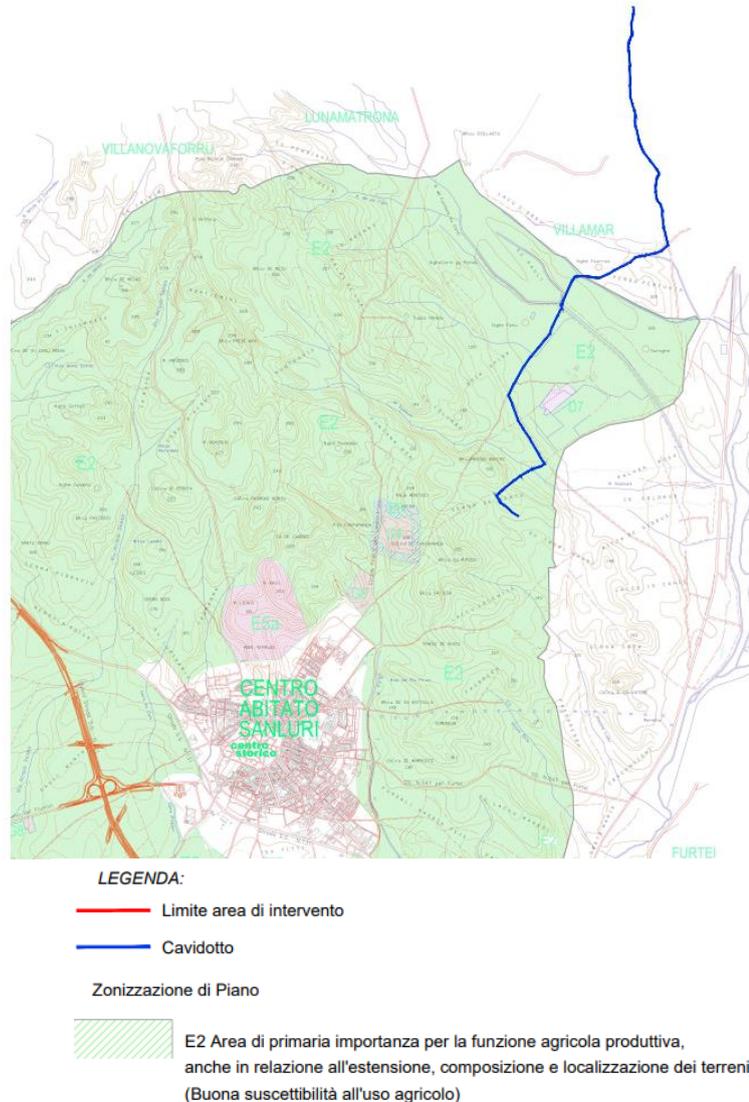
Il Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di Sanluri è stato approvato con delibera di consiglio comunale n. 77 del 29/09/2000, e pubblicato su Gazzetta del Buras con n. 14 del 27/04/2001.

Sul territorio comunale di Sanluri ricade la realizzazione di una porzione del Cavidotto e la nuova sottostazione elettrica. Il Piano urbanistico individua l'area oggetto dell'intervento Zona omogenea Agricola "E" classificata a sua volta in diverse sottozone. Di seguito si specifica quella in cui ricade l'intervento:

- **E2-** aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni (buona suscettività all'uso agricolo);

Di seguito lo stralcio relativo al comune di Sanluri

Figura 2-23: PUC Sanluri



## 2.1.7 Pianificazione settoriale

### 2.1.7.1 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA)

Il Piano di Gestione del Rischio da Alluvioni (PGRA), rappresenta un nuovo strumento di pianificazione relativo alla valutazione e gestione del rischio di alluvioni, previsto dalla Direttiva 2007/60/CE (Direttiva Alluvioni), e recepita nell'ordinamento italiano con il D. Lgs.49/2010.

Per quanto concerne pertanto la cartografia, in base a quanto disposto dal D.Lgs. 49/2010 di recepimento della Direttiva 2007/60/CE, il PGRA (Piano gestione rischio alluvioni), alla stregua dei Piani di Assetto Idro-geologico (PAI), è stralcio del Piano di Bacino ed ha valore di piano sovraordinato rispetto alla pianificazione territoriale e urbanistica. Alla scala di intero distretto, il PGRA agisce in sinergia con i PAI vigenti.

Il primo ciclo attuazione si è concluso nel 2016 quando sono stati definitivamente approvati i PGRA relativi al periodo 2015-2021.

In adempimento delle previsioni dell'art. 14 della Direttiva 2007/60/CE e dell'art. 12 dell'art. 12 del D.Lgs. 49/2019, con la Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 14 del 21/12/2021 è stato approvato il Piano di gestione del rischio di alluvioni della Sardegna per il secondo ciclo di pianificazione. Il Piano approvato recepisce le osservazioni pervenute nell'ambito del procedimento di verifica di assoggettabilità a VAS e quelle inerenti al Progetto di Piano approvato nel dicembre 2020. Nella stessa seduta del 21/12/2021 il Comitato Istituzionale ha approvato, con la deliberazione n. 16 l'aggiornamento del Piano di gestione del distretto idrografico della Sardegna, giunto al suo terzo ciclo di pianificazione.

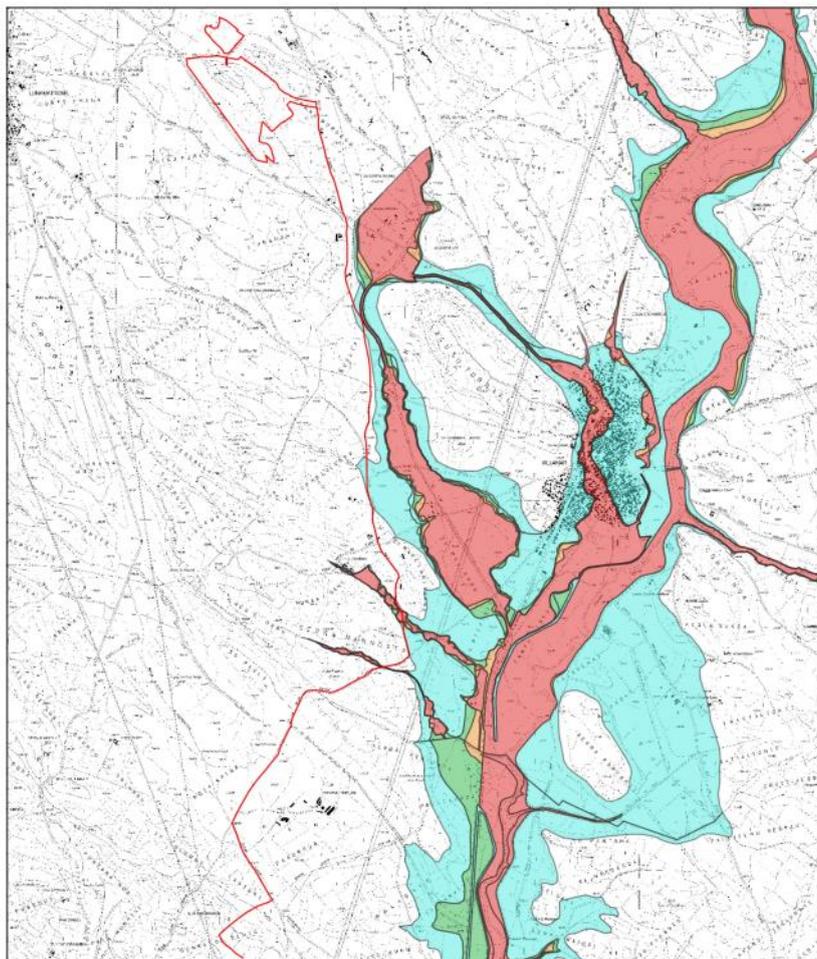
Il PGRA riguarda tutti gli aspetti legati alla gestione del rischio di alluvioni.

Per quanto alla cartografia del Piano per il secondo ciclo sono state consultate le cartografie della Pericolosità idraulica e del Rischio idraulico pertinenti per il sito di studio che si inserisce nel sub-bacino n. 7 "Flumendosa Campidano Cixerri".

Negli stralci cartografici riportati di seguito, è evidente che l'area è fuori da ogni tipo di perimetrazione inerente al Piano pertanto non è soggetto a rischio o pericolosità idraulica.

Per quanto invece al cavidotto che collega la cabina di interfaccia alla stazione Elettrica Terna esistente esso attraversa in prossimità di due fossi senza toponimo due aree a rischio R3 e pericolosità P3 e due zone (in prossimità di loc. Rulixi e Riu Acqua Salia) in aree a Rischio R1 e pericolosità P1

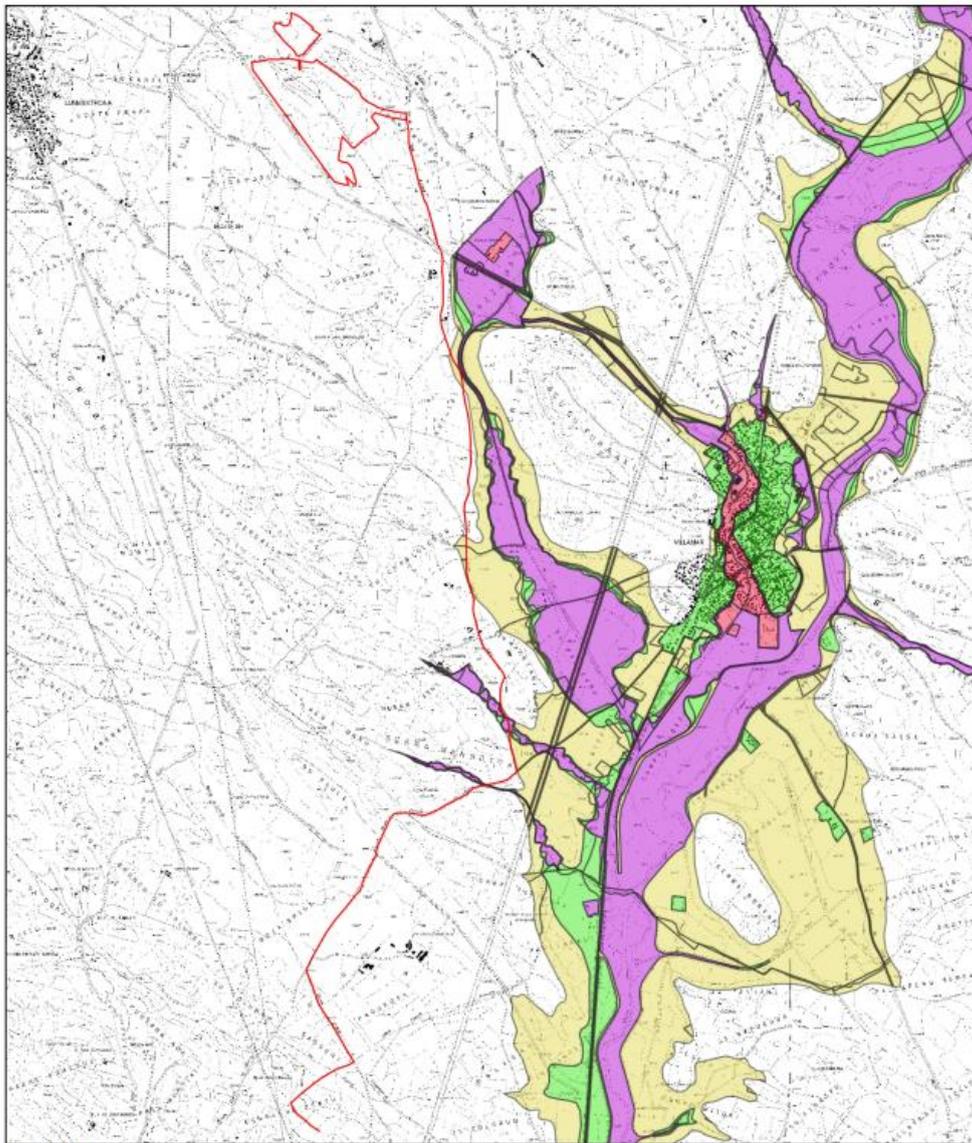
Figura 2-24: stralcio PGRA



LEGENDA:

-  Classe di pericolosità P1  
Tr = 500 anni  
Intensità moderata
  -  Classe di pericolosità P2  
Tr = 200 anni  
Intensità media
  -  Classe di pericolosità P2  
Tr = 100 anni  
Intensità elevata
  -  Classe di pericolosità P3  
Tr = 50 anni  
Intensità molto elevata
-  Limite area di intervento

Figura 2-25: Stralcio PGRA



LEGENDA:

-  Classe di rischio R1 - moderato
-  Classe di rischio R2 - medio
-  Classe di rischio R3 - elevato
-  Classe di rischio R4 - molto elevato

Le aree a rischio R3 e pericolosità P3 sono normate al Titolo III delle NTA Testo coordinato aggiornato con le modifiche approvate dal comitato istituzionale dell'Autorità di Bacino con deliberazione n. 15 del 22 novembre 2022. Al Capo II art.27 *Disciplina delle aree di pericolosità idraulica molto elevata (Hi4)* comma 3 lettera g si riporta che : *“le nuove infrastrutture a rete o puntuali previste dagli strumenti di pianificazione territoriale e dichiarate essenziali e non altrimenti localizzabili; nel caso di condotte e di cavidotti, non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all’articolo 24 delle presenti norme a condizione che, con apposita relazione asseverata del tecnico incaricato venga dimostrato che gli scavi siano effettuati a profondità limitata ed a sezione ristretta, comunque compatibilmente con le situazioni locali di pericolosità idraulica e, preferibilmente, mediante uso di tecniche a basso impatto ambientale; che eventuali manufatti connessi alla gestione e al funzionamento delle condotte e dei cavidotti emergano dal piano di campagna per un’altezza massima di un metro e siano di ingombro planimetrico strettamente limitato alla loro funzione; che i componenti tecnologici, quali armadi stradali prefabbricati, siano saldamente ancorati al suolo o agli edifici, in modo da evitare scalzamento e trascinarsi, abbiano ridotto ingombro planimetrico e altezza massima strettamente limitata alla loro funzione tecnologica e, comunque, siano tali da non ostacolare, in maniera significativa il deflusso delle acque; che, nelle situazioni di parallelismo, le condotte e i cavidotti non ricadano in alveo, né in area golenale; che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico;*

*Inoltre alla lettera h dello stesso comma “ allacciamenti a reti principali e nuovi sottoservizi a rete interrati lungo tracciati stradali esistenti, ed opere connesse compresi i nuovi attraversamenti; nel caso di condotte e di cavidotti non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all’articolo 24 delle presenti norme a condizione che, con apposita relazione asseverata del tecnico incaricato, venga dimostrato che gli scavi siano effettuati a profondità limitata ed a sezione ristretta, comunque compatibilmente con le situazioni locali di pericolosità idraulica e, preferibilmente, mediante uso di tecniche a basso impatto ambientale; che eventuali manufatti connessi alla gestione e al funzionamento delle condotte e dei cavidotti emergano dal piano di campagna per una altezza massima di un metro e siano di ingombro planimetrico strettamente limitato alla loro funzione; che i componenti tecnologici, quali armadi stradali prefabbricati, siano saldamente ancorati al suolo o agli edifici in modo da evitare scalzamento e trascinarsi, abbiano ridotto ingombro planimetrico e altezza massima strettamente limitata alla loro funzione tecnologica e comunque siano tali da non ostacolare in maniera significativa il deflusso delle acque; che, nelle situazioni di parallelismo, le condotte e i cavidotti non ricadano in alveo né in area golenale; che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico; altresì, non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all’articolo 24 delle presenti norme qualora i suddetti interventi di allacciamenti a reti principali e nuovi sottoservizi utilizzino infrastrutture esistenti di attraversamento per le quali non è garantito il franco idraulico: i predetti interventi sono ammissibili a condizione che con apposita relazione asseverata del tecnico incaricato venga dimostrato che non vi è riduzione della sezione idraulica, che sia verificato il fatto che il posizionamento del cavidotto non determini sul ponte possibili effetti negativi di tipo idrostatico e dinamico indotti dalla corrente e che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di interventi di sostituzione totale e/o adeguamenti straordinari dell’attraversamento esistente;omissis...”*

Per le aree a Rischio R1 e pericolosità P1n vale quanto prescritto al Capo II art.30 *Disciplina delle aree di pericolosità idraulica moderata (Hi1) comma 1. “Fermo restando quanto stabilito negli articoli 23 e 24, nelle aree di pericolosità idraulica moderata compete agli strumenti urbanistici, ai regolamenti edilizi ed ai piani di settore vigenti disciplinare l'uso del territorio e delle risorse naturali, ed in particolare le opere sul patrimonio edilizio esistente, i mutamenti di destinazione, le nuove costruzioni, la realizzazione di nuovi impianti, opere ed infrastrutture a rete e puntuali pubbliche o di interesse pubblico, i nuovi insediamenti produttivi commerciali e di servizi, le ristrutturazioni urbanistiche e tutti gli altri interventi di trasformazione urbanistica ed edilizia, salvo in ogni caso l’impiego di tipologie e*

*tecniche costruttive capaci di ridurre la pericolosità ed i rischi”.*

### 2.1.7.2 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) è stato predisposto ai sensi della Legge n. 183/89 e del Decreto-legge n. 180/1998, e approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n. 67 del 10/07/2006.

Il PAI è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato.

Con decreto del Presidente della Regione n. 121 del 10/11/2015 pubblicato sul BURAS n. 58 del 19/12/2015, in conformità alla Deliberazione di Giunta Regionale n. 43/2 del 01/09/2015, sono state approvate le modifiche agli articoli 21, 22 e 30 delle Norme di Attuazione del PAI, con l'introduzione dell'articolo 30-bis e l'integrazione alle stesse N.A. del PAI con il Titolo V recante “Norme in materia di coordinamento tra il PAI e il Piano di Gestione del rischio di alluvioni (PGR)”.

In recepimento di queste integrazioni, come previsto dalla Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 3 del 27/10/2015 è stato pubblicato sul sito dell'Autorità di Bacino il Testo Coordinato delle N.A. del PAI.

Rispetto al P.A.I. approvato nel 2006 sono state apportate alcune varianti richieste dai Comuni o comunque scaturite da nuovi studi o analisi di maggior dettaglio nelle aree interessate.

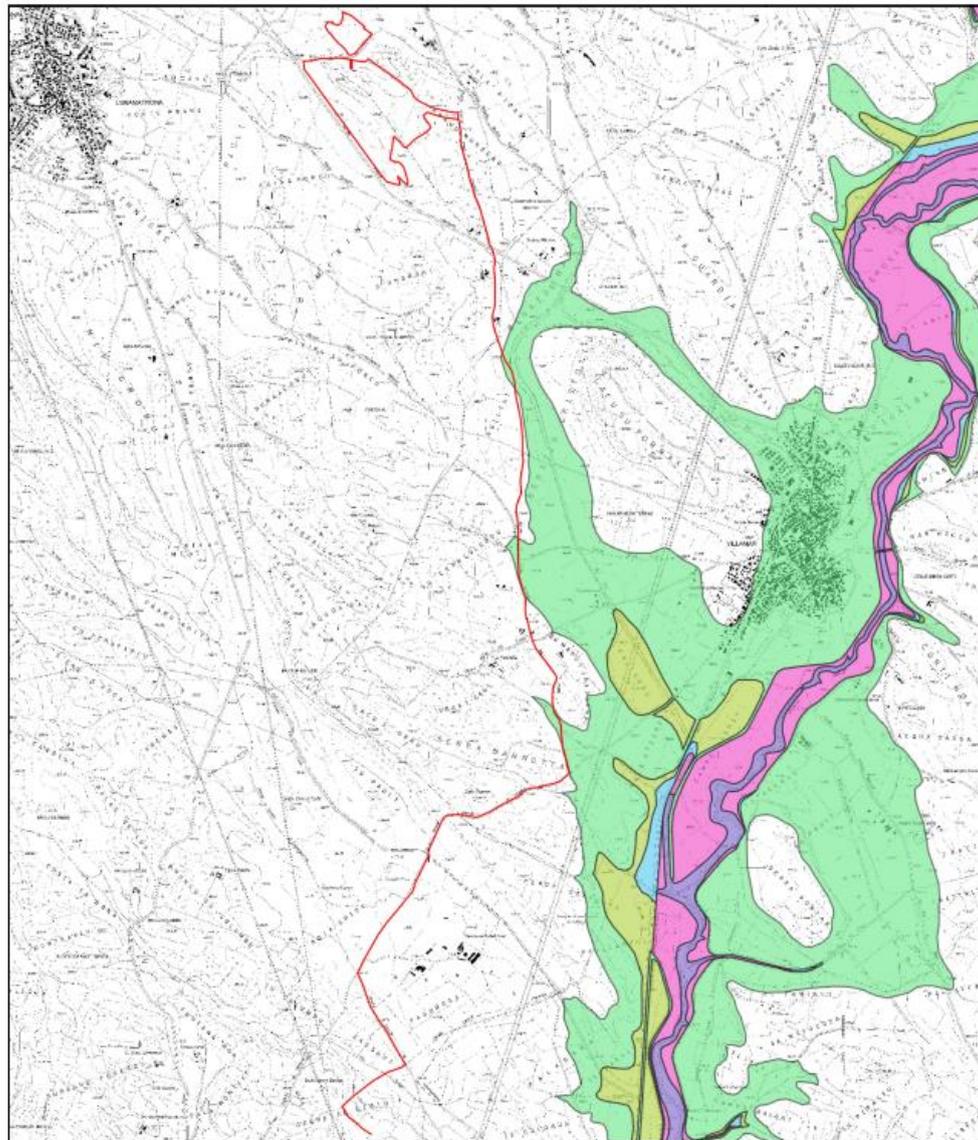
L'ultimo aggiornamento del PAI avviene con DGR n. 43/2 del 27/08/2020 “Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (PAI). Aggiornamento delle Norme di Attuazione e semplificazione delle procedure. Sostituzione allegato B alla deliberazione della Giunta regionale n. 34/1 del 7 luglio 2020.

Le perimetrazioni individuate nell'ambito del PAI delimitano le aree caratterizzate da elementi di pericolosità idrogeologica, dovuti a instabilità di tipo geomorfologico o a problematiche di tipo idraulico, sulle quali si applicano le norme di salvaguardia contenute nelle Norme di Attuazione del Piano.

Si è consultato anche *Il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali* (approfondimento ed una integrazione necessaria al Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.)), redatto ai sensi dell'art. 17, comma 6 della legge 19 maggio 1989 n. 183, quale Piano Stralcio del Piano di Bacino Regionale relativo ai settori funzionali individuati dall'art. 17, comma 3 della L. 18 maggio 1989, n. 183. Il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali ha valore di Piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo, mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso riguardanti le fasce fluviali.

Nello stralcio di cui sotto si riporta la Mappa del PAI che mostra il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (al 2020).

Figura 2-26: Stralcio PAI

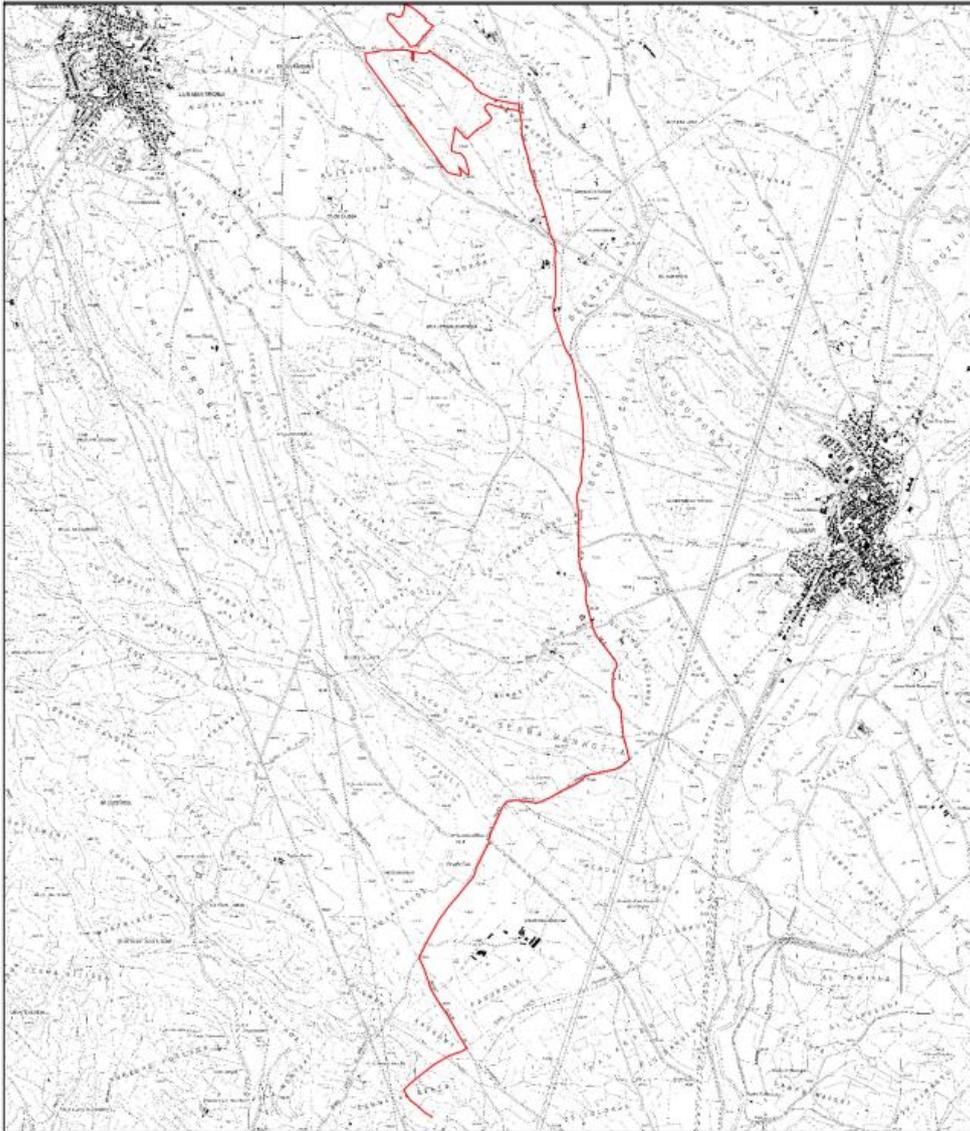


LEGENDA:

-  Fascia A Tr = 2 anni
-  Fascia A Tr = 50 anni
-  Fascia B Tr = 100 anni
-  Fascia B Tr = 200 anni
-  Fascia C Tr >= 500 anni
-  Limite area di intervento

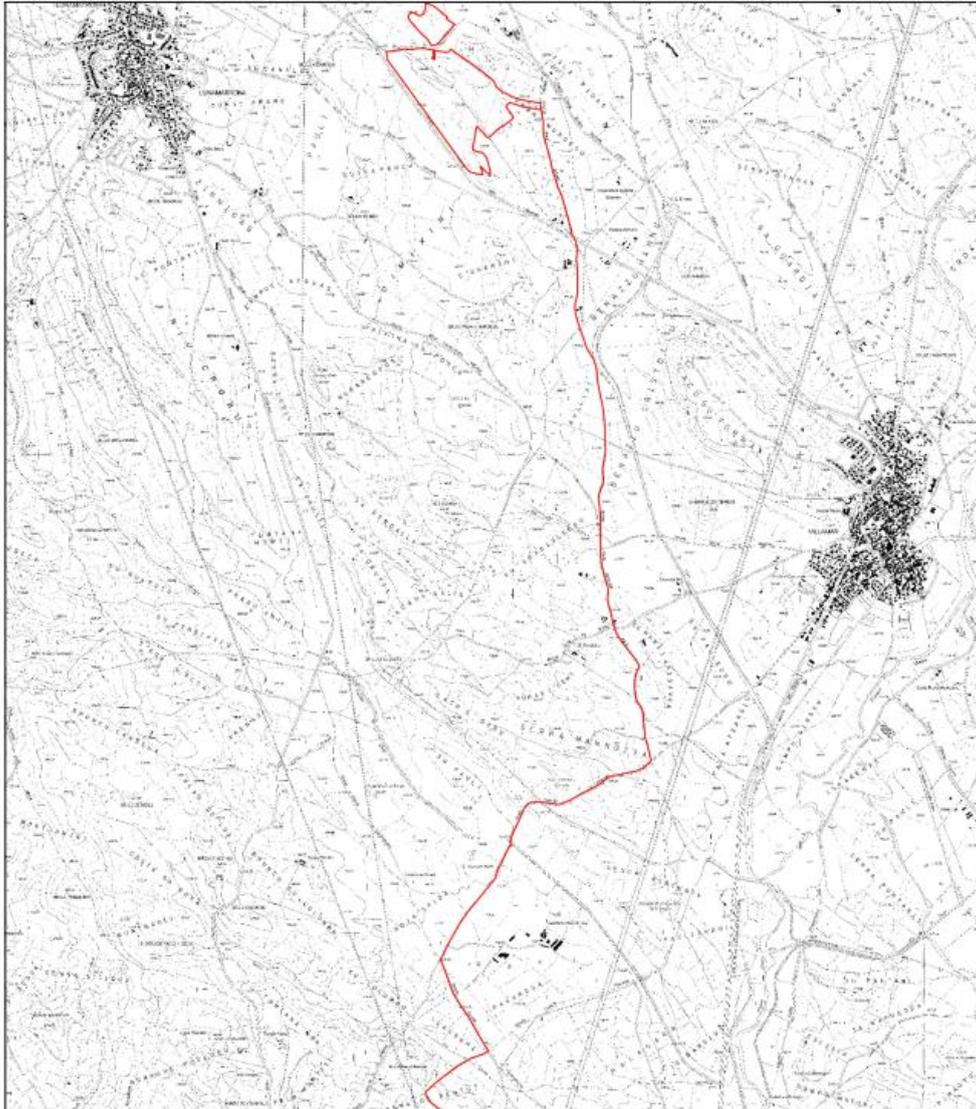
Mentre nei due stralci cartografici successivi si riportano lo stralcio della Pericolosità Geomorfologica e lo stralcio del Rischio geomorfologico (Pericolo e Rischio Frana al 31/01/2018). Il sito del progetto è al di fuori delle fasce esondabili e risulta essere esente da ogni tipo di perimetrazione sia per la pericolosità che per il rischio geomorfologico.

Solo per l'area del cavidotto ad est del Comune di Villamar un piccolo tratto rientra per il PSFF in una fascia C con tempo di riporto  $\geq 500$  anni.



LEGENDA:

- |   |  |
|---|--|
|  Classe di pericolosità Hg1 - moderata |  Classe di pericolosità Hg3 - elevata       |
|  Classe di pericolosità Hg2 - media    |  Classe di pericolosità Hg4 - molto elevata |



LEGENDA:

|  |  |
|--|--|
|  Classe di rischio Rg1 - moderata |  Classe di rischio Rg3 - elevata    |
|  Classe di rischio Rg2 - media    |  Classe di rischio Rg4 - molta alta |

### 2.1.7.3 Piano di Gestione delle Acque (PdG)

Il Piano di Gestione, previsto dalla Direttiva quadro sulle Acque (Direttiva 2000/60/CE) rappresenta lo strumento operativo attraverso il quale si devono pianificare, attuare e monitorare le misure per la protezione, il risanamento e il miglioramento dei corpi idrici superficiali e sotterranei e agevolare un utilizzo sostenibile delle risorse idriche.

Il primo Piano di gestione per la Regione Sardegna è stato adottato dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale con delibera n. 1 del 25.02.2010. Con delibera n. 1 del 3.6.2010, è stata adottata la prima revisione del Piano di Gestione, a seguito delle consultazioni pubbliche e delle prescrizioni derivanti dal procedimento di Valutazione Ambientale Strategica.

La Direttiva prevede per il Piano di Gestione un processo di revisione continua ed in particolare

stabilisce che lo stesso piano venga sottoposto a riesame e aggiornamento entro il 22 dicembre 2015 e, successivamente, ogni 6 anni.

La Direttiva stabilisce inoltre che gli Stati membri devono promuovere la partecipazione attiva di tutte le parti interessate all'attuazione della Direttiva stessa, in particolare all'elaborazione, al riesame e all'aggiornamento dei piani di gestione dei bacini idrografici.

Attualmente siamo in fase Terzo ciclo di pianificazione 2021-2027. Infatti, il 21 dicembre 2021 si è riunito il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino che ha approvato la Delibera n. 16 del 21 dicembre 2021 – Direttiva 2000/60/CE (Direttiva quadro acque) – Riesame e aggiornamento del Piano di Gestione del distretto idrografico della Sardegna – Terzo ciclo di pianificazione 2021-2027– Adozione ai sensi dell'articolo 66 del DLgs 152/2006 e ai sensi della L.R. 19/2006 ai fini del successivo iter di approvazione.

Il secondo aggiornamento fa seguito alla prima versione del Piano di Gestione (primo ciclo di pianificazione 2009-2015) e al successivo primo aggiornamento (secondo ciclo di pianificazione 2015-2021).

Nella medesima seduta il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino ha approvato la Delibera n. 14 del 21 dicembre 2021 Direttiva 2007/60/CE e art. 12 D.Lgs. 49/2010 - Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (PGRA) del distretto idrografico della Sardegna – Secondo ciclo di pianificazione – Adozione ai sensi dell'articolo 66 del DLgs 152/2006 e ai sensi della L.R. 19/2006 ai fini del successivo iter di approvazione.

Il reticolo idrografico dell'area si presenta piuttosto modesto, caratterizzato da incisioni poco marcate in corrispondenza dell'alveo del "riu tràdula", del "riu pardu" e di modestissime incisioni sul "riu is funtanas" e sul "riu de sa mitza" che passa nel mezzo delle due aree adibite a campo agrivoltaico.

Il reticolo idrografico è principalmente di tipo dendritico e alcuni i corsi d'acqua sono stati regimati per poter consentire la coltivazione dell'ampia pianura e soprattutto la messa in sicurezza del centro urbano. I piccoli corsi d'acqua presenti nell'area si immettono nel Rio Pardu, che prosegue verso Villamar da dove prende la denominazione di Riu Cani ed è il corso d'acqua principale dell'area.

Nella cartografia del PdG Classificazione dei corpi idrici superficiali questo corso d'acqua possiede uno stato chimico ed ecologico buono inoltre non è classificato a rischio, mentre il Flumini Mannu possiede uno stato ecologico sufficiente e uno stato chimico buono.

#### *2.1.7.4 Vincoli paesaggistici (ai sensi del D.Lgs 42/2004)*

Si rileva sia nell'area di intervento e sia nel cavidotto la presenza dei Beni Paesaggistici, ai sensi dell'art. 143 del D.Lgs. 42/2004: Fiumi e torrenti, con fascia di rispetto.

#### *2.1.7.5 Vincoli archeologici e beni storico-culturali*

Si rileva la presenza di un NURAGHE all'interno del perimetro di intervento, per cui ne è vietata qualunque edificazione o altra azione che possa comprometterne la tutela, infatti sarà totalmente salvaguardato.

Al fine di valorizzare l'area sono ammesse le attività di studio, ricerca e gli interventi di pulizia superficiale, potatura della vegetazione presente ed eventuali interventi di scavo archeologico, previa autorizzazione del competente organo del MIBAC.

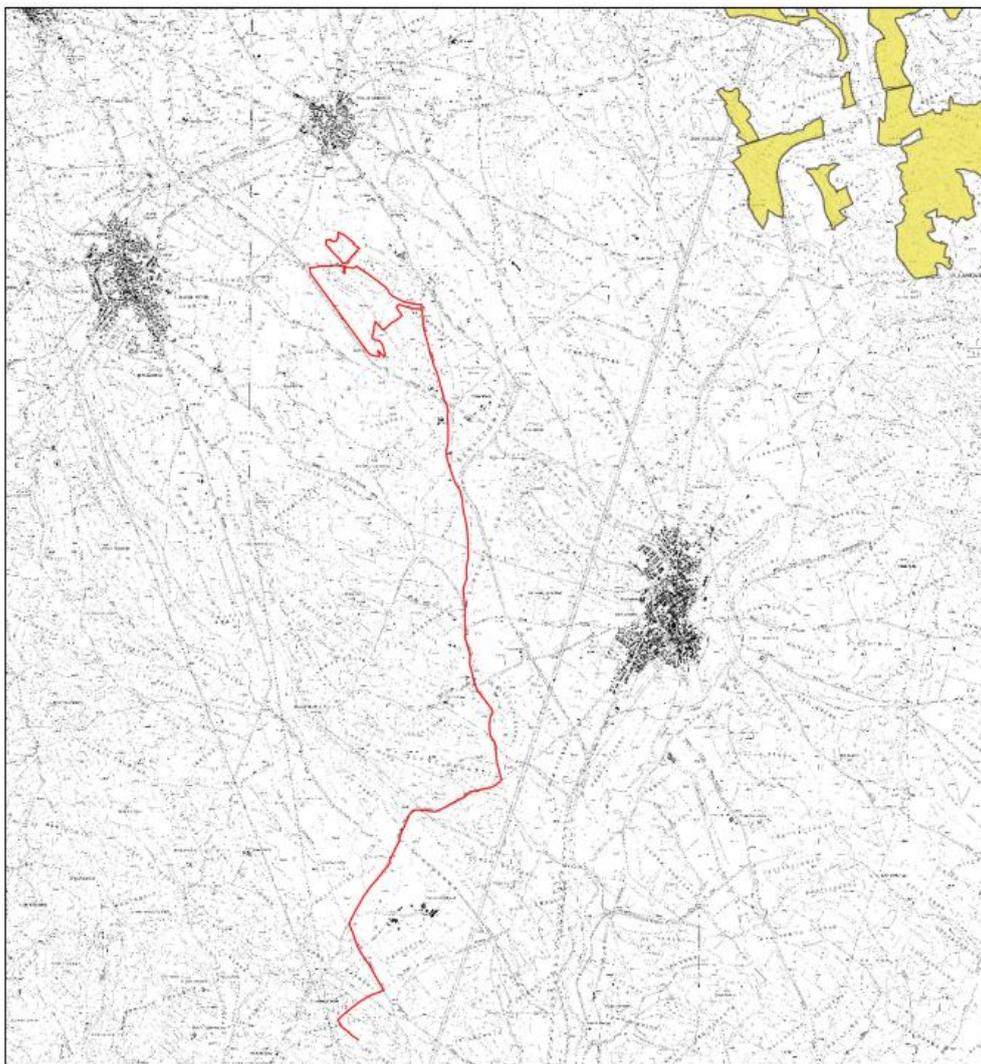
#### *2.1.7.6 Vincolo Idrogeologico (R.D. 3267/1923)*

Il Vincolo Idrogeologico istituito e regolamentato con Regio Decreto n.3267 del 30 dicembre 1923 e con Regio Decreto n. 1126 del 16 maggio 1926, sottopone a tutela quelle zone che per effetto di interventi, quali movimenti terra o disboscamenti, possono con danno pubblico perdere la stabilità o turbare il regime delle acque, è uno strumento di prevenzione e difesa del suolo, limitando il territorio ad un uso conservativo.

Se un terreno è gravato da questo vincolo qualunque intervento da realizzare presuppone una variazione della destinazione d'uso del suolo e deve essere preventivamente autorizzata dagli uffici competenti. Le autorizzazioni non vengono rilasciate quando esistono situazioni di dissesto reale, se non per la bonifica del dissesto stesso o quando l'intervento richiesto può produrre i danni di cui all'art. 1 del R.D.L. 3267/23

Per l'area interessata dal progetto dell'agrivoltaico non ci sono aree perimetrate sottoposte a vincolo idrogeologico (stralcio sottostante) pertanto non è necessario acquisire preventivamente l'autorizzazione in deroga al vincolo per eseguire interventi comportanti movimenti terra e trasformazioni di uso del suolo.

Figura 2-27: Stralcio PDG



**LEGENDA:**

Art 1 RDL 3267/23

 ART 9 NTA PAI

 Limite area di intervento

**2.1.8 Aree naturali protette a vario livello e siti Natura 2000 istituiti**

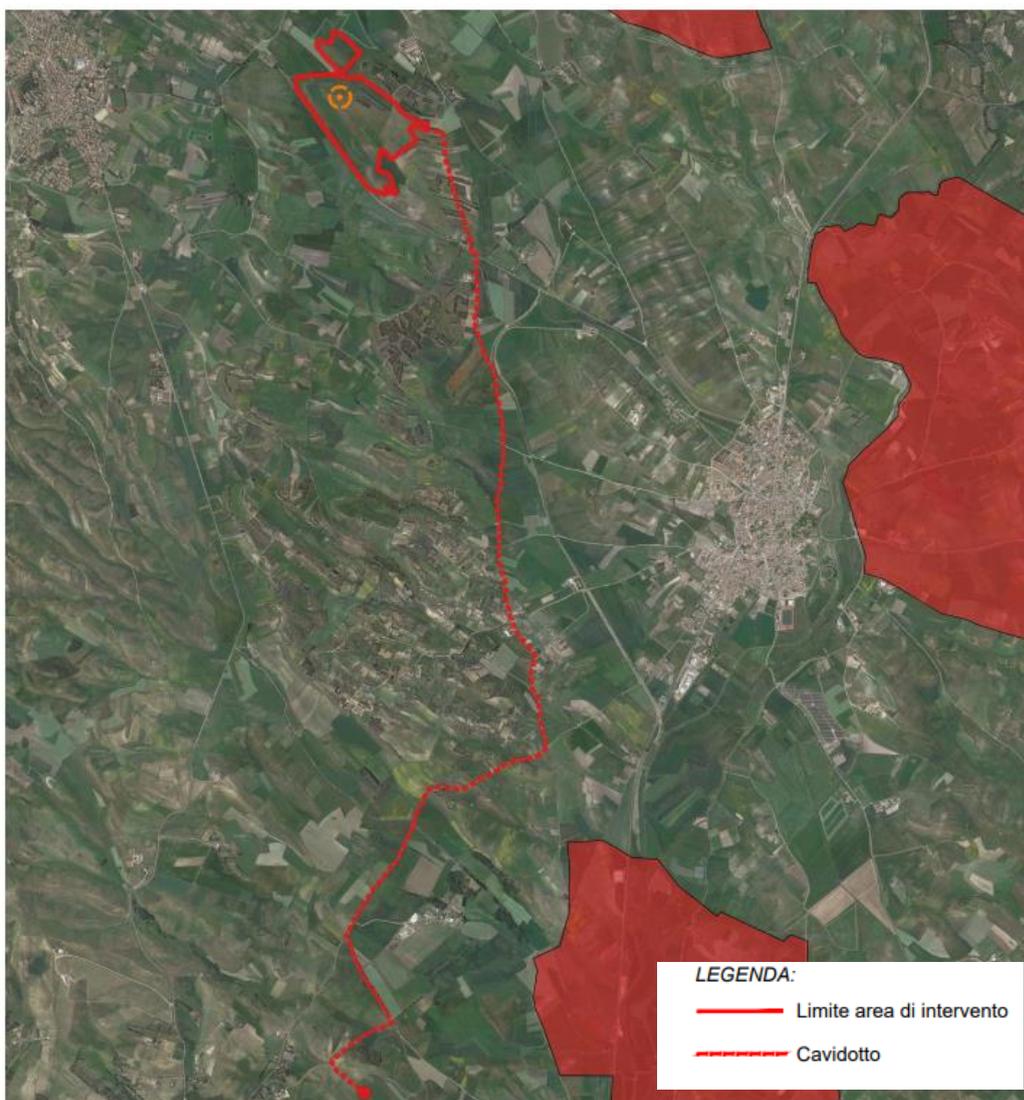
L'area di intervento si trova alla distanza di 1,5 Km. dall'Area Protetta Rete Natura 2000 ZPS (Zona di Protezione Speciale) denominata Giara di Siddi cod: ITB043056, per cui l'area non interferisce con

nessun sito protetto. L'intervento in oggetto non è assoggettato alla procedura di valutazione di incidenza, tuttavia, si è scelto di presentare uno studio di valutazione di incidenza ambientale, il quale contiene, in sintesi:

- l'illustrazione del progetto;
- l'inserimento dello stesso nel contesto;
- la valutazione delle interferenze con le componenti ambientali;
- l'individuazione delle prescrizioni necessarie per minimizzare gli effetti negativi sull'ambiente.
- La direttiva comunitaria prescrive come elementi di progetto essenziali:
  - la descrizione dell'intervento e le sue caratteristiche;
  - l'illustrazione delle misure previste per evitare, ridurre o compensare rilevanti effetti negativi;
  - descrizione degli elementi capaci di individuare e valutare i principali effetti che il progetto ha sull'ambiente.

Di seguito lo stralcio descrittivo delle Aree Protette e Rete Natura 2000

*Figura 2-28: Stralcio Aree Protette e Rete Natura 2000*



### 3 Conclusioni

La Tabella successiva riassume sinteticamente il rapporto tra le opere di progetto, le previsioni programmatiche e il sistema delle tutele e vincoli indagati innanzi.

Tabella 3.1: Valutazione della conformità del progetto rispetto agli strumenti di pianificazione, tutele e vincoli

| ATTO/PIANO/PROGRAMMA   | CONFORMITÀ                         | NOTE  |
|--|------------------------------------|---|
| Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna (PEARS) 2015-2030<br><i>Approvato con D.G.R. n.45/40 del 2.08.2016</i>  | Sì                                 | Il progetto contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo al 2030 del 50% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti mediante un mix tra le varie fonti  |
| Piano Paesaggistico Regionale (PPR)<br><i>Approvato con D.G.R. n.36/7 del 5 settembre 2006</i>   | Interferenza vincolo paesaggistico | Le opere di progetto risultano compatibili e coerenti con gli obiettivi del PPR.  |
| Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale(PUP-PTCP) adottato dalla deliberazione del Consiglio Provinciale n. 7 del 03.02.2011, esecutiva ai sensi di legge, integrato dalla delibera del Consiglio Provinciale n. 34 del 25.05.2012 | Sì                                 | L'area di intervento ricade in: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona D - Industriale, artigianale e commerciale;</li> <li>• Zona E – Agricola;</li> <li>• Zona G - Servizi Generali.</li> </ul> <p>Il cavidotto attraversa tutta Zona Agricola.</p>  |
| Comune di Pauli Arbarei:<br>Piano urbanistico comunale (PUC) approvato con delibera di Consiglio Comunale n. 06 del 03/04/2004   | Sì                                 | L'area oggetto di intervento, nello specifico l'area in cui verrà installato l'impianto, ricade in Zona omogenea Agricola "E"   |
| Comune di Lunamatrona:<br>Piano urbanistico comunale (PUC) stato approvato con delibera di Consiglio Comunale n.6 del 29/01/1991   | Sì                                 | Ricade su questo territorio la realizzazione di una porzione del Cavidotto, che collega l'area su cui si sviluppa l'impianto fotovoltaico (presso il comune di Pauli Arbarei). Il tracciato del Cavidotto corre lungo una strada esistente, ma non è stato possibile definire la destinazione d'uso di tali zone in quanto impossibilitati a consultare elaborati |
| Comune di Villamar:<br>Piano urbanistico comunale (PUC) approvato con delibera di consiglio comunale n. 23 del 08/08/2012  | Sì                                 | Sul territorio comunale di Villamar ricade la realizzazione di una porzione del Cavidotto<br><p>Il tracciato del cavidotto corre lungo una strada esistente definita dal piano:</p> <p>Viabilità Vicinale di relazione tra il sistema Insediativo "Extra_Urbano"</p> <p>questa viene assorbita all'interno della Zona Agricola "E"</p>                            |
| Comune di Sanluri:<br>Piano urbanistico comunale (PUC) approvato con delibera di consiglio comunale n. 77 del 29/09/2000   | Sì                                 | Sul territorio comunale di Sanluri ricade la realizzazione di una porzione del Cavidotto e la nuova sottostazione elettrica. Il Piano urbanistico individua l'area oggetto dell'intervento Zona omogenea Agricola "E" classificata a sua volta in   |

| ATTO/PIANO/PROGRAMMA  | CONFORMITÀ | NOTE  |
|---|------------|---|
|   |            | zona E2- aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni  |
| <p>Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) della Regione Sardegna</p> <p><i>I° ciclo (2015-2021) approvato con Del.C.I. n.2 del 15.03.2016 e con D.P.C.M. del 27.10.2016 – II° ciclo approvato con Del. C.I. n.14 del 21.12.2021</i></p> | Sì         | <p>L'area è fuori da ogni tipo di perimetrazione inerente al Piano pertanto non è soggetto a rischio o pericolosità idraulica.</p> <p>Per quanto invece al cavidotto che collega la cabina di interfaccia alla stazione Elettrica Terna esistente esso attraversa in prossimità di due fossi senza toponimo due aree a rischio R3 e pericolosità P3 e due zone (in prossimità di loc. Ruilixi e Riu Acqua Salia) in aree a Rischio R1 e pericolosità P1</p> |
| <p>Aree naturali protette a vario titolo e siti Natura 2000 istituiti</p> <p>Fonte: <i>Geoportale nazionale - "Progetto Natura" e SardegnaGeoportale</i></p>  | Sì         | L'area di intervento si trova alla distanza di 1,5 Km. dall'Area Protetta Rete Natura 2000 ZPS denominata Giara di Siddi  |