



## IMPIANTO AGRIVOLTAICO MARGIANITTA

COMUNE DI GUSPINI

### PROPONENTE

**Ferrari Agro Energia s.r.l.**  
Traversa Bacchileddu, n. 22  
07100 SASSARI (SS)

## VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

CODICE ELABORATO

OGGETTO:  
Quadro di riferimento progettuale

# VIA-R01.2

### COORDINAMENTO

### GRUPPO DI LAVORO S.I.A.



BRUNO MANCA | STUDIO TECNICO DI INGEGNERIA  
LOC. RIU IS PIRAS, SN | 09040 SERDIANA (SU)  
+39 347 5965654 € P.IVA 02926980927  
SDI: W7YVJK9 ATTESTATO ENAC N° I.A.PRA.003678  
INGERUNOMANCA@GMAIL.COM PEC: BRUNO.MANCA@INGPECEI.EU  
WWW.BRUNOMANCA.COM WWW.LMBRAS360.COM

Studio Tecnico Dott. Ing Bruno Manca

Dott.ssa Geol. Cosima Atzori  
Dott. Ing. Fabio Massimo Calderaro  
Dott. Giulio Casu  
Dott. Arch. Fabrizio Delussu  
Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio  
Dott. Giorgio Lal  
Dott. Federico Loddo  
Dott. Giovanni Lovigu  
Dott. Ing. Bruno Manca  
Dott. Ing. Giuseppe Pili  
Dott. Ing. Michele Pigliaru  
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas  
Dott. Nat. Fabio Schirru  
Dott. Nat. Vincenzo Ferri  
Dott. Agr. Giuseppe Puggioni  
Federica Zaccheddu

### REDATTORE

Dott. Giulio Casu  
Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
Dott. Federico Loddo

Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas  
Federica Zaccheddu

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE
00	Dicembre 2023	Prima emissione

FORMATO  
ISO A4 - 297 x 210

# SOMMARIO

<b>1. Quadro di riferimento progettuale.....</b>	<b>2</b>
1.1 Descrizione dell'area di progetto .....	2
1.2 Report fotografico stato dei luoghi .....	9
1.3 Descrizione dell'impianto agrivoltaico.....	11
1.3.1 Verifica dei requisiti di un impianto agrivoltaico.....	13
1.3.2 Moduli fotovoltaici .....	19
1.3.3 Strutture di supporto.....	19
1.3.4 Plinti e fondazioni .....	20
1.3.5 Power station .....	20
1.3.6 Quadri BT e MT.....	21
1.3.7 Inverter .....	22
1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti .....	22
1.3.9 Recinzione.....	24
1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione.....	25
1.3.11 Viabilità.....	26
1.3.12 Vincoli aggiuntivi all'utilizzo dell'area d'impianto .....	28
1.4 Dismissione dell'impianto .....	29
<b>2. Analisi delle alternative progettuali .....</b>	<b>33</b>
2.1 Alternativa zero .....	33
2.2 Alternativa tecnologica.....	39
2.3 Alternativa di localizzazione .....	41

# 1. Quadro di riferimento progettuale

## 1.1 Descrizione dell'area di progetto

Il presente studio riguarda il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrivoltaico in cui l'attività agricola coesisterà con l'attività di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare, grazie al fenomeno di conversione fotovoltaica, da immettere nella rete elettrica nazionale.

L'impianto agrivoltaico, denominato **Margianitta**, avrà una potenza di picco complessiva di **28.748,85 kWp** e sarà realizzato su dei terreni in **area agricola** (zona E) di superficie di circa **38,2 ha**, ricadenti in località "Margianitta" nel Comune di Guspini (SU). Per quanto l'area risulti idonea alla realizzazione dell'impianto, la superficie utile è limitata dalla presenza di un Elemento idrico con grado di Strahler di ordine 2 che impone una fascia di rispetto di 25 m per lato.

L'impianto sarà costituito da un generatore agrivoltaico installato **a terra** i cui moduli saranno in grado di convertire in energia elettrica la radiazione solare incidente sulla loro superficie; esso sarà completato dal sistema di conversione dell'energia elettrica da corrente continua in alternata (inverter), il tutto equipaggiato di tutti i dispositivi e macchinari necessari alla connessione, protezione e sezionamento del sistema e della rete.

L'impianto sarà del tipo grid-connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale, con connessione collegata in antenna a 36 kV sulla sezione 36 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN 220 kV "Sulcis - Oristano", come riportato nel preventivo di connessione di TERNA con Codice Pratica 202102857.

Il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV, per il collegamento della centrale alla Stazione Elettrica della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV, all'interno della suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Il progetto è redatto secondo le norme CEI ed in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni di Terna S.p.A.

Il presente progetto favorisce lo sviluppo sostenibile del territorio, coerentemente con gli impegni presi in ambito internazionale dall'Italia nell'ambito della gestione razionale dell'energia e della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

L'area di progetto è localizzata nella parte sud-occidentale della Regione Sardegna, su un terreno appartenente al Comune di Guspini, situato nella parte centro-orientale del territorio comunale, in prossimità del confine comunale con Pabillonis, nella provincia del Sud Sardegna (SU). Il sito è localizzato nella piana agricola del Campidano tra Cagliari e Oristano, in prossimità del Monte vulcanico Arcuentu e, in direzione nord, delle pendici del Monte Arci.

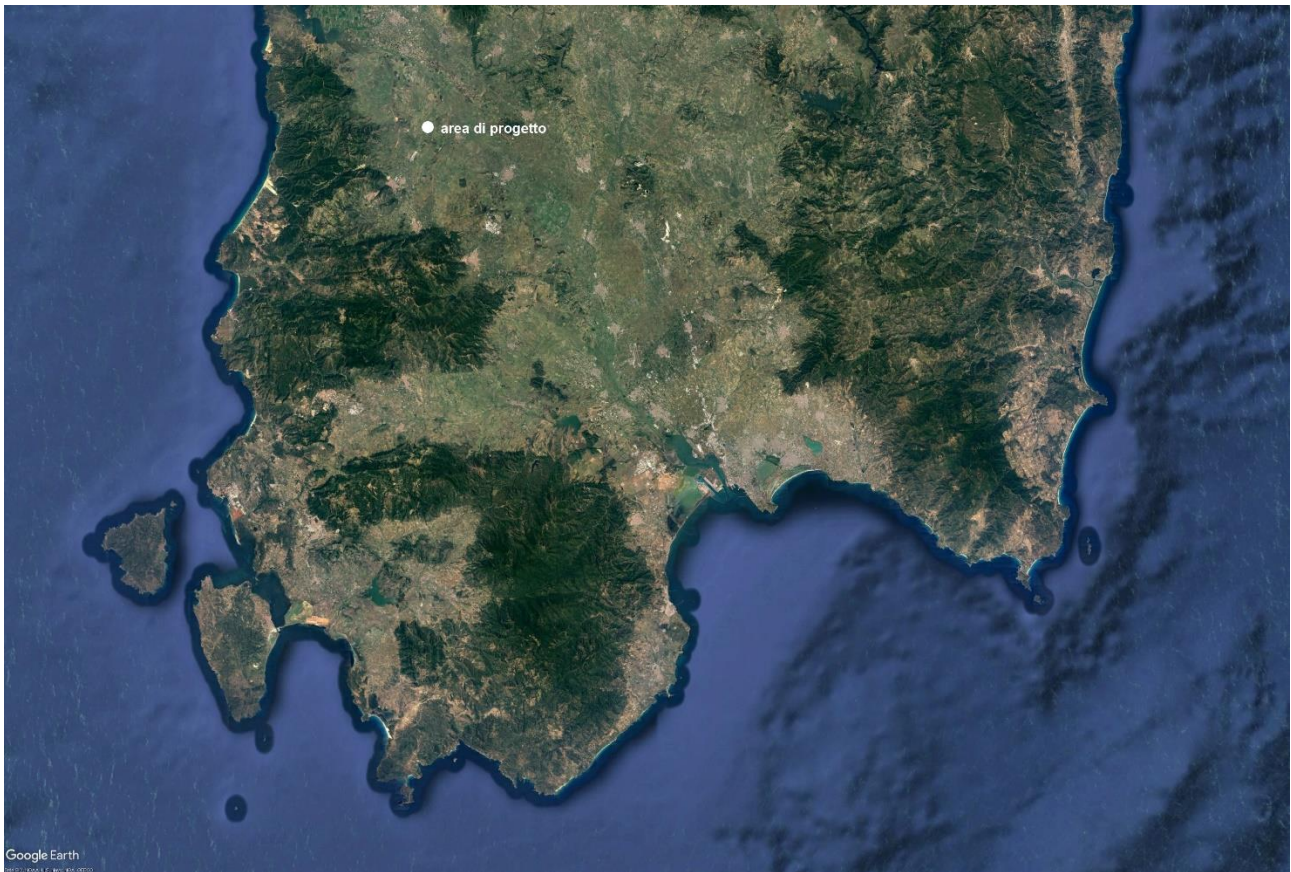


Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di progetto.

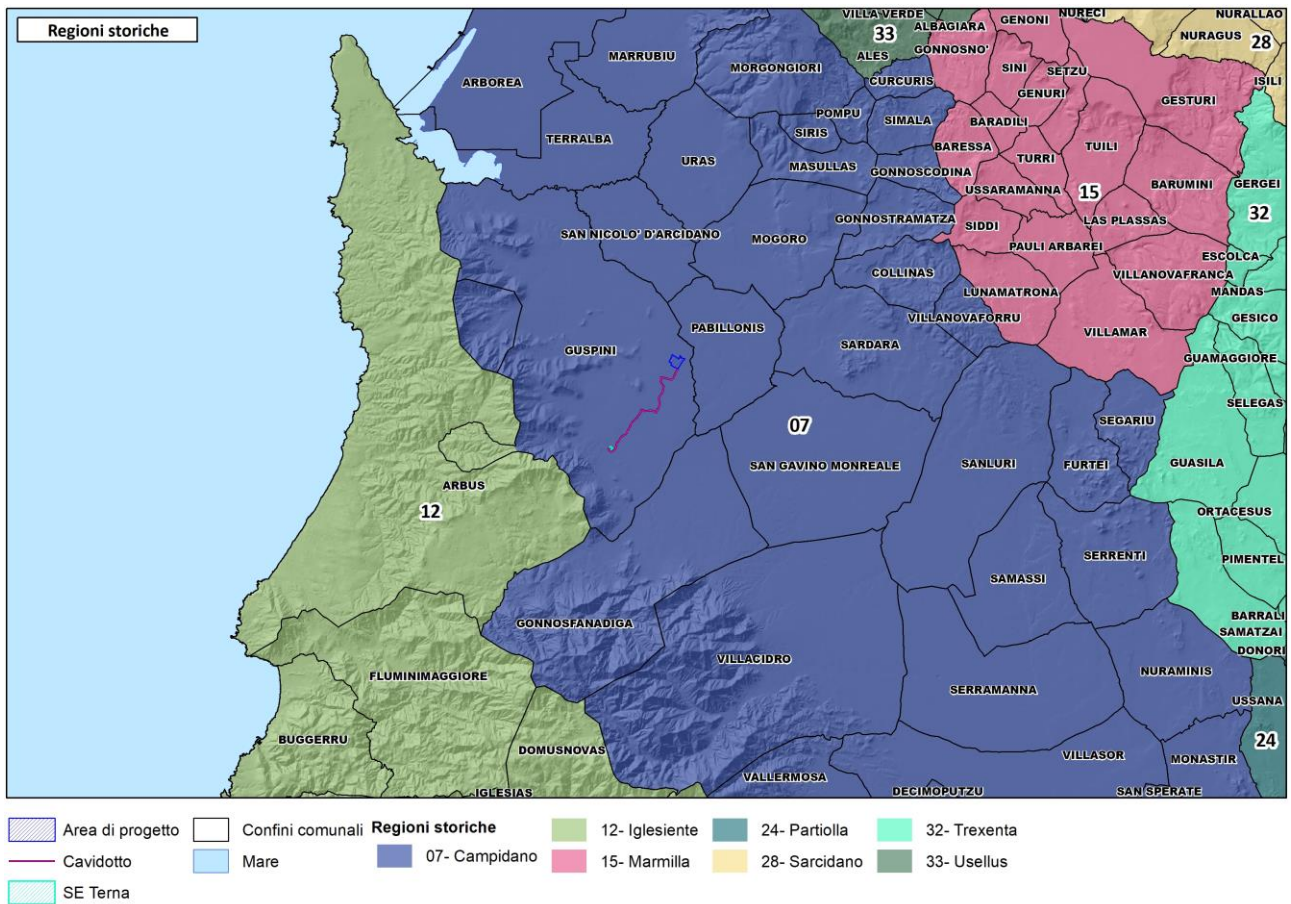


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

L’area è situata a nord del centro abitato di Guspini e ad ovest del centro di Pabillonis, in un contesto prevalentemente agricolo, caratterizzato -da un lato- dalla presenza di alcune aree di tutela naturali (IBA, ZPS, SIC), e dall’altro lato, dalle aree produttive dell’area PIP comunale e dal parco eolico esistente del Medio Campidano, realizzato nel 2008 dalla Fri-El Campidano Srl, costituito da 35 WTG, alcune delle quali situate in forte prossimità all’impianto FV in proposta.

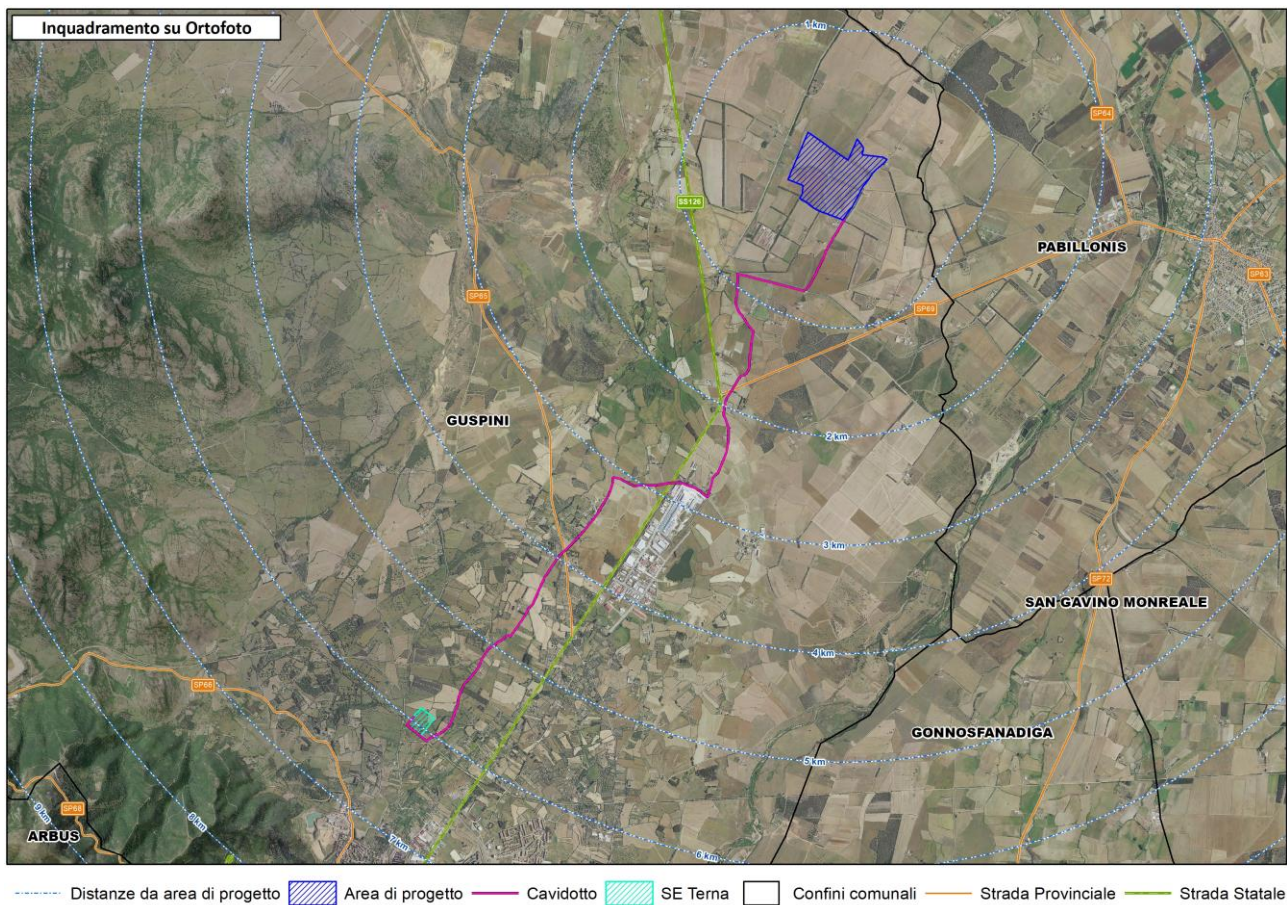


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

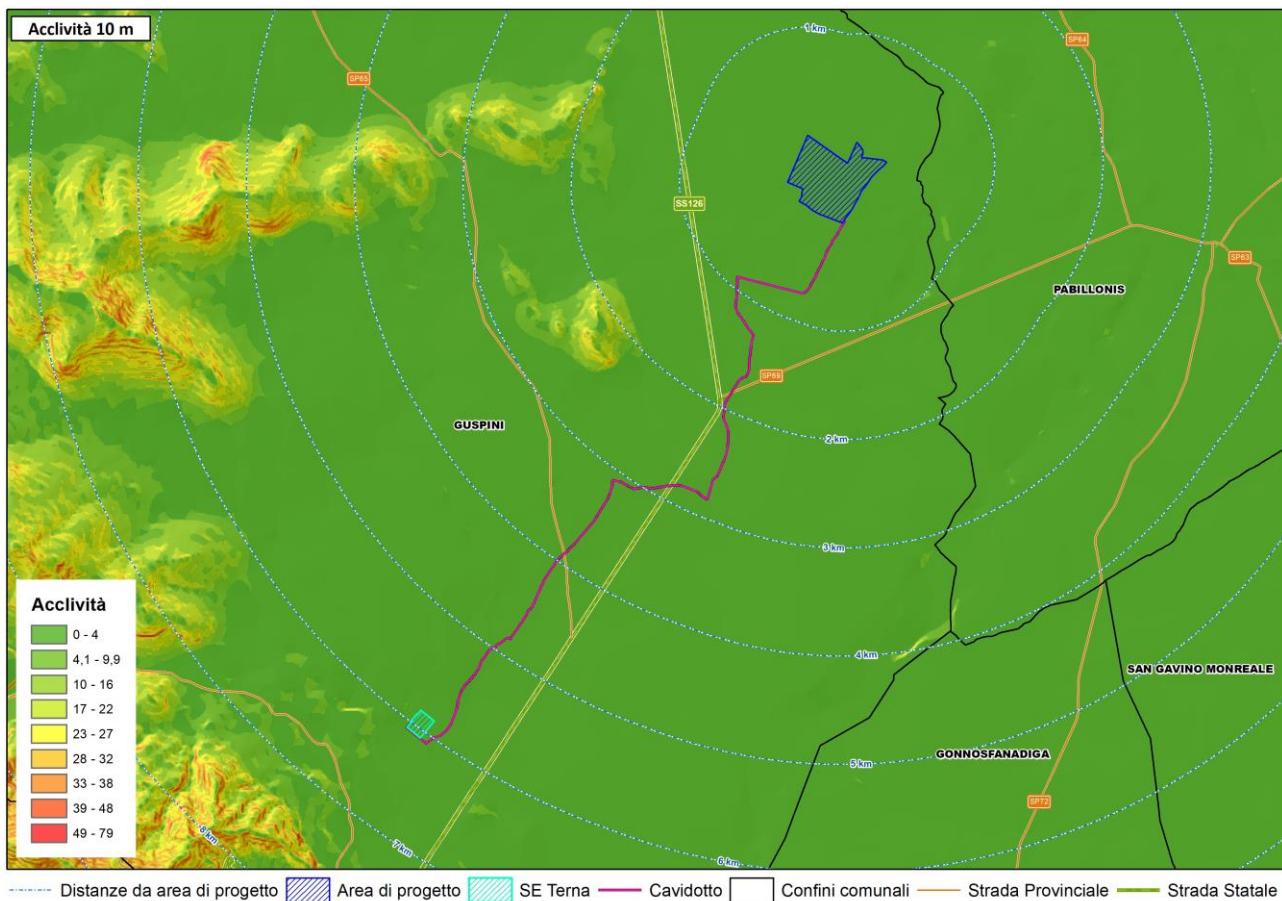


Figura 4: carta delle acclività.

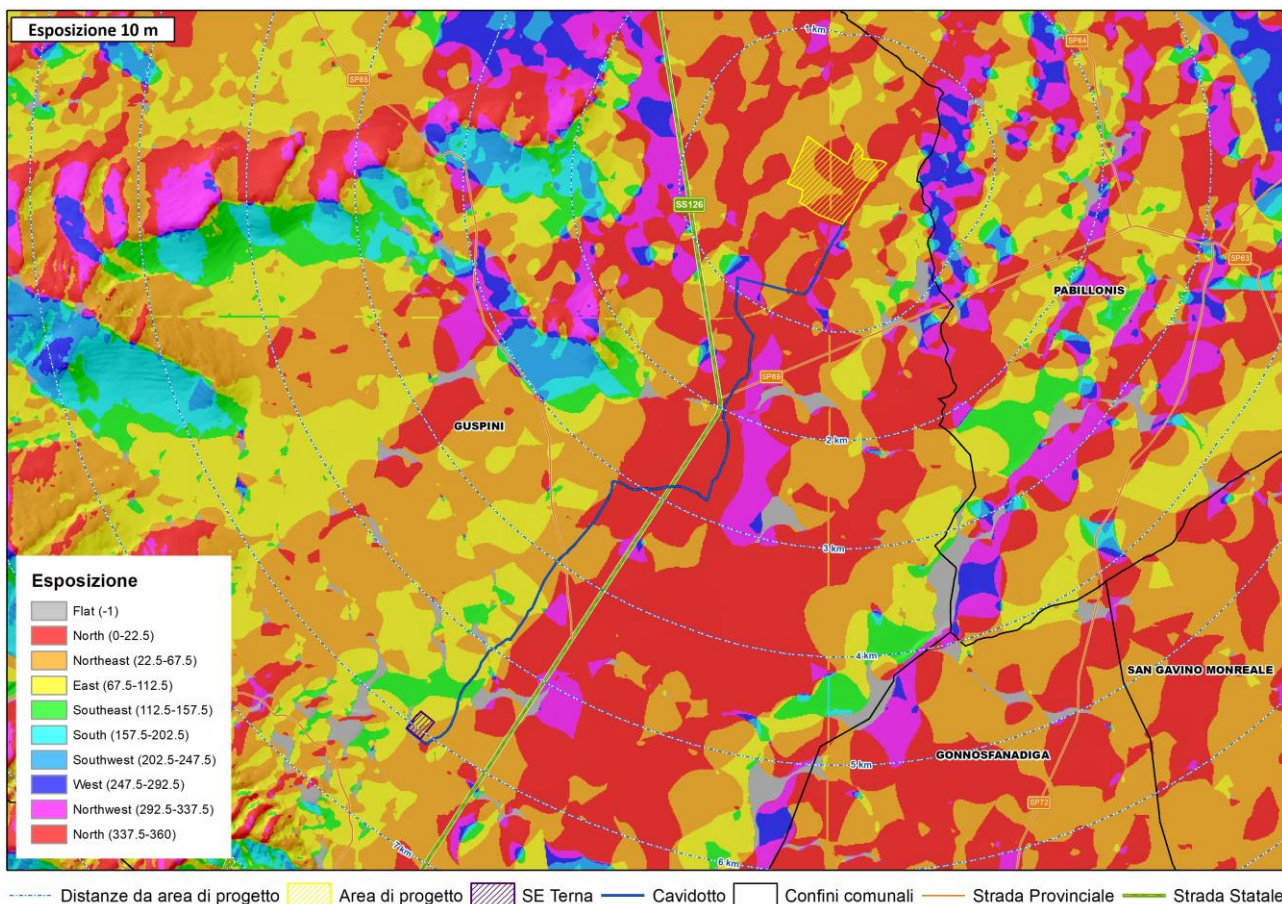


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.

Il terreno destinato ad accogliere l’impianto ricade nelle aree classificate dal PUC come zone agricole, disciplinate dalle NTA del Piano.

A breve distanza dall’impianto (c.ca 1 km) corrono la SP04 e la SS126 Sud Occidentale Sarda, dalle quali è possibile giungere all’area di progetto attraverso le strade secondarie locali esistenti. Attraverso le due strade è possibile raggiungere le SS 130 e SS 131 “Carlo Felice”, rispettivamente di collegamento con la costa occidentale (dove sono situati i centri di Carbonia e Iglesias) e con i principali centri urbani, trasportistici e industriali dislocati sul territorio regionale.

Nonostante l’impianto in proposta ricada sul territorio comunale di Guspini, ha maggiore vicinanza al centro urbano di Pabillonis, dal quale dista circa 3 km in linea d’aria, in direzione ovest.

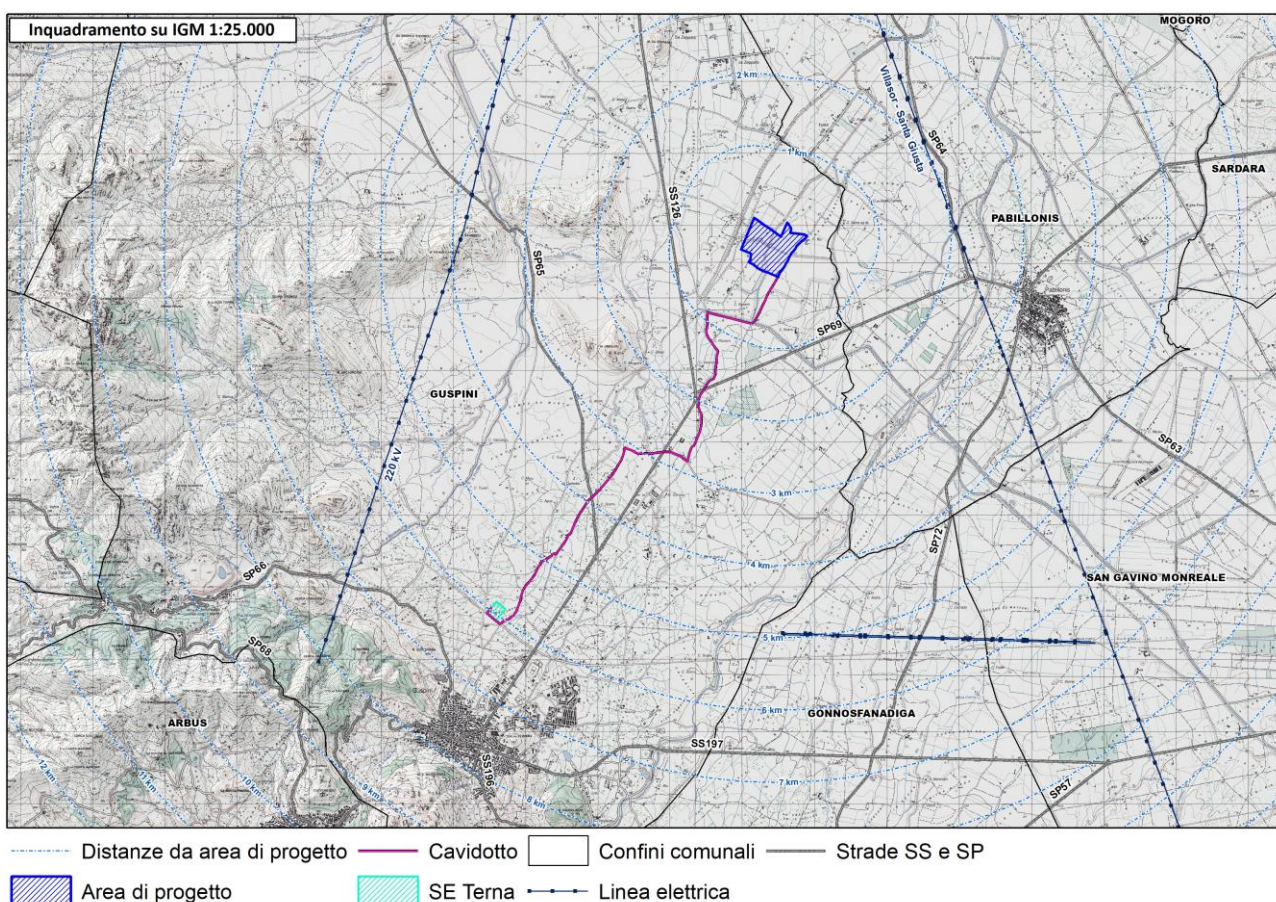


Figura 6: inquadramento su IGM 1:25.000.

Tabella 1: Distanze dell’area di progetto dai principali centri urbani, industriali e trasportistici.

Centri urbani	Distanza (km)	Infrastrutture	Distanza (km)
Guspini	9 km	SS 130 (Siliqua)	48 km
Pabillonis	4,9 km	Porto Ind. Cagliari	70,2 km
Cagliari	68,7 km	Aeroporto (Cagliari)	68,8 km
Iglesias (via Siliqua)	68,3 km	Porto Ind. Oristano	45,1 km
Oristano	42,8 km	Porto Ind. Porto Torres	183 km

L'area di progetto è riportata nella cartografia tecnica regionale (CTR) ai seguenti riferimenti:

Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - fogli n. 539 130 e 547 010.

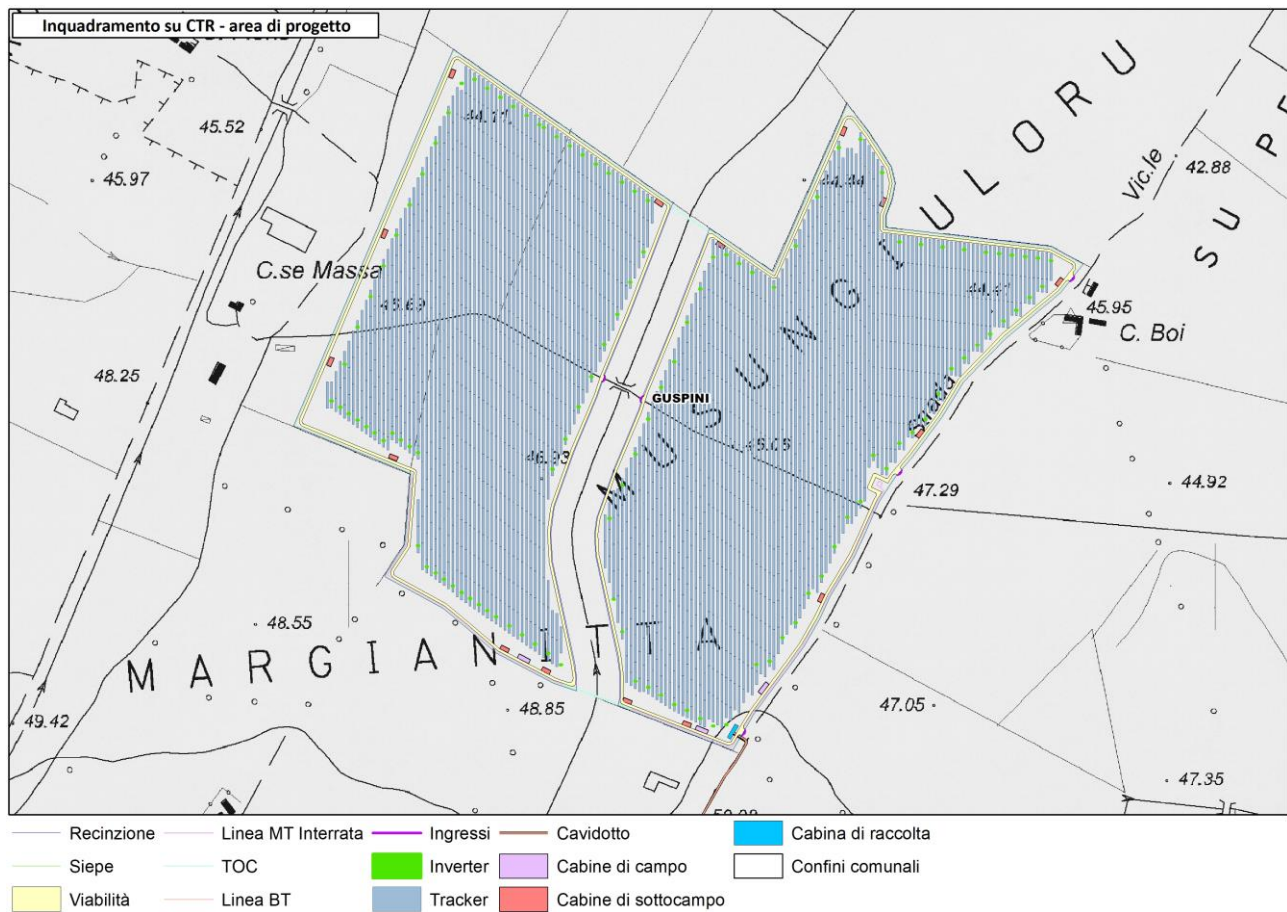


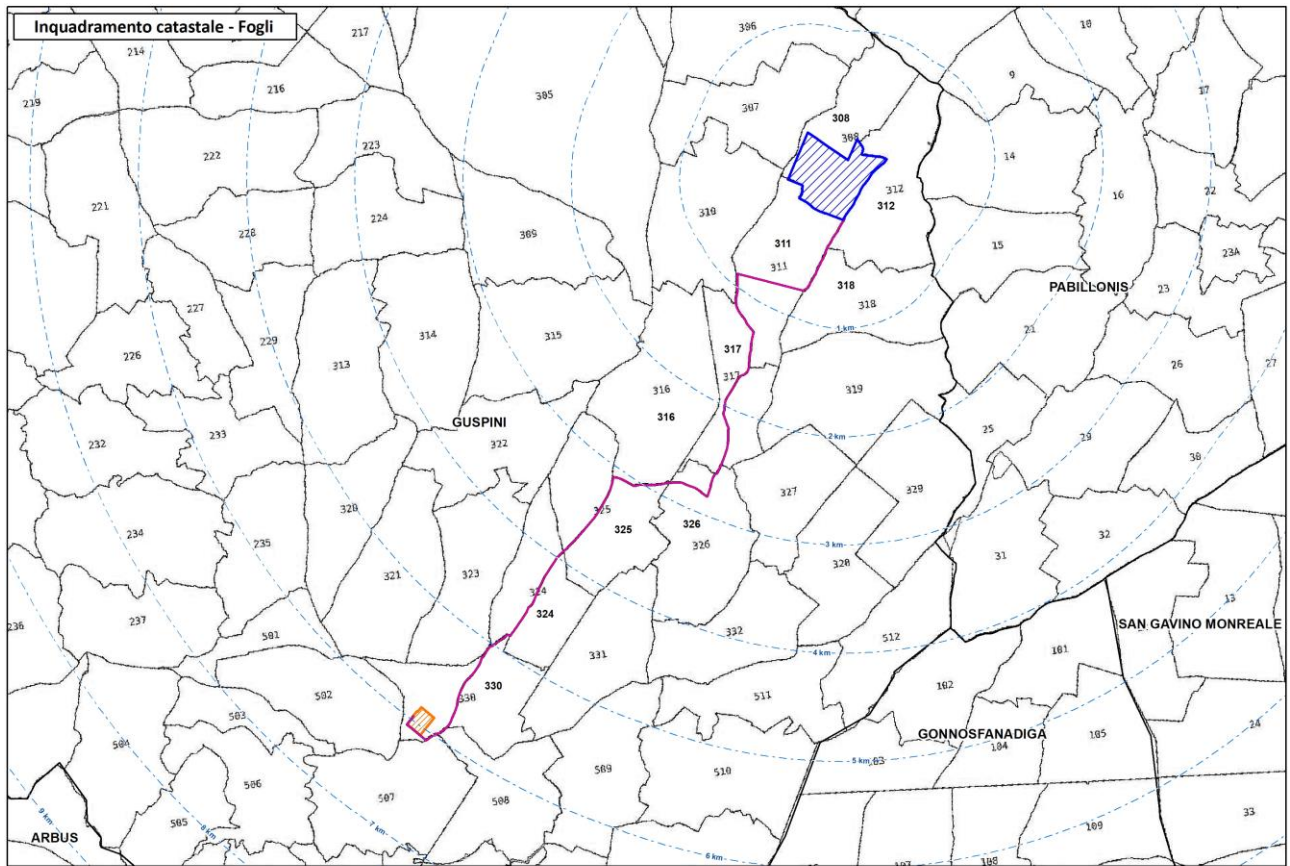
Figura 7: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

Il terreno in cui sarà installato l'impianto agrivoltaico è caratterizzato da una **conformazione pianeggiante**, con un'altitudine media di circa 48 m. s.l.m. Il terreno è annotato al N.C.T. del Comune di Guspini ai seguenti fogli e particelle:

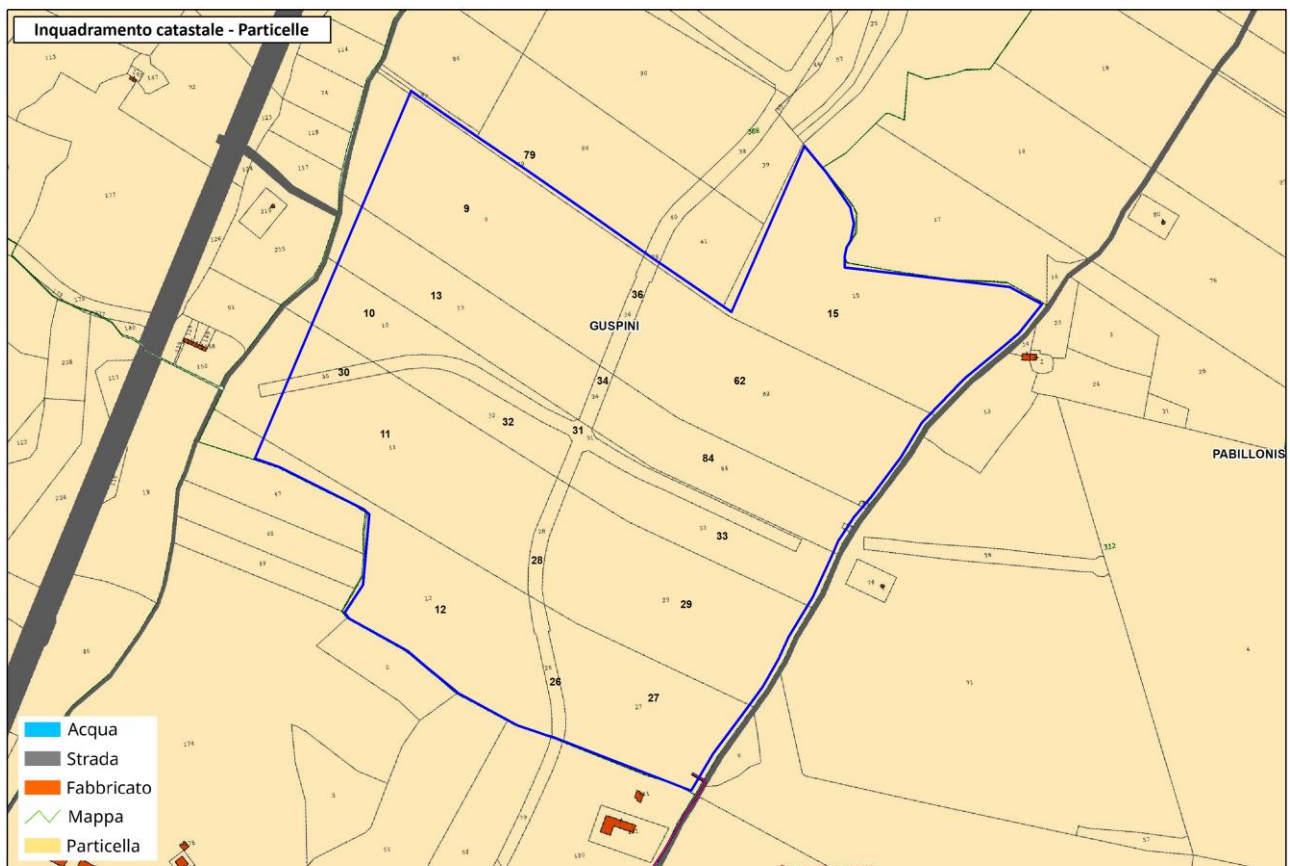
- foglio n. 308 del Comune di Guspini, particelle 9, 10, 11, 12, 13, 15, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 36, 78, 79, 82, 83, 84, 85;
- foglio n. 311 del Comune di Guspini, particella 47.

Latitudine: 39°.6009 N Longitudine: 8°.6774 E





--- Buffer distanze da area di progetto     Area di progetto    — Cavidotto     SE Tema    □ Confini comunali



Acqua   
  Strada   
  Fabbricato   
  Mappa   
  Particella  
 Area di progetto    — Cavidotto    □ Confini comunali

**Figura 8: inquadramento catastale dell'area di progetto.**

## 1.2 Report fotografico stato dei luoghi

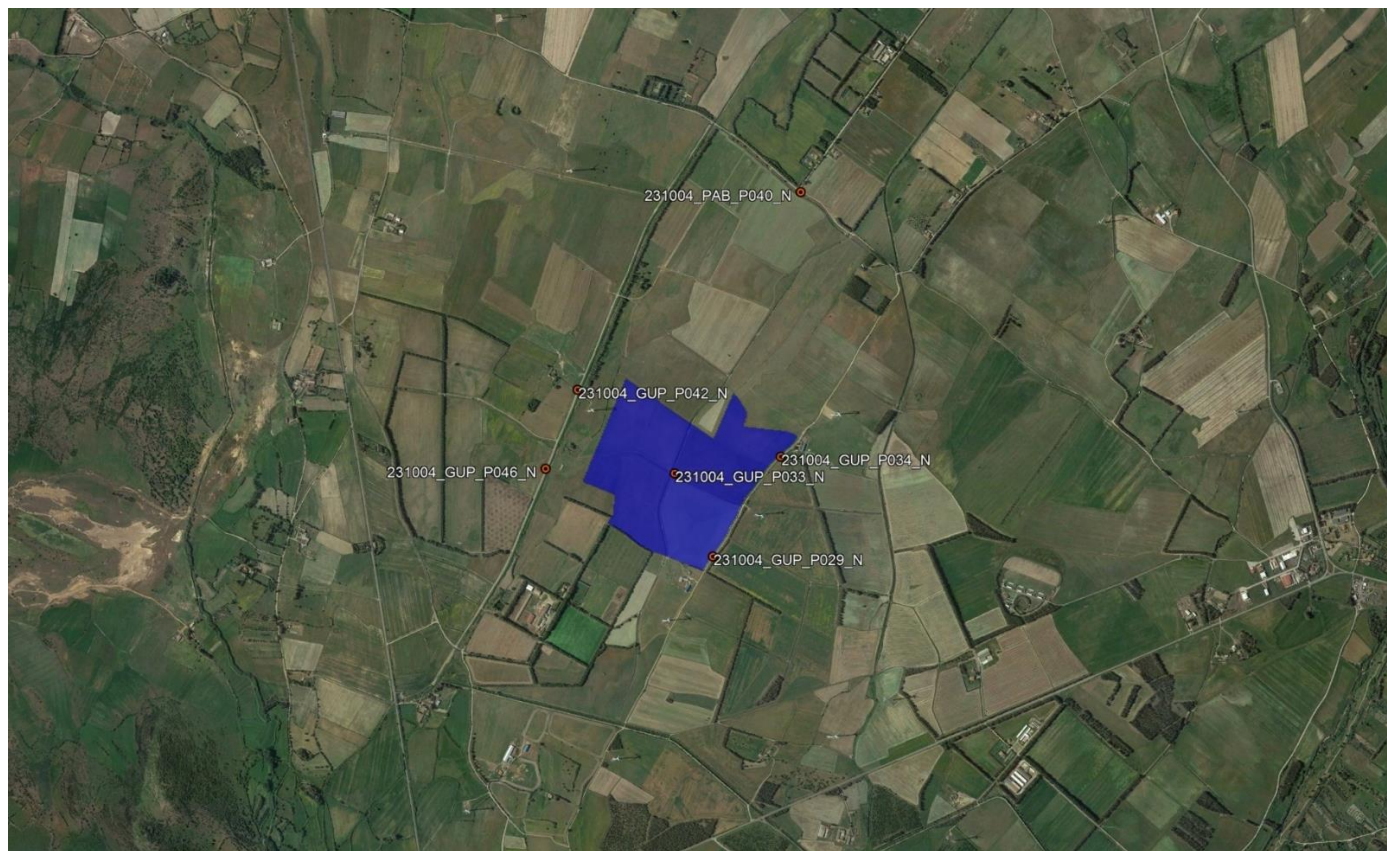


Figura 9: planimetria con indicate le posizioni di scatto delle panoramiche.



Figura 10: panoramica (231004\_PAB\_P040).



**Figura 11: panoramica (231004\_GUP\_P042).**



**Figura 12: panoramica (231004\_GUP\_P046).**



**Figura 13: panoramica (231004\_GUP\_P029).**



**Figura 14: panoramica (231004\_GUP\_P033).**



**Figura 15: panoramica (231004\_GUP\_P034).**

### 1.3 Descrizione dell'impianto agrivoltaico

L'impianto di produzione, denominato Margianitta, sarà installato a terra su strutture di tipo "ad inseguimento monoassiale" (o trackers) che ottimizzeranno l'esposizione dei generatori solari permettendo di sfruttare al meglio la radiazione solare e sono ottimizzati per siti con terreni difficili, venti forti e confini irregolari.

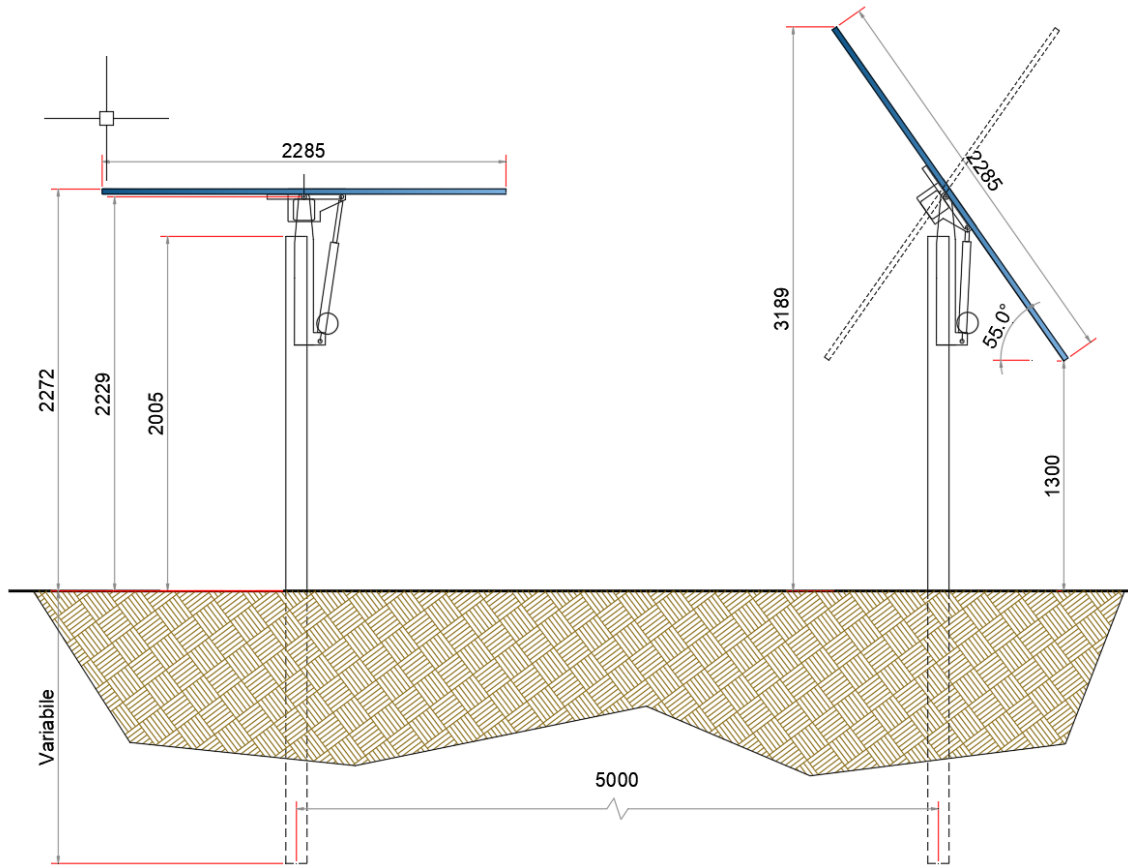


Figura 16: sezione trasversale di un tracker.



Figura 17: struttura tipo di sostegno dei trackers.



Figura 18: trackers tipo con pannelli installati.

Nel caso in esame trattasi di tracker con pannelli bifacciali in posizione verticale affiancati secondo il lato maggiore (single portrait), posizionato secondo la direzione Nord-Sud, che ruota intorno al proprio asse indipendentemente dagli altri, guidati dal proprio sistema di guida.

L'intervallo di rotazione esteso del Tracker è  $110^\circ$  ( $-55^\circ$ ;  $+55^\circ$ ) e consente rendimenti energetici più elevati rispetto all'indice di riferimento del settore ( $-45^\circ$ ;  $+45^\circ$ ).

I pannelli fotovoltaici utilizzati, della potenza di 575W, hanno dimensioni in pianta di 2285×1134 mm.

La scelta effettuata sulla scorta delle linee guida sull'agrivoltaico, relativamente all'altezza dei moduli da terra, è stata quella di optare per l'altezza minima da terra di 1,30 m, come riportato nello schema in Figura 16.

L'impianto avrà una **potenza di picco** pari a **28.748,85 kWp**, uguale alla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati, ed una **potenza nominale di 24.000 kW**, pari alla somma delle potenze in uscita (lato AC) dei **120 inverter** fotovoltaici da 200 kW presenti in impianto. Si stima che l'impianto produrrà 58.419.675,62 kWh annui di elettricità.

Il campo agrivoltaico sarà suddiviso in 3 campi, a loro volta suddivisi in sottocampi (15 sottocampi in tutto), per un totale di 1923 stringhe e 49.998 moduli fotovoltaici e una potenza totale DC pari a 28.748,85 kWp.

Ciascun sottocampo agrivoltaico è alimentato da una cabina MT/BT (cabina di sottocampo) contenente al suo interno un quadro MT 36 kV, un trasformatore MT/BT 36 kV/800V da 2000 kVA e un quadro BT. Dal quadro BT sono alimentati gli inverter da 200 kWac dislocati in campo.

All'interno di ciascun campo le cabine di sottocampo sono collegate a stella alla rispettiva cabina di campo mediante linee MT a 36 kV ARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato. Sono presenti in totale 15 cabine di sottocampo e 3 cabine di campo. In ogni cabina di campo è inoltre installato un trasformatore MT/BT 36kV/400V da 100 kVA e un quadro di BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari del campo stesso.

La cabina di raccolta a 36 kV conterrà i quadri MT a 36 kV necessari al collegamento e alla protezione delle linee provenienti dalle cabine di campo. La cabina di raccolta 36 kV conterrà inoltre gli interruttori MT a 36

kV necessari a collegare la cabina stessa allo stallo a 36 kV messo a disposizione da Terna S.p.A. nella nuova Stazione Elettrica.

Si riassumono nella tabella seguente le caratteristiche dell’impianto:

Caratteristiche dell’impianto	
Potenza di picco complessiva DC	28.748,85 kWp
Potenza AC richiesta in immissione	24.000 kW
Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico	575 Wp
Numero di moduli fotovoltaici	49.998
Numero di moduli per stringa	26
Numero di stringhe	1.923
Numero di inverter	120
Numero di sottocampi	15
Numero di power station	19
Potenza trasformatori BT/MT in resina	2000 kVA
Tipologia di strutture di sostegno	Ad inseguimento monoassiale
Posa delle strutture di sostegno	Direttamente infisse nel terreno
Interasse tra le strutture	5 m

### 1.3.1 Verifica dei requisiti di un impianto agrivoltaico

La soluzione dei cosiddetti impianti agrivoltaici, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili unisce la produzione di energia ad una conservazione e talvolta miglioramento della situazione attuale dell’uso del suolo.

A riguardo, è stata anche prevista, nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura con l’obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti. In tale quadro, è stato elaborato e condiviso il documento **“Linee guida in materia di impianti agrivoltaici”** prodotto nell’ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L’ENERGIA.

Tale documento individua, a monte di studi e considerazioni sulla produttività agricola, sull’incidenza dei costi energetici nelle aziende agricole, sulla produzione e autoconsumo di energia rinnovabile nelle aziende agricole, delle caratteristiche e dei requisiti ai quali deve rispondere un impianto fotovoltaico realizzato in un’azienda agricola perché possa essere definito **“agrivoltaico”**.

Possono in particolare essere definiti i 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;

**REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;

**REQUISITO C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;

**REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;

**REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Il primo obiettivo nella progettazione dell'impianto agrivoltaico è senz'altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica.

#### REQUISITO “A”

Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati 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).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

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)**.

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’adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$LAOR \leq 40\%$$

Nella tabella che segue sono riportate in maniera schematica i valori caratteristici dell’impianto in progetto unitamente alle verifiche positive dei requisiti “A”.

REQUISITI IMPIANTO Margianitta (SU)				
Potenza di picco	<b>28.748,85</b>	<b>kW</b>		
$S_{pv}$	<b>129.554,32</b>	<b>m<sup>2</sup></b>		
Superficie RECINTATA:	<b>382.264</b>	<b>m<sup>2</sup></b>		
<b>REQUISITO A</b>	$S_{agricola}$	$S_{impianto}$	$S_{tot}$	
A1 Superfici	<b>349.000</b>	<b>153.421</b>	<b>382.264</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
$S_{agricola} \geq 0,70 S_{tot}$	<b>0,7</b>	<b>267 585 m<sup>2</sup></b>	<b>349.000 &gt; 267.585 m<sup>2</sup></b>	<b>verificato</b>
A2 LAOR max $\leq 40\%$ =	<b>33,89 %</b>			<b>verificato</b>

REQUISITO “B”

Il requisito B riguarda la verifica della reale integrazione fra produzione agricola e produzione elettrica nel corso della vita tecnica dell’impianto.



B.1 Continuità dell’attività agricola e pastorale

Tale requisito riguarda l’accertamento della destinazione produttiva agricola, tramite la valutazione economica della produzione e il mantenimento dell’indirizzo produttivo o l’eventuale variazione verso un nuovo ordinamento di valore economico più elevato.

Utilizzando a titolo di riferimento i dati pubblicati dal CREA, *Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria - Centro di ricerca in Politiche e Bioeconomia*, che secondo lo standard stabilito con il reg. 1242/2008, stabilisce i valori di Produzione Standard di riferimento per ciascuna tipologia di coltura e allevamento, considerando le sole superfici a seminativo ed ignorando gli eventuali allevamenti, si ottengono questi valori.

**Tabella 2: situazione ex ante**

Rubrica RICA	Descrizione Rubrica	PST unitaria	UM	QUANTITA'	PST
D18B	Altre foraggere avvicendate	221,76 €	€/ha	38,2264	8 477,09 €
<b>Totale</b>				<b>38,2264</b>	<b>8 477,09 €</b>

Con l’installazione agrivoltaica la gestione complessiva e la performance produttiva variano secondo la tabella seguente:

**Tabella 3: situazione ex post**

Rubrica RICA	Descrizione Rubrica	PST unitaria	UM	QUANTITA'	PST
F01	Prati permanenti e pascoli	360,00 €	€/ha	34,9000	12 564,00 €
<b>TOTALE PST</b>					<b>12 564,00 €</b>
<b>incremento PST</b>					<b>+ 4 086,91 €</b>

B.2 Producibilità elettrica

Il rispetto del requisito B.2 riguarda la producibilità elettrica dell’impianto agrivoltaico FVagri paragonata a quella di un impianto standard FVstandard espresse in GWh/ha/anno. Per la verifica di tale condizione il rapporto tra producibilità dell’impianto agrivoltaico non deve essere inferiore al 60% a quella di un equivalente impianto standard di pari superficie. Il requisito si intende quindi rispettato se  $FV_{agri} \geq 60\% FV_{standard}$ .

Il requisito è ampiamente rispettato.

REQUISITO “C”

L’impianto agrivoltaico in progetto adotta soluzioni con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli. La configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, e segnatamente l’altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l’area occupata dall’impianto agrivoltaico. Nel caso delle colture agricole, l’altezza

minima dei moduli da terra condiziona la dimensione delle colture che possono essere impiegate (in termini di altezza), la scelta della tipologia di **coltura** in funzione del grado di compatibilità con l'ombreggiamento generato dai moduli, la possibilità di compiere tutte le attività legate alla coltivazione ed al raccolto. Le stesse considerazioni restano valide nel caso di attività **zootecniche**, considerato che il passaggio degli animali al di sotto dei moduli è condizionato dall'altezza dei moduli da terra (connettività). In sintesi, l'area destinata a coltura oppure ad attività zootecniche può coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto agrivoltaico.

In via teorica, determinare una soglia minima in termini di altezza dei moduli da terra permette infatti di assicurare che vi sia lo spazio sufficiente per lo svolgimento dell'attività agricola e/o di quella zootecnica al di sotto dei moduli, e di limitare il consumo di suolo.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, sono stati fissati dei valori di riferimento per verificare il REQUISITO C.

- **1,30 metri** nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- **2,10 metri** nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Nel progetto in esame i pannelli fotovoltaici sono montati su strutture metalliche (tracker) con altezza minima da terra di circa 2,27 m, quindi tale da permettere sia l'utilizzo a fini zootecnici che colturali.

#### REQUISITI "D" ED "E": SISTEMI DI MONITORAGGIO

I requisiti di seguito vengono descritti pur non essendo previsti per l'impianto in oggetto quelli di cui al punto E, non essendo prevista alcuna richiesta di accesso a contributi a valere sul PNRR (Linee Guida Agrivoltaico par. 2.2.).

##### D.1 Monitoraggio del risparmio idrico

Il monitoraggio del risparmio idrico potrà essere effettuato tramite il confronto tra i consumi di acqua irrigua tra la situazione ex ante, con impianto di distribuzione a pioggia ed ex post, dove saranno previsti degli impianti finalizzati al risparmio idrico.

##### D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

La continuità dell'attività agricola sarà monitorata con un programma di visite periodiche con cadenza annuale da parte di un agronomo il cui compito sarà di verificare e riportare lo stato delle colture in campo

e la permanenza degli eventuali allevamenti, con particolare attenzione al mantenimento e all'eventuale miglioramento dell'indirizzo produttivo e alla esistenza effettiva della coltivazione ed al suo stato fisiologico.

### E.1 Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo

L'andamento della fertilità del suolo potrà essere monitorato tramite una analisi del suolo ante operam e successivi periodici campionamenti con frequenza annuale.

Dovrà essere in fase iniziale effettuata una dettagliata analisi del suolo, con la determinazione dei valori di tutti i seguenti parametri:

- **Granulometrici**, quali quantificazione delle percentuali di scheletro, sabbia limo e argilla, e classificazione della tessitura secondo classificazione USDA;
- **Analitici**, quali pH, calcare totale, carbonio organico, rapporto C/N, rapporto Ca/Mg, rapporto Kg/K;
- **Dotazione di macronutrienti**, Azoto totale, Fosforo assimilabile, Potassio assimilabile, Sostanza organica, Capacità di scambio Cationico, Ca scambiabile, Mg scambiabile, Na scambiabile.

Le fasi annuali di monitoraggio comprenderanno le analisi del suolo in relazione a dati analitici e dotazione di macronutrienti, al fine di porre in evidenza eventuali fenomeni di impoverimento del suolo.

### E.2 Monitoraggio del microclima

Il monitoraggio del microclima potrà avvenire tramite una stazione climatica installata in posizione baricentrica rispetto il layout dell'impianto e una seconda stazione situata in posizione periferica.

Le variabili microclimatiche saranno misurate su entrambe le stazioni con intervalli di campionamento di 1 minuto a 4 livelli rispetto al suolo: 50 cm, 120 cm, 200 cm e 270 cm. Le variabili osservate saranno nello specifico: temperatura dell'aria, direzione e intensità del vento, umidità relativa, radiazione netta. La combinazione delle letture sulle due differenti stazioni sarà elaborata al fine di porre in evidenza le differenze tra i dati delle due stazioni e apprezzare gli effetti microclimatici derivati.

### E.3 Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

La produzione di elettricità da moduli fotovoltaici deve essere realizzata in condizioni che non pregiudichino l'erogazione dei servizi o le attività impattate da essi in ottica di cambiamenti climatici attuali o futuri.

Nella presente fase di progettazione sono stati valutati i rischi climatici fisici e le relative misure di mitigazione.

La fase di monitoraggio rispetto la previsione iniziale dei rischi sarà a carico del soggetto erogatore degli incentivi.

### 1.3.2 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici previsti sono di tipo bifacciale “monocristallino”, ossia formati da celle in cui il semiconduttore silicio si presenta in cristalli continui, allineati e senza interruzioni. Questa tecnologia ha un vantaggio di performance non trascurabile sulle tecnologie analoghe (ossia silicio policristallino) e complementari (ossia tellururo di cadmio e silicio amorfo, comunemente detti “a film sottile”), poiché a fronte di un costo lievemente superiore, garantisce un’efficienza migliore nella conversione della radiazione solare in energia elettrica tramite l’effetto fotovoltaico. La tecnologia a silicio monocristallino è pertanto sia una scelta in linea con le BAT (Best Available Technologies) oggetto del progetto presentato. Ciascun modulo (dimensioni 2285x1134x30 mm; peso 32,5 kg) sarà composto da 144 celle, collegate a una junction box posizionata sul retro del modulo e dotata di un doppio connettore (positivo/negativo) a innesto rapido certificato, al fine di garantire la massima sicurezza possibile e un tempo di intervento per l’installazione molto rapido. La potenza nominale di ciascun modulo sarà pari a 575 Wp.

I moduli fotovoltaici sono spettralmente selettivi, poiché rispondono preferenzialmente ad una data lunghezza d’onda dello spettro solare. Pertanto la prestazione di un modulo è influenzata dai cambiamenti presenti nella distribuzione dello spettro solare dovuti alle condizioni del cielo, all’angolo di inclinazione del modulo fotovoltaico, alla sua tecnologia e dal periodo dell’anno considerato.

Si rimanda al progetto elettrico, al layout dell’impianto e al disciplinare tecnico descrittivo delle componenti per un maggiore dettaglio in merito.

### 1.3.3 Strutture di supporto

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici è di tipo ad “inseguimento monoassiale”, ossia orienta i moduli fotovoltaici lungo il tragitto del sole da est verso ovest durante le ore della giornata. La struttura sarà ancorata al terreno tramite infissione di pali per una profondità che sarà stabilita in fase di progetto esecutivo e che sarà dipendente dalla tipologia di terreni e dell’azione del vento. Per il calcolo di tale azione l’area interessata dall’impianto ricade nella “zona 6 Sardegna (zona a OCCIDENTE della retta congiungente Capo Teulada con l’Isola di Maddalena)”, come da classificazione secondo il paragrafo 3.3 delle N.T.C. 2018.

Le strutture di sostegno saranno distanziate, in direzione est-ovest, con un interasse le une dalle altre di circa 5 m, in modo da evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco che si manifestano nelle primissime ore e nelle ultime ore della giornata.

Le strutture modulari supporteranno 26 moduli fotovoltaici cadauna ed avranno una lunghezza pari a circa 30.50 m. Le strutture saranno posizionate lungo l’asse Nord–Sud del sito.

### 1.3.4 Plinti e fondazioni

Per l'ancoraggio dei pali di illuminazione si adopereranno, in generale, plinti prefabbricati in c.a.v. a sezione rettangolare con pozzetto per ispezione incorporato. Il plinto sarà armato con rete metallica elettrosaldata. Le dimensioni del plinto saranno pari a 0,8 m x 0,9 m x 0,8m.

Nel caso in cui le caratteristiche del terreno non permettano l'uso dei prefabbricati, per l'esecuzione dei plinti di fondazione in cemento armato per l'ancoraggio dei pali di illuminazione e della recinzione esterna, verranno rispettati i seguenti dettami:

- Gli impasti di conglomerato cementizio dovranno essere eseguiti in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (NCT 20018, UNI 11104:2016, UNI EN 206);
- La distribuzione granulometrica degli inerti, il tipo di cemento e la consistenza dell'impasto, devono essere adeguati alla particolare destinazione del getto ed al procedimento di posa in opera del conglomerato;
- Il quantitativo d'acqua deve essere il minimo necessario a consentire una buona lavorabilità del conglomerato tenendo conto anche dell'acqua contenuta negli inerti;
- Partendo dalle caratteristiche di resistenza meccanica, di lavorabilità e dalle altre caratteristiche già fissate, il rapporto acqua-cemento e quindi il dosaggio del cemento dovrà essere scelto in relazione alla resistenza richiesta per il conglomerato;
- L'impiego degli additivi dovrà essere subordinato all'accertamento dell'assenza di ogni pericolo di aggressività (norme UNI 9527:1989 e 9527 FA-1-92);
- L'impasto deve essere fatto con mezzi idonei ed il dosaggio dei componenti eseguito con modalità atte a garantire la costanza del proporzionamento previsto.

### 1.3.5 Power station

Sono previste complessivamente 19 power station (15 cabine di sottocampo, 3 cabine di campo e 1 cabina di raccolta). Le cabine elettriche presenti saranno tutte del tipo prefabbricato in c.a.v., realizzate in conformità alle vigenti normative e adatte per il contenimento delle apparecchiature MT/BT. Le cabine sono realizzate con calcestruzzo vibrato tipo C28/35 con cemento ad alta resistenza adeguatamente armato e opportunamente additivato con super fluidificante e con impermeabilizzante, idonei a garantire adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità. L'armatura metallica interna a tutti i pannelli sarà costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato, entrambi B450C. Il pannello di copertura è calcolato e dimensionato secondo le prescrizioni delle NTC DM 17 01 2018, ma comunque per supportare sovraccarichi accidentali minimi di 480 kg/m<sup>2</sup>. Tutti i materiali utilizzati sono certificati CE. Il tetto della cabina sarà a falde con copertura in coppi.

Le cabine elettriche avranno le dimensioni specificate in PD-Tav08, distinte come cabine di sottocampo, cabine di campo e cabina di raccolta.

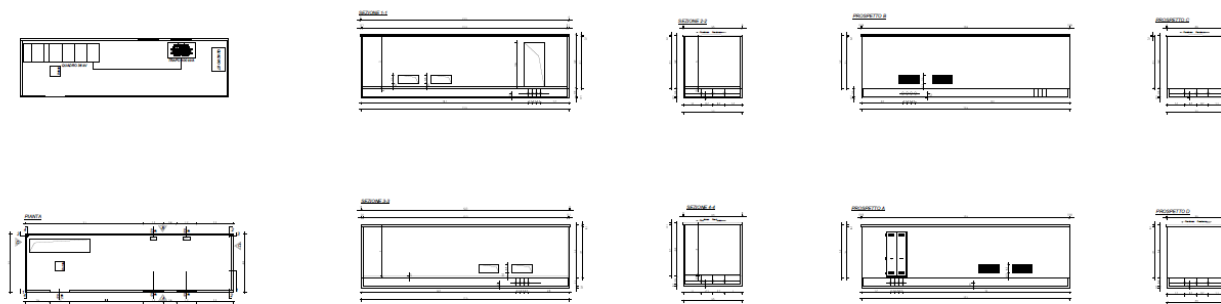


Figura 19: sezioni e prospetti delle cabine di campo.

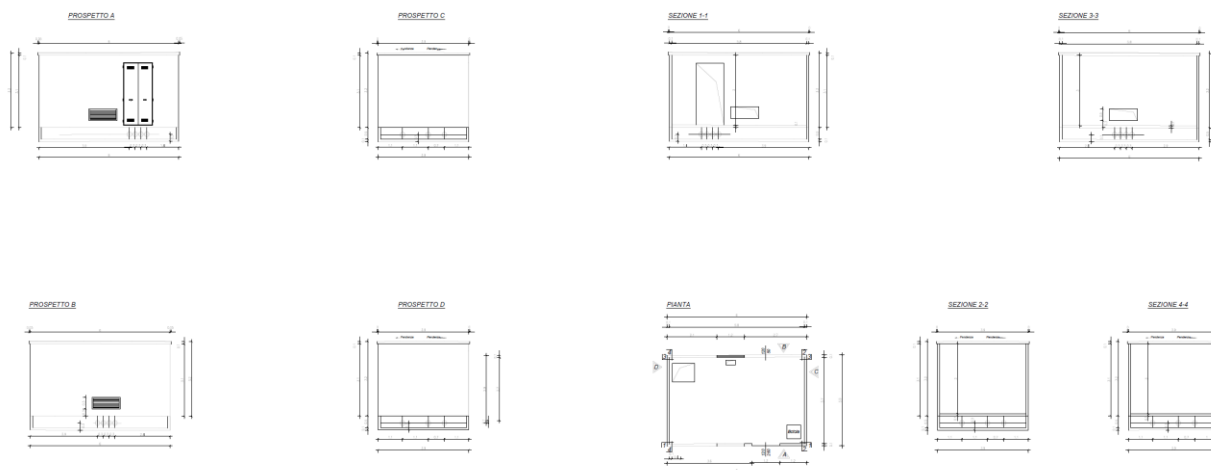


Figura 20: prospetti, sezione e pianta delle cabine di sottocampo.

### 1.3.6 Quadri BT e MT

L’impianto sarà dotato di quadri elettrici in bassa tensione BT e in media tensione MT (36 kV) necessari per il trasporto dell’energia prodotta entro i quali trovano alloggio tutti gli organi di protezione e sezionamento dei circuiti elettrici.

I quadri di media tensione dovranno essere costruiti secondo la norma CEI EN 62271-200: 2012-07 e realizzati con un involucro metallico del tipo ad unità funzionali modulari. I quadri di media tensione sono dislocati all’interno delle cabine MT secondo lo schema unifilare di progetto.

### 1.3.7 Inverter

Gli inverter sono i dispositivi dell'impianto fotovoltaico dove la corrente prodotta dai moduli viene convertita da continua (DC) ad alternata (AC). La scelta (in linea con le BAT) è ricaduta sugli inverter di stringa, ossia su un prodotto che predilige una decentralizzazione delle unità di conversione aumentandone il numero e riducendo il tratto di cavo in cui l'energia prodotta viaggia in corrente continua, riducendo inoltre l'effetto di mismatch dei moduli fotovoltaici. Saranno previsti 120 inverter caratterizzati da una potenza nominale in AC pari a 200 kW.

### 1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti

Il parco agrivoltaico di cui trattasi è strutturato come lotto di 3 impianti distinti che condividono le stesse opere di rete.

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla nuova cabina di raccolta a bordo lotto, saranno cavi multipolari con conduttori in alluminio riuniti in elica visibile.

Per l'attraversamento dei fiumi e delle strade di interesse primario è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.).

Nel caso in questione, per i seguenti attraversamenti (visibili nell'elaborato di progetto PD-Tav09):

1. Riu d'Urradili iscritto all'elenco delle acque pubbliche di cui al R.D. 1775/1993;
2. Riu Melas classificato come bene paesaggistico ex art. 143 del D.lgs. 42/2004;
3. Elemento idrico Strahler Canale Ripartitore N. O. EAF;
4. Strada Provinciale 69;
5. Strada Comunale "S. Maria Neapolis";
6. Strada Statale 126 "Sud Occidentale Sarda".

È prevista l'utilizzazione della T.O.C. per posare un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà l'infrastruttura stradale ad una quota minima di 2 metri al di sotto del piano viario stesso e i corsi d'acqua ad una quota minima di 2 m in sub alveo. Il cavidotto conterrà tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica e il conduttore di terra.

La tensione di esercizio dei cavi è pari a 36kV. Le correnti nominali per ciascuna linea sono funzione della potenza vettoriata. Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi PD-Tav03 con allegati calcoli elettrici).

Gli elettrodotti in progetto sono tutti costituiti da un cavo tripolare elicordato ARE4H5EX con conduttore in alluminio. Le sezioni del cavo variano in base alla potenza vettoriata. In particolare l'elettrodotto che collega la cabina di raccolta allo stallo della Stazione Elettrica di proprietà di Terna è formato da tre linee di cavo di sezione 3x240 mmq, mentre il cavo che collega le cabine di campo con la cabina di raccolta è costituita da una singola linea di cavo di sezione 3x240 mmq per ognuna delle cabine; infine, ogni cabina di sottocampo è collegata alla cabina di campo corrispondente tramite una linea di cavo con sezione pari a 3x50 mmq.

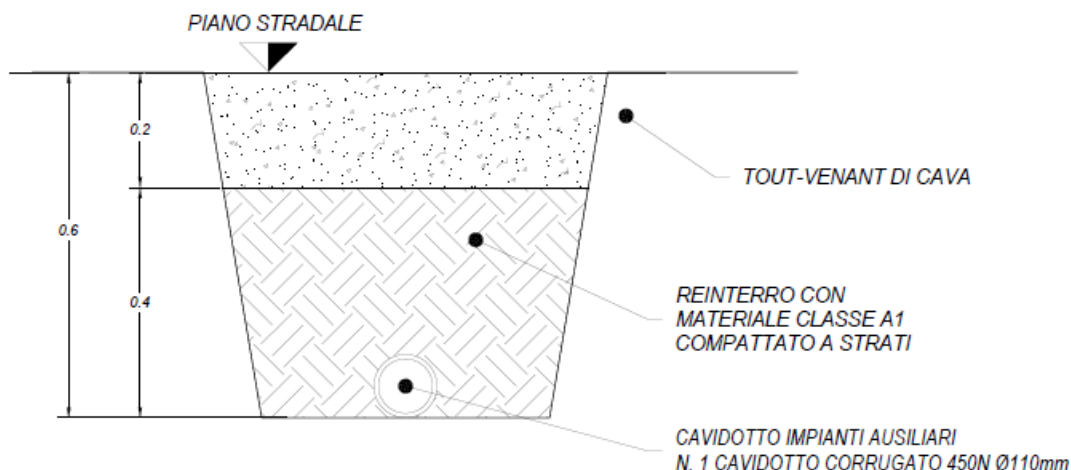
Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di media o bassa tensione, compreso il regolare ricoprimento della trincea di posa (reinterro), gli elementi di segnalazione e/o protezione (nastro monitore, cassette di protezione o manufatti in cls.) e le eventuali opere accessorie (quali pozzetti di posa/ispezione, chiusini, ecc.). Per la realizzazione dei cavidotti sono da impiegare tubi in materiale plastico (corrugati) conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- pieghevoli corrugati in PVC (in rotoli).

Il cavidotto conterrà tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica, il conduttore di terra ed eventualmente, nel lato a Sud, la linea MT di e-distribuzione che si è proposto di interrare.

Gli scavi dei cavidotti interrati saranno riempiti con lo stesso materiale di scavo.

### SEZIONE CAVIDOTTI IMPIANTI AUSILIARI





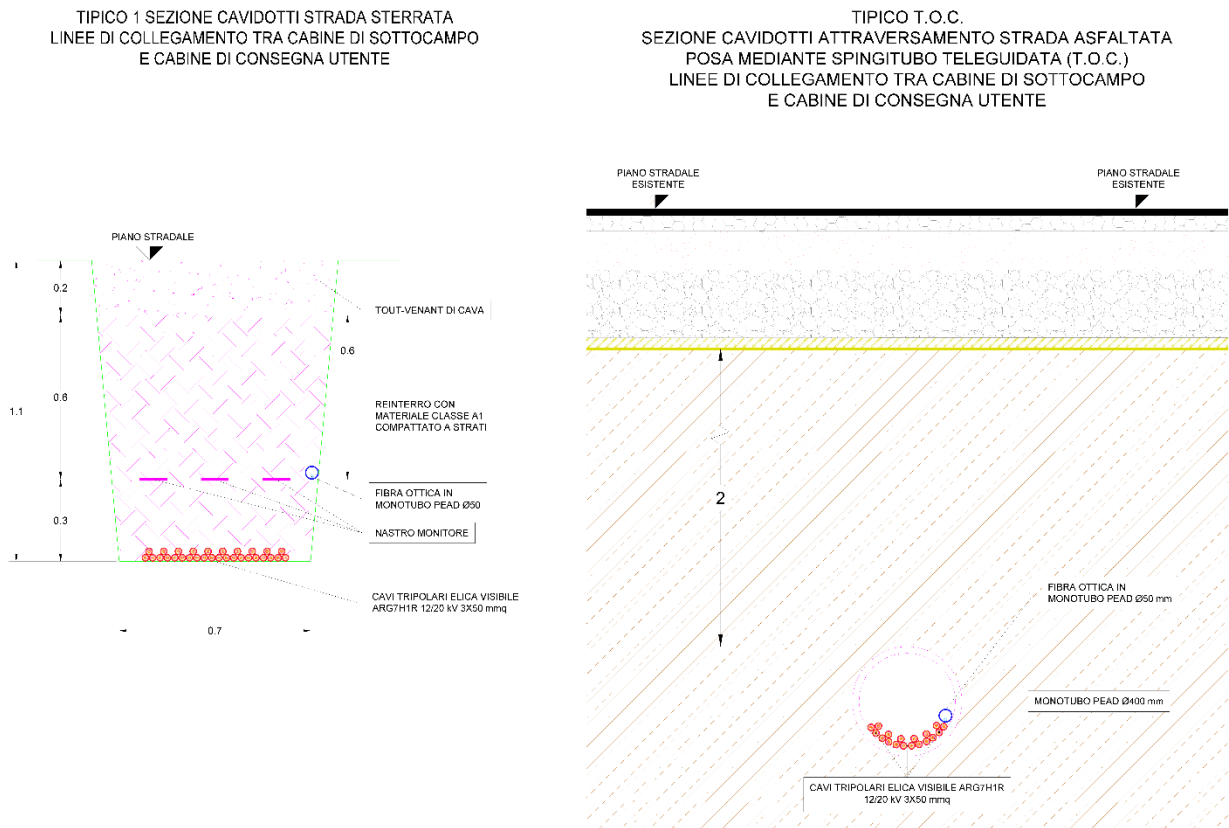


Figura 21: sezioni tipo dei cavidotti interrati

### 1.3.9 Recinzione

A delimitazione dell’impianto, lungo il perimetro, sarà posta una recinzione modulare in pannelli metallici realizzata con filo zincato elettrosaldato e poi plastificato in poliestere; colore verde RAL 6005. Diametro esterno del filo Ø 5,00 mm (con tolleranza ± 0,5 mm) e maglia 50x50 mm con nervature orizzontali di rinforzo. L’accesso principale all’impianto è previsto da una strada locale denominata “Vicinale di Mogoro”, non depolverizzata, che si dirama dalla Strada Provinciale n.69 “Guspini-Pabillonis”. In corrispondenza dell’ingresso all’appezzamento è stata posta la cabina di consegna. Oltre all’ingresso principale sono previsti altri due ingressi posti al centro e all’estremo opposto dello stesso lato d’impianto adiacente alla strada vicinale citata. I cancelli saranno costituiti da profili in acciaio zincato a caldo con luce di apertura pari ad almeno **6 metri** sorretti da due pilastri in metallo o in cemento armato. La tipologia dei cancelli potrà essere del tipo a battente o del tipo a scorrere.

### 1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione

Per impianto di illuminazione esterna si intendono gli impianti di illuminazione pertinenti al perimetro dell'impianto e alle piazzole dove sono installate le cabine MT. Sarà realizzato con corpi illuminanti con tecnologia Led posizionati con una interdistanza di circa 40 m su pali metallici alti 9 m incastrati al piede su plinti in cemento armato. Gli stessi pali ospiteranno, alternativamente, le telecamere dell'impianto di videosorveglianza, che avranno quindi circa 80 m di interdistanza.

L'installazione dell'impianto televisivo a circuito chiuso è relativa alle seguenti tre parti fondamentali:

- gli apparati di ripresa;
- la rete di connessione;
- gli apparati di monitoraggio.

Per quanto attiene agli apparati di ripresa si dovrà evitare:

- inquadrature contro sole o forti sorgenti luminose dirette;
- inquadrature con forti contrasti di luce;
- installazioni su pareti non perfettamente rigide con possibilità di vibrazione.

Le telecamere verranno posate sugli stessi pali del sistema di illuminazione ad una distanza di 80 m l'una dall'altra e saranno in grado di funzionare anche di notte, grazie alla tecnologia a termocamera. Le videocamere incorporeranno anche il sistema antintrusione che, in caso di effrazione, invierà un allarme ai corpi di vigilanza.

Le armature stradali dovranno possedere adeguata potenza luminosa per garantire la ripresa delle telecamere quando l'area da riprendere non è sufficientemente illuminata.

Il plinto di fondazione dei pali di illuminazione e sorveglianza sarà realizzato in calcestruzzo ed avrà dimensioni pari a 0,8 m x 0,8 m x 0,9 m.

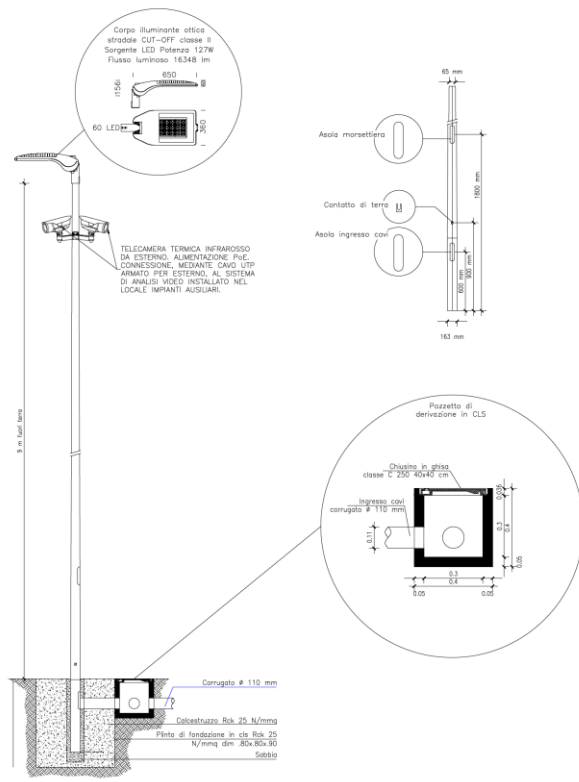


Figura 22: sistema di illuminazione e TVCC.

### 1.3.11 Viabilità

L’impianto si articola su un unico appezzamento ma, a causa della **presenza di un Elemento idrico Strahler ordine 2** che impone una fascia di rispetto di 25 m per lato, è stato necessario dividere l’impianto in due parti, così come riportato nella figura che segue.

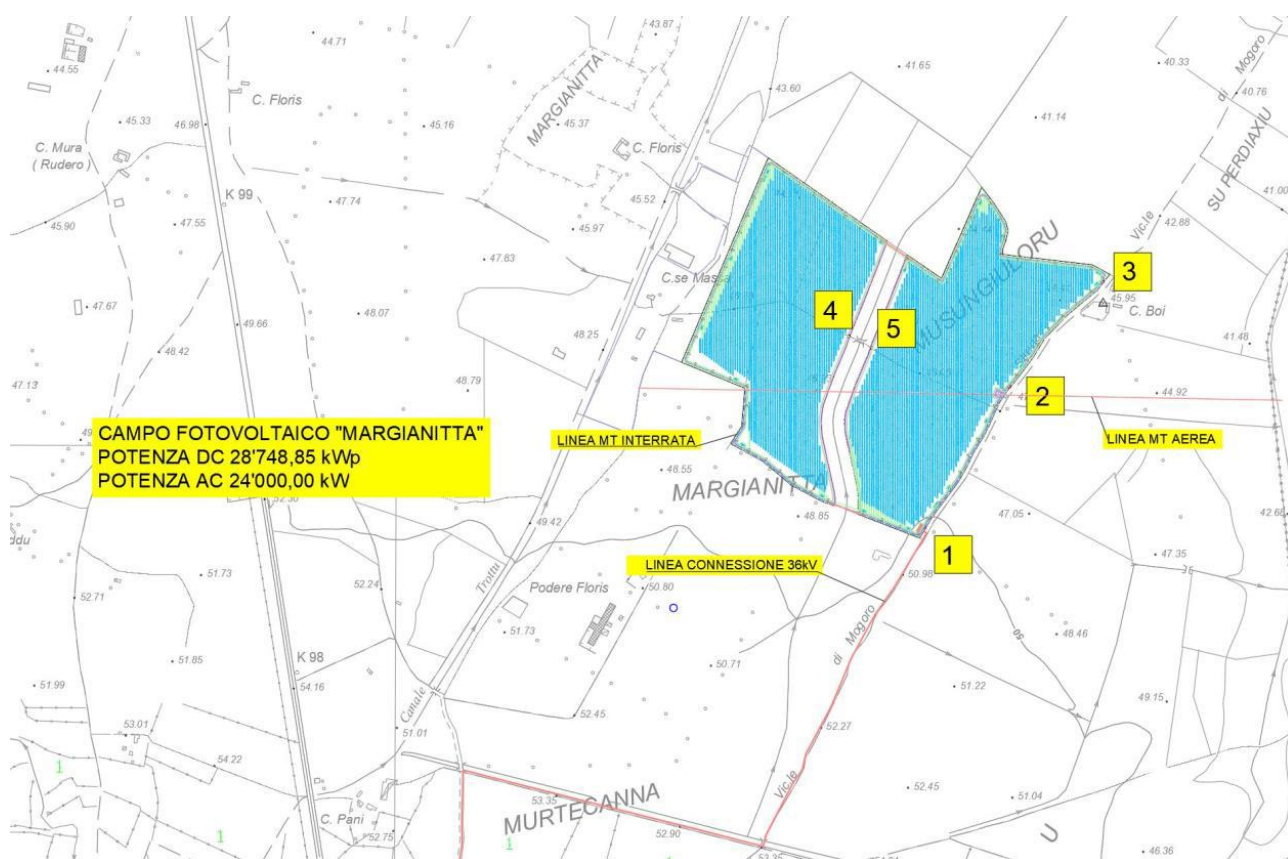


Figura 23: Area d’impianto con individuazione accessi.

Gli accessi principali alle varie aree dell’impianto sono evidenziati con in numeri 1, 2 e 3. Più precisamente l’accesso 1 si ha in prossimità della cabina di consegna, gli altri sono dei semplici ingressi di servizio all’impianto. In aggiunta a questi sono stati realizzati gli accessi 4 e 5 che servono a collegare le tre aree facenti parte dell’impianto: le estreme contenenti i moduli e le cabine, la parte centrale la fascia di rispetto del corso d’acqua presente. In tale fascia di rispetto, della larghezza complessiva di 50 m, il conduttore del fondo proseguirà la coltivazione unitamente alla parte di azienda nella quale si trovano i tracker.

All’interno del campo agrivoltaico, lungo la recinzione perimetrale, verrà realizzata una viabilità di servizio che dovrà agevolare la realizzazione dell’impianto e le opere di controllo e manutenzione dello stesso. Sarà caratterizzata da una larghezza di 3,0 m e da un cassonetto di 20 cm realizzato sotto il piano di campagna contenente la pavimentazione stradale realizzata con uno strato di tout-venant di 15 cm rullato e finito con 5 cm di pietrisco anch’esso adeguatamente costipato. La restante viabilità interna sarà realizzata mediante semplice sistemazione superficiale del terreno esistente e, se necessario, locale bonifica con pietrisco. Non saranno presenti pavimentazioni realizzate in conglomerato cementizio e/o in conglomerato bituminoso, garantendo così il mantenimento dell’attuale rapporto tra area interessata dall’impianto e superficie permeabile. Unica eccezione saranno le aree occupate dalle cabine contenenti le apparecchiature elettriche. La somma di tali superfici è di circa 1700 m<sup>2</sup>, trascurabile rispetto all’intera superficie occupata di circa 38,22 ha (rapporto pari a 0,0044).

### 1.3.12 Vincoli aggiuntivi all'utilizzo dell'area d'impianto

Relativamente alla presenza di vincoli presenti all'interno o nelle immediate vicinanze dell'area d'impianto che potrebbero limitarne l'utilizzo, oltre agli eventuali di carattere paesaggistico trattati separatamente, si ricordano quelli dovuti alla presenza di corpi idrici e di linee elettriche (BT, MT o AT). Mentre **per l'Elemento idrico Strahler (di ordine 2) si è detto precedentemente e si è lasciata libera da impianto una fascia di 25+25 m dall'asse dell'Elemento idrico stesso**, è stata occupata dall'impianto la proiezione della linea aerea MT di e-distribuzione che parte dalla cabina a torre dislocata al centro del lato ad EST. Questo perché è intenzione del proponente richiedere al Distributore l'interramento della linea stessa lungo il lato SUD dell'impianto concedendo a e-distribuzione la relativa servitù di elettrodotto e di passaggio. Nel particolare del layout d'impianto che si riporta di seguito, è indicata con una linea continua rossa la linea aerea esistente e con una linea blu tratteggiata, di spessore maggiore, l'ipotesi di interrimento della linea MT. Sul lato Nord e su quello Sud, in corrispondenza del corso d'acqua, verranno realizzati altri due attraversamenti mediante T.O.C. per posare un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà l'elemento idrico Strahler ad una quota minima di 2 m in sub alveo.



Figura 24: Dettaglio a sud dell'impianto.

## 1.4 Dismissione dell'impianto

I componenti principali dell'impianto e cioè i moduli fotovoltaici, sono garantiti dal produttore per un periodo di 25 anni con l'80% della potenza nominale. È quindi plausibile ipotizzare una vita utile dei moduli fotovoltaici di almeno 25 – 30 anni al termine dei quali il sistema sarà dismesso. Al termine della sua vita utile, l'impianto agrivoltaico, come previsto anche dal comma 4 dell'art. 12 del D.Lgs 387/2003, sarà dismesso e sarà operato il ripristino dello stato dei luoghi come ante operam.

Questo sarà possibile attraverso la differenziazione e il recupero di tutte le componenti dell'impianto a seconda della rispettiva tipologia di rifiuto. La società avrà cura di separare i materiali riciclabili da quelli non riciclabili prodotti e che tali materiali siano portati presso ditte autorizzate nelle apposite aree di stoccaggio per il recupero o lo smaltimento finale.

Tra gli aspetti che rendono "doublegreen" l'energia fotovoltaica vi è la forte predisposizione dei componenti al riciclo ed al recupero dei materiali preziosi che compongono la maggior parte dell'impianto.

A questo proposito è utile sottolineare le iniziative che, a livello europeo, stanno predisponendo piattaforme di smaltimento e riciclo dei moduli fotovoltaici al termine del ciclo di vita utile degli stessi ed a cui stanno aderendo i principali produttori mondiali. Tale sistema, infatti, prevede il recupero ed il riuso di circa il 90 – 95% in peso dei moduli fotovoltaici in cinque passi con un processo tecnologico che consente il recupero di vetro, alluminio, silicio e dei materiali organici come plastiche e tedlar.

In Italia il D. Lgs n.151 del 25 Luglio 2005, entrato in vigore il 12 Novembre 2007, ha recepito le direttive europee WEEE-RAEE RoHS, 2002/96/CE (direttiva RAEE del 27 Gennaio 2003), 2003/108/CE (modifiche alla 2002/96/CE del 8 Dicembre 2003) e la 2002/95/CE (direttiva RoHS del 27 Gennaio 2003).

Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili. Il 29 Febbraio 2008 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge 31/2008, di conversione del DL 248/2007 ("milleproroghe") che conferma le proroghe in materia di RAEE. Il 6 Marzo 2008 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la "legge Comunitaria 2007" (legge 34/2008) contenente la delega al Governo per la riformulazione del D.Lgs 25 Luglio 2005, n. 151, al fine di dare accoglimento alle censure mosse dall'UE, con la procedura d'infrazione 12 Ottobre 2006 per la non corretta trasposizione delle regole comunitarie sulla gestione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche ricevute dai distributori all'atto dell'acquisto di nuovi prodotti da parte dei consumatori.

La maggior parte inoltre dei materiali delle strutture di supporto, come l'acciaio, o i cavi di rame o alluminio sono facilmente riciclabili già oggi e consentono un recupero sensibile delle spese di smantellamento. L'impianto sarà dismesso quando cesserà di funzionare seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Lo smantellamento dell'impianto previsto a fine vita sarà costituito dalle seguenti fasi principali di lavorazione:

- Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- Scollegamento cavi lato DC e lato AC;
- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno e/o pallet;
- Smontaggio sistema di illuminazione e videosorveglianza;
- Rimozione cavi da canali interrati;
- Rimozione pozzetti di ispezione;
- Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;
- Smontaggio struttura metallica;
- Rimozione del fissaggio al suolo (sistema con pali metallici infissi);
- Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- Eventuale rimozione della viabilità interna;
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

Vista la destinazione d’uso dell’area, agricola, saranno conservati preservati tutti i sottoservizi presenti nell’area in quanto funzionali all’azienda agricola presente che dovrà continuare ad essere tenuta in simbiosi con il campo fotovoltaico.

Relativamente allo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l’obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero della cornice di alluminio;
- recupero del vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

Codici CER di riferimento per i pannelli e la componentistica elettrica:

Codice CER	Descrizione
20.01.36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici);
17.01.01	Cemento (derivante dalla demolizione dei plinti dei pali della illuminazione esterna);
17.02.03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)

17.04.05	Ferro, acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici)
17.04.11	Cavi
17.05.08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

Le strutture di sostegno dei pannelli, in acciaio, saranno rimosse tramite smontaggio meccanico per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione BT/MT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative. I quadri elettrici sia in DC che in AC saranno smontati da personale specializzato e conferiti come RAEE.

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate, come detto in precedenza, verranno conservate per il riutilizzo futuro. In particolare, le cabine di consegna del Distributore rimarranno in servizio in quanto saranno inserite nella rete di distribuzione nazionale.

All'interno della centrale fotovoltaica è prevista una viabilità perimetrale al fine di consentire la manutenzione e l'esercizio dell'impianto. Tale infrastruttura è realizzata con materiale naturale e, per i tratti non necessari all'impresa agricola presente, verrà rimossa tramite scavo e ripristinato lo strato superficiale con terreno vegetale adatto al contesto. Il materiale proveniente dalla demolizione del cassonetto stradale verrà successivamente smaltito presso impianti di recupero e riciclaggio di inerti.

Per maggiori specifiche sulla dismissione dell'impianto si veda il Piano di dismissione dell'impianto di produzione allegato al progetto.

Data la tipologia dell'impianto si porrà particolare cura nel recupero dei metalli pregiati costituenti le varie parti dei moduli fotovoltaici, i cavi elettrici e le strutture metalliche.

Le ditte a cui saranno conferiti i materiali saranno tutte regolarmente autorizzate per le lavorazioni e le operazioni di gestione necessarie.



Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori. Tutte le operazioni di dismissione potranno essere eseguite in 161 giorni naturali e consecutivi, di cui 113 lavorativi, secondo il seguente schema:

ID	Nome attività	Durata
1	AVVIO CANTIERE	9 g
2	RIMOZIONE QUADRI ELETTRICI E TRASFORMATORI	10 g
3	RIMOZIONE INVERTER	12 g
4	RIMOZIONE CAVI E CAVI	34 g
5	RIMOZIONE PANNELLI FOTOVOLTAICO	59 g
6	RIMOZIONE STRUTTURA DI SUPPORTO (TRACKER)	62 g
7	RIPRISTINO DEL SUOLO ANTE OPERAM	14 g
8	ASSISTENZA VARIE OPERE CIVILI	97 g
9	SMOLBILIZZO CANTIERE	6 g

### **RIPRISTINO VEGETAZIONALE**

Al termine della vita utile dell'impianto a seguito della sua dismissione completa, verranno eseguite una serie di azioni finalizzate al ripristino ambientale del sito ovvero il ripristino delle condizioni analoghe allo stato originario. Nel caso specifico l'andamento pianeggiante dell'intera area interessata dall'impianto, e la situazione geologica-stratigrafica dei terreni presenti non rappresenta alcun problema per la risistemazione finale dell'area che consisterà essenzialmente in limitati movimenti terra per il ripristino dell'area nella situazione ante operam. Non saranno necessarie valutazioni in merito alla stabilità dell'area, né particolari opere di regimazione delle acque superficiali e meteoriche se non un mantenimento della rete di canali presenti o una ricostituzione ove necessario per il collegamento alla linea principale.

## 2. Analisi delle alternative progettuali

### 2.1 Alternativa zero

La prima delle alternative da considerare è la possibilità di non effettuare l'intervento in progetto presentato (opzione zero).

L'intervento rientra tra le tipologie impiantistiche previste dalla programmazione nazionale e regionale. In particolare la sua non realizzazione porterebbe alla mancata partecipazione al raggiungimento dell'obiettivo di realizzazione della potenza degli impianti da fonte rinnovabile previsto dal PEARS.

Il Piano recepisce ed è coerente ai principali indirizzi di pianificazione energetica messi in atto a livello europeo e nazionale, con particolare attenzione agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> quantificati pari a -50%<sup>1</sup>. Il Terzo Rapporto di Monitoraggio del PEARS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2020 (Figura 25) e appare evidente come l'energia elettrica prodotta in Sardegna attraverso centrali termoelettriche o impianti di cogenerazione alimentati a fonti fossili o bioenergie rappresenti ben il 75% del totale; segue la produzione attraverso impianti eolici (13% della produzione totale), la produzione da impianti fotovoltaici (9%) e infine la produzione da impianti idroelettrici (3%).

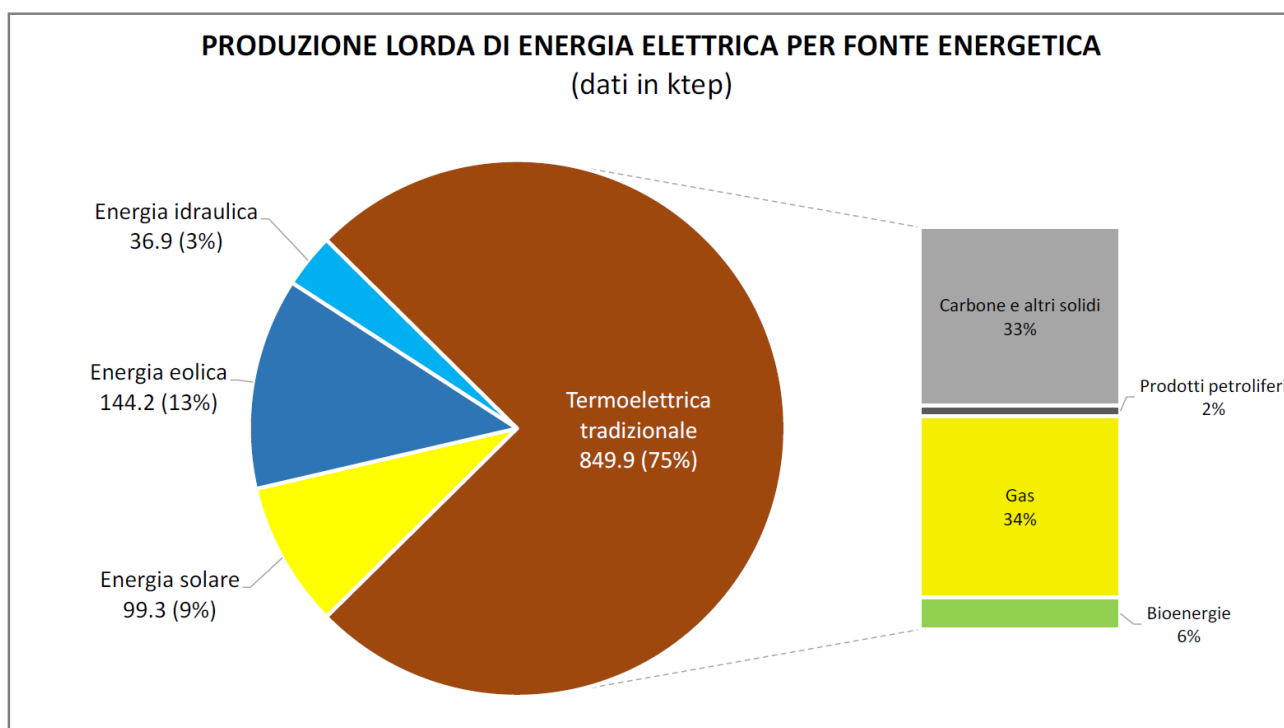


Figura 25: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2020. Fonte: (Regione Autonoma della Sardegna, 2023).

<sup>1</sup> Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 – Proposta Tecnica, dicembre 2015; p.44.

Effettuando alcune stime in base ai dati forniti dai proprietari di alcuni impianti, appare evidente come il carbone rappresenti ancora una delle fonti più utilizzate negli impianti termoelettrici (51% dei consumi totali), con una corrispondente produzione elettrica pari al 33% del totale, leggermente inferiore alla produzione elettrica da gas di raffineria (34%), i cui consumi rappresentano però solo il 40% dei consumi totali degli impianti termoelettrici.

Nella figura successiva sono rappresentati l’andamento dei consumi finali lordi di energia e l’andamento dei consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili a partire dal 2012, ricostruiti a partire dai dati pubblicati dal GSE per il periodo 2012-2017, integrati con le elaborazioni aggiuntive ricavate dal BER 2018.

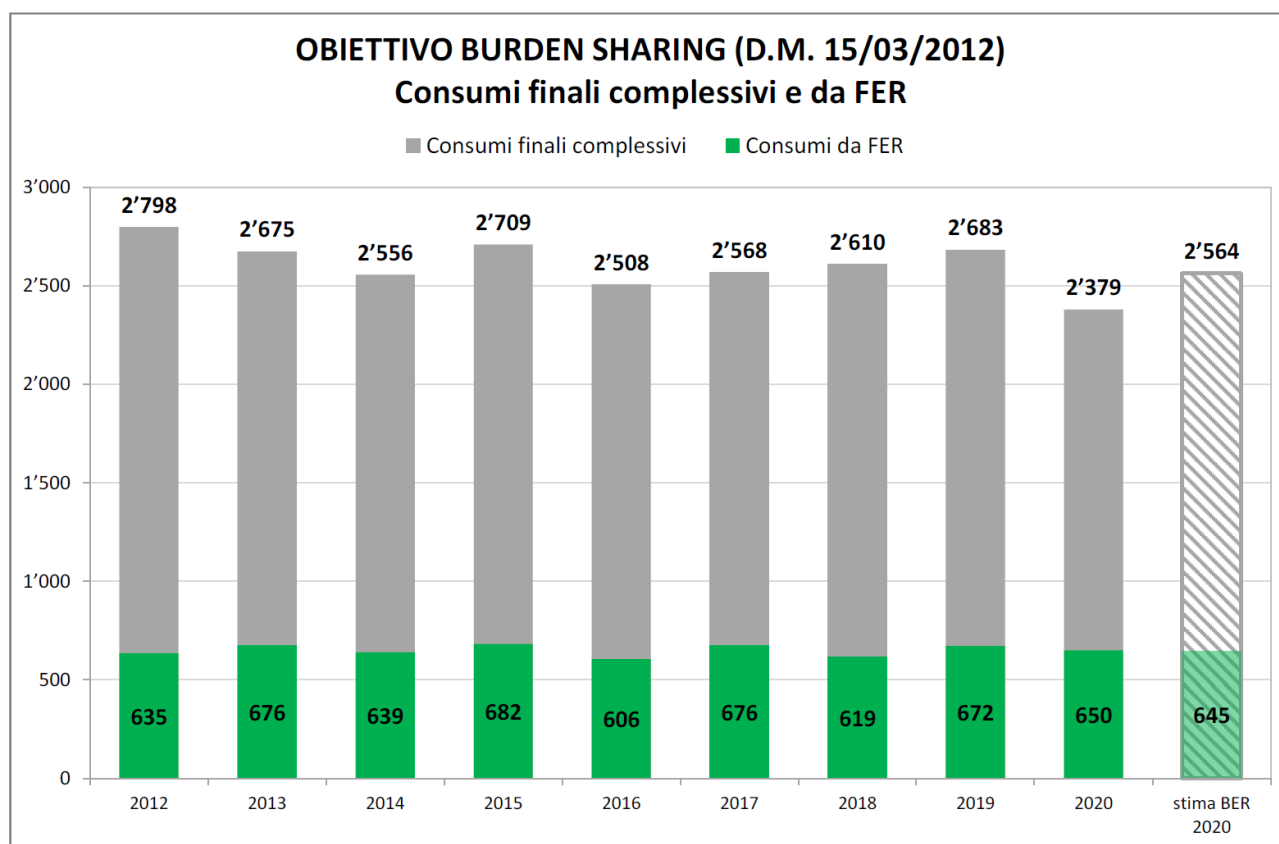
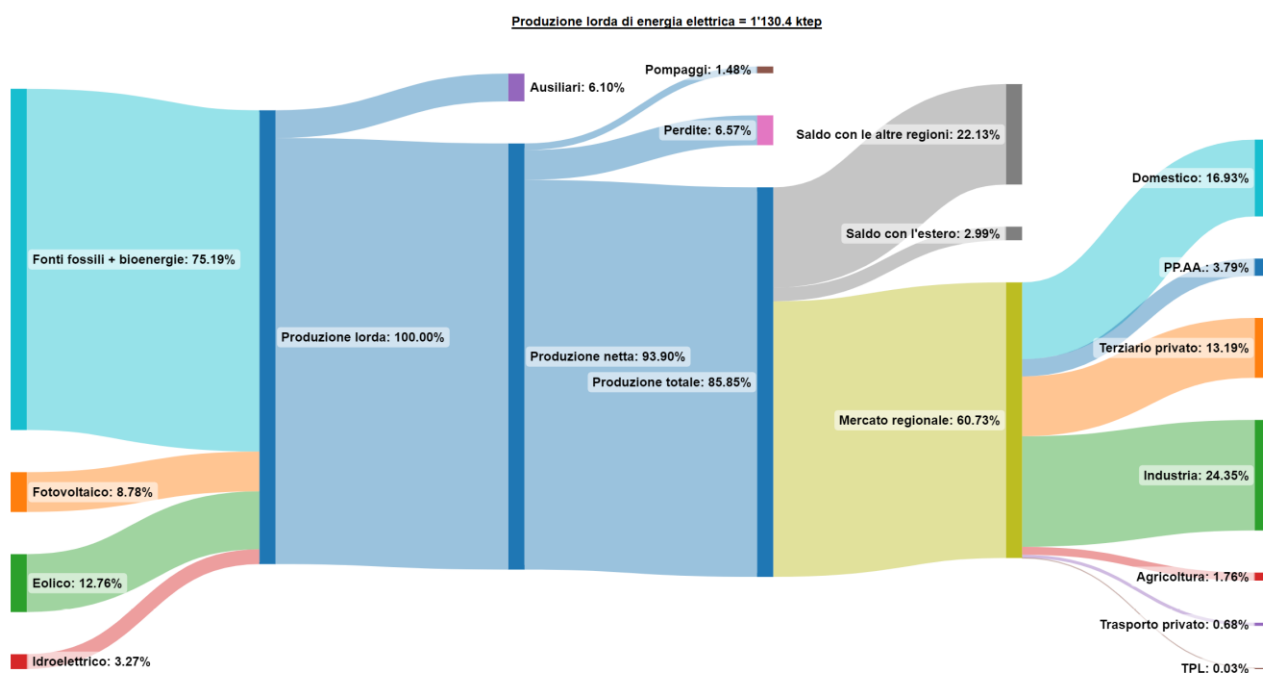
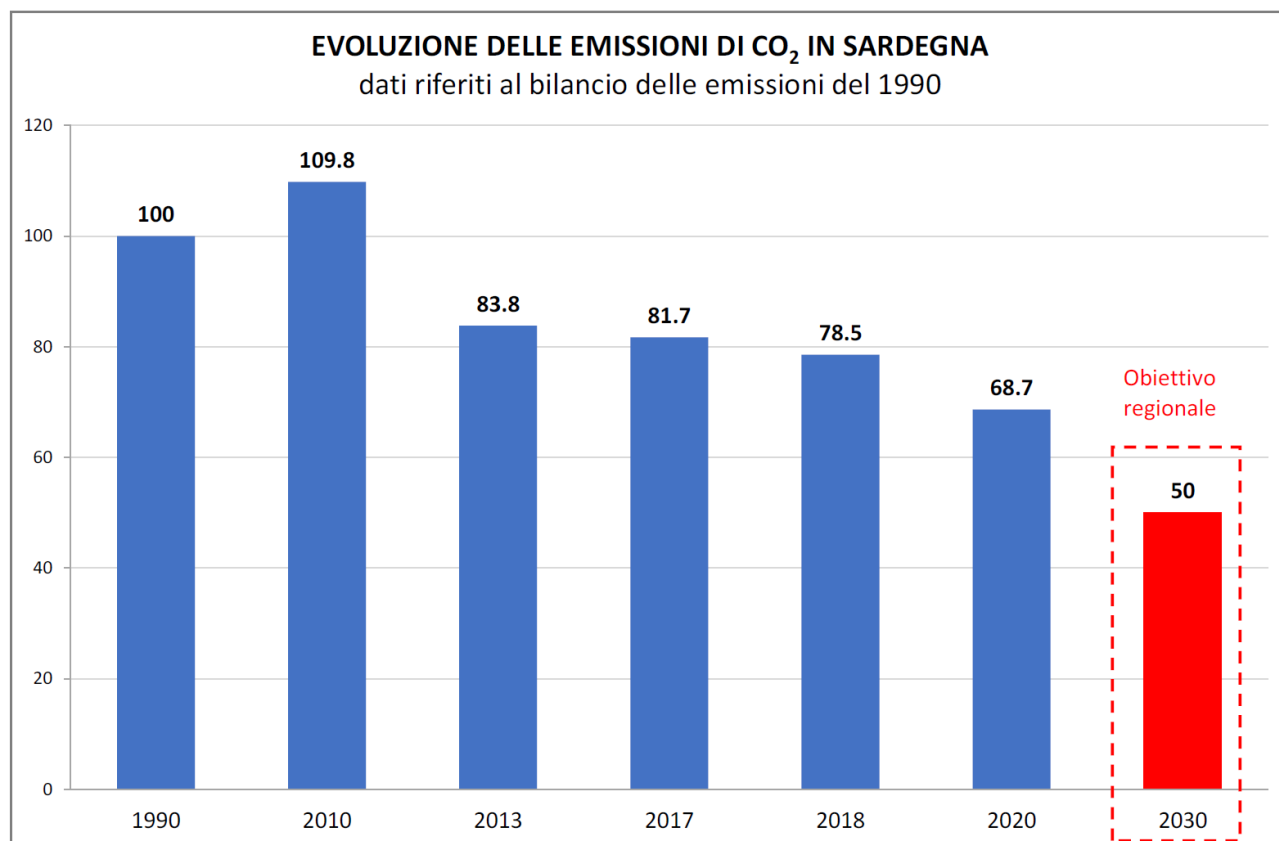


Figura 26: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna. Fonte: dati GSE dal 2012 al 2020, elaborazione degli autori a partire da dati BER per anno 2020).



**Figura 27: Diagramma di Sankey relativo al macrosettore Elettricità (produzione, distribuzione e usi finali), dati relativi al 2020 espressi in quote percentuali rispetto alla produzione lorda (Fonte: Terna S.p.A. - elaborazione degli autori, 2022).**

Nella figura successiva, in analogia con quanto riportato nel Secondo Rapporto di Monitoraggio e nel PEARS, si restituisce l'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate alle attività sviluppate in Sardegna in forma normalizzata rispetto alle emissioni del 1990. Appare evidente come i dati del 2020 ricavati dal BER confermino il trend in progressivo calo e in avvicinamento all'obiettivo regionale di riduzione delle emissioni del 50% al 2030. Analizzando i dati puntuali relativi ai tre macrosettori, è possibile verificare che tale risultato sia principalmente dovuto ai cali registrati nelle emissioni associate ai consumi termici (più che dimezzate rispetto al 1990 e caratterizzate da una riduzione annua del 8% negli ultimi 10 anni), mentre si rileva un continuo aumento delle emissioni legate al macrosettore dei trasporti (+34% rispetto al 1990, con un aumento annuo dello 0.2% negli ultimi 10 anni). Invece, per quanto riguarda il settore delle trasformazioni, a seguito della crescita avvenuta tra il 1990 e il 2010, negli ultimi 10 anni si assiste ad un calo del 23% circa (-2.9% annuo).



**Figura 28: Evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in Sardegna riferite al bilancio delle emissioni del 1990, dati ricavati dal PEARS integrati con le emissioni stimate a partire dal BER 2017, 2018 e 2020 (Fonte: elaborazione degli autori, 2022).**

Il Piano Energetico Regionale conferma la necessità di favorire un mix di fonti rinnovabili sul territorio, soprattutto con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico e la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti.

Il PEARS indica come obiettivo strategico di sintesi per l’anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori del 1990.

La mancata realizzazione dell’intervento in oggetto porterebbe, dunque, al mancato contributo al conseguimento degli obiettivi nazionali e regionali di riduzione delle emissioni inquinanti, oltre che a negative ricadute socioeconomiche.

Attraverso le valutazioni svolte per il calcolo della Land capability, i suoli analizzati sono classificabili nella categoria IIIw.



Figura 29: Classificazione dei suoli nell’area di impianto secondo la Land Capability.

Considerate le caratteristiche tecniche dell’impianto agrivoltaico, costituito da file di inseguitori mobili, adeguatamente distanziati, la cui ombra si sposta gradualmente durante l’arco della giornata, tutte le parti del suolo sono esposte al sole nell’arco della giornata; non si producono, quindi, gli effetti derivanti dal continuo ombreggiamento, vale a dire la formazione di superfici sterili, e dall’eccessivo soleggiamento. **La migliore soluzione culturale è rappresentata da una coltura foraggera permanente, costituita da un insieme di più specie foraggere e periodicamente traseminati mediante semina diretta senza lavorazione del terreno, al fine di mantenere una elevata produttività e una stabilità della composizione floristica.**

Il prato polifita stabile è costituito da un assortimento di specie foraggere appartenenti alle famiglie delle graminacee e delle leguminose, garantendo in questo modo, oltre alla biodiversità vegetale, un elevato grado di biodiversità tra la fauna e la flora terricola e per la fauna selvatica che trova rifugio nel prato. Molte di queste specie, inoltre, sono di interesse mellifero e costituiscono parte dell’habitat per le api selvatiche e domestiche.

Il prato polifita è **permanente**, ed in quanto tale non sono necessarie rotazioni e lavorazioni periodiche del terreno. Tale condizione favorisce la stabilità e la conservazione se non il miglioramento della sostanza organica del suolo, e di conseguenza il mantenimento di produzioni foraggere adeguate.

La presenza permanente del cotico erboso inoltre favorisce il movimento dei mezzi meccanici sia agricoli che dedicati a operazioni di manutenzione e mantenimento dei moduli fotovoltaici.

La presenza delle graminacee garantisce la produzione di foraggi ricchi di energia e fibra.

La presenza delle leguminose ha una azione di miglioramento del terreno tramite la fissazione dell’azoto atmosferico, che fornendo una concimazione azotata al terreno favorisce la crescita delle graminacee, nel contempo garantendo ai foraggi un adeguato valore proteico.

Il prato stabile non irriguo, in condizioni favorevoli può fornire negli ambienti mediterranei, anche 2 sfalci annuali, con una produzione foraggera stimabile intorno ai 50 quintali / ettaro, derivante principalmente dal primo sfalcio.

Il fieno ricavato è impiegabile nell'alimentazione principalmente di bovini e ovini.

I prati stabili sono oggetto di tutela normativa dopo cinque anni di permanenza sul terreno, al fine di mantenere l'equilibrio ecologico creatosi, con tutti i benefici in termini di biodiversità floristica e faunistica.

La presenza dei pannelli fotovoltaici non rappresenta un limite per il mantenimento del prato polifita permanente, ma al contrario crea degli effetti favorevoli dovuti all'effetto di ombreggiamento esercitato nel periodo estivo nel quale la coltura subisce il maggiore stress fisiologico. L'effetto ombreggiante inoltre ha effetti di mitigazione dell'evapotraspirazione e quindi contribuisce al mantenimento di un livello idrico superiore a quello che si avrebbe in un campo in piena esposizione.

L'interasse tra i trackers consente l'accesso a mezzi meccanici di modeste dimensioni, più adatti alle operazioni colturali di fienagione, consentendo la possibilità di sfruttare l'intera superficie.

**La presenza prolungata del prato permanente, inoltre, costituirà un effetto di rigenerazione del suolo, che a fine vita operativa dell'impianto sarà più ricco di sostanza organica e notevolmente migliorato sotto tutti i parametri chimico-fisici.**

L'**alternativa zero** porterebbe, dunque, a proseguire lo sfruttamento agricolo attuale del terreno. La realizzazione del parco agrivoltaico, invece, si configurerebbe come occasione per convertire risorse a favore del miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale, non unicamente sotto il profilo agronomico ma anche come contributo alla conversione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Riassumendo l'**alternativa zero** porterebbe alla:

- **mancata partecipazione al raggiungimento degli obiettivi europei, nazionali e regionali in tema di riduzione delle emissioni di CO2 dal settore energetico;**
- mancata partecipazione alla riduzione dei fattori climalteranti;
- mancata partecipazione all'obiettivo di diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- mancata partecipazione all'obiettivo di sviluppo di un apparato diffuso ad alta efficienza energetica;
- **mancate ricadute socio-occupazionali;**
- **mancato miglioramento agronomico grazie al prato permanente** e conseguente sottoutilizzo dei terreni in oggetto;
- **mancati impatti positivi dovuti alla realizzazione della fascia di mitigazione nel perimetro dell'impianto.**

- **mancato effetto di riduzione del fabbisogno idrico dato dalla mitigazione dei fenomeni evapotraspirativi favoriti dalla presenza dei moduli.**

## 2.2 Alternativa tecnologica

Gli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra possono essere di due tipi: impianti fotovoltaici ad inseguimento solare monoassiali o biassiali oppure impianti fotovoltaici a terra con sistemi fissi.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici "ad inseguimento solare" - definiti anche "vele solari" per la forma – possono essere:

- Biassiali: con moduli collocati a terra dotati di uno o più motori che muovono i pannelli fotovoltaici in modo tale che siano sempre perpendicolari alla fonte solare, ricevendo quindi il massimo irraggiamento disponibile;
- Monoassiali: con moduli che inseguono il sole secondo un solo asse, da Est ad Ovest, lasciando invariata l'inclinazione, oppure inseguono da Nord a Sud lasciando invariata la direzione a Sud, l'azimuth.

Gli impianti con sistemi fissi invece possono essere fissati a terra su pali autoportanti oppure su plinti in calcestruzzo.

Nel caso del progetto in esame, allo scopo di massimizzare la produzione energetica ed in considerazione della morfologia delle aree individuate, la scelta progettuale e di layout per il progetto in esame è stata quella di installare i moduli a terra tramite tracker mono-assiali.

Escludendo i sistemi fissi, che non massimizzano la produzione di energia e non sono adatti ai sistemi agrivoltaici, l'alternativa tecnologica valutata, prevede l'installazione di pannelli di tipo TRACKER 1.0, con potenza da 2.5 a 4.35 kwp per ogni tracker (10 pannelli installati ogni tracker per 12 m di lunghezza) che garantirebbero l'utilizzo del terreno per l'attività agricola.

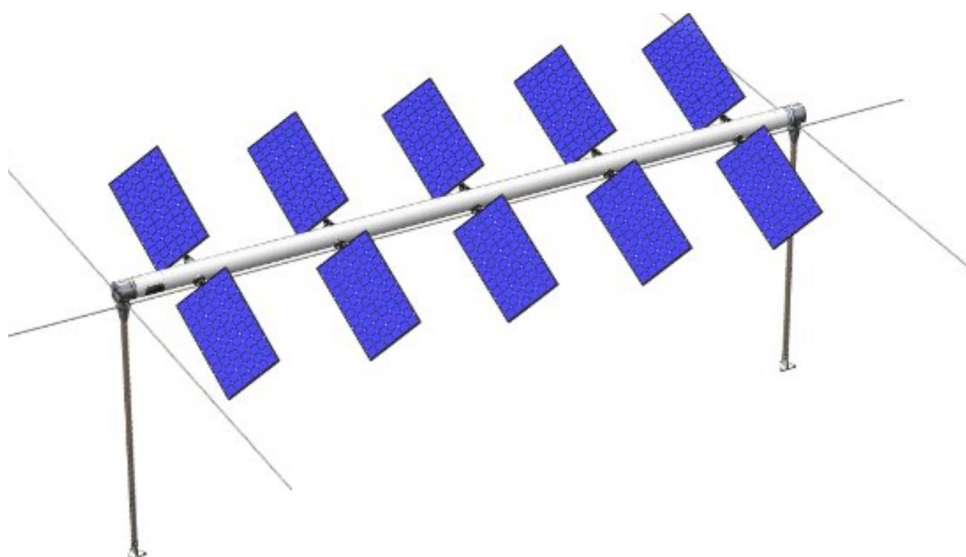


Figura 30: pannelli del tipo tracker 1.0.



Un impianto agrivoltaico costituito da pannelli di questo tipo porterebbe ad un conseguimento molto minore degli obiettivi energetici (rispetto alla soluzione in progetto) e ad un aumento degli impatti sulle componenti paesaggio e suolo.

Costituiscono, infatti, degli elementi di criticità per la realizzazione dell'alternativa progettuale i seguenti aspetti:

- **elevato consumo del suolo**: sono necessari circa 3 ettari per ogni MWp installato;
- maggiori impatti sul sottosuolo poiché sarebbe necessaria la realizzazione di plinti in cls che aumenterebbero le operazioni di movimento terra per la loro installazione, l'utilizzo e la produzione di calcestruzzo, minore reversibilità dell'intervento.
- **impatti negativi dovuti ad un maggiore utilizzo di metallo**. La rotazione dei pannelli, infatti, è garantita da un profilo orizzontale in acciaio, in grado di ruotare sul proprio asse lungo 14 m (tracker) e da 4 profili secondari montati perpendicolari all'asse orizzontale, in grado di ruotare sul proprio asse.

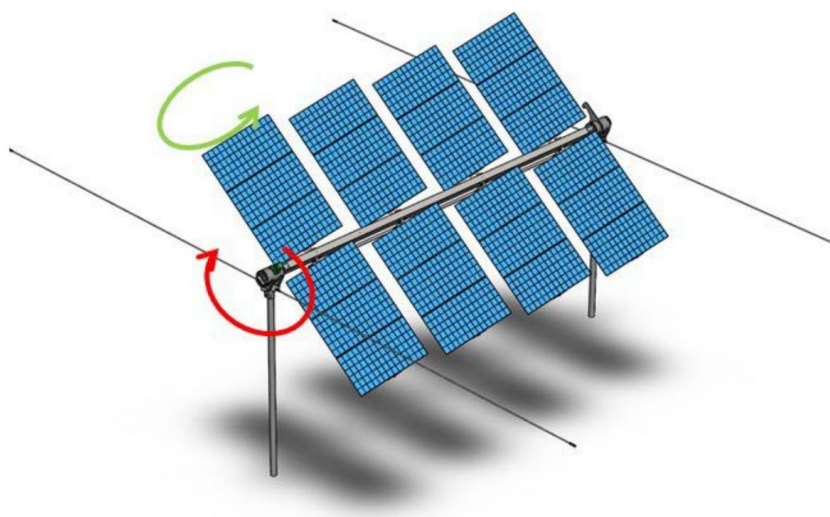


Figura 31: struttura in acciaio che sostiene i pannelli verticali e ne permette la rotazione.

- Maggiori impatti sul paesaggio in quanto questa tipologia di pannelli ha una altezza che va dai 4 ai 5 m rispetto al piano di campagna; inoltre la presenza di una fitta rete di cavi di acciaio favorisce un disturbo visivo dovuto a disordine e incongruenza dei segni con il paesaggio in cui si inserisce l'impianto.

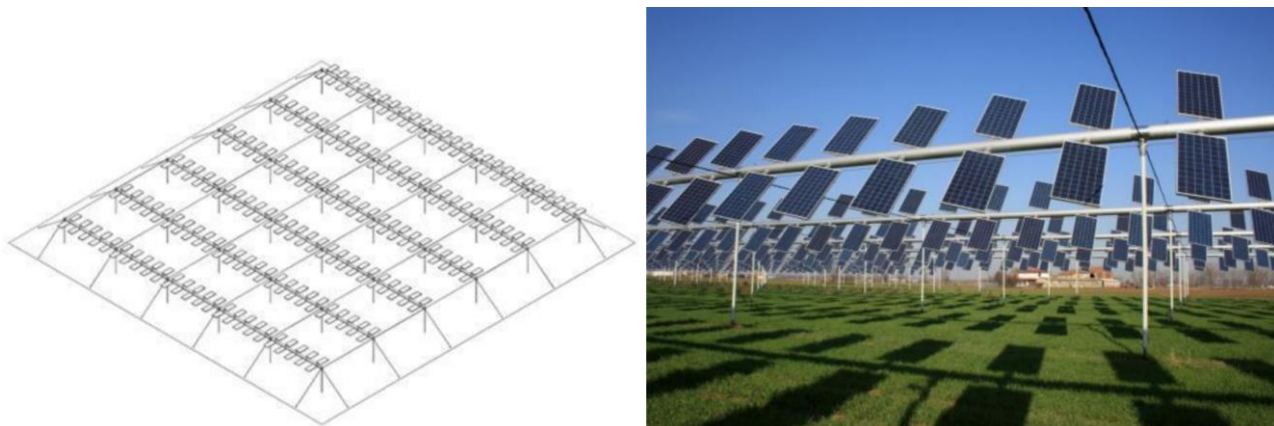


Figura 32: rete di cavi di acciaio che connette i pannelli fotovoltaici.

## 2.3 Alternativa di localizzazione

Le linee guida regionali prediligono l'utilizzo di aree industriali o aree di cava dismesse per l'installazione di parchi fotovoltaici a terra. Al fine del raggiungimento degli obiettivi preposti del settore energetico da fonti rinnovabili, tuttavia, il solo utilizzo delle aree industriali non sarà sufficiente.

"La Regione Autonoma della Sardegna ha riorganizzato i consorzi industriali con la legge n. 10 del 25 luglio 2008, che ha identificato n. 8 Consorzi Industriali Provinciali (C.I.P.) ed ha avviato la liquidazione dei soppressi Consorzi ZIR. I sopracitati C.I.P. sono caratterizzati, oltre che per la dislocazione di tipo provinciale, anche per la tipologia di attività produttiva delle aziende insediate, per esempio i Consorzi di Macchiareddu, di Portovesme e Porto Torres sono caratterizzati dalla presenza di aziende energivore dei settori petrolchimico e metallurgico; il Consorzio di Oristano caratterizzato per le aziende dell'agroalimentare ed infine il Consorzio di Olbia caratterizzato per il settore della nautica. Per quanto concerne le sopra citate aree P.I.P., queste sono state istituite attraverso la legge n. 685 del 22 ottobre 1971 e sorgono allo scopo di favorire lo sviluppo delle attività delle piccole e medie imprese artigianali industriali all'interno dei territori comunali. Si tratta di strumenti urbanistici predisposti al fine di assicurare, da un lato, l'ordinato assetto territoriale delle attività produttive all'interno di un determinato Comune e, dall'altro, la valorizzazione e la crescita della produzione locale. A queste si aggiungono gli incubatori di impresa che offrono sostegno alle imprese aiutandole a sopravvivere e crescere nella fase in cui sono maggiormente vulnerabili, quella di start-up."<sup>2</sup>

Come evidenziato in Figura 33 le aree industriali della Sardegna sono prevalentemente aree P.I.P. di iniziativa pubblica e, di queste, **la maggior parte sono dislocate nella Provincia di Cagliari** (Figura 34). Pertanto, nell'ipotesi di utilizzare solo le aree industriali della Sardegna per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra, questi si dovranno dislocare quasi esclusivamente nell'area metropolitana di Cagliari **che è anche quella che maggiormente necessita di aree per l'insediamento di attività produttive**, in quanto ospita un grande numero di imprese potenzialmente insediabili. Infatti **le restanti piccole aree P.I.P. dei comuni della Sardegna, sono prevalentemente inutilizzate a causa dell'assenza di imprese industriali e artigiane**.

È necessario, dunque, per il raggiungimento dei suddetti obiettivi, coinvolgere aree non solo industriali ma anche agricole con scarso pregio agronomico e adeguate caratteristiche, quali:

- assenza di aree naturali, sub-naturali o seminaturali (artt. 22 e 25 delle Norme Tecniche d'attuazione del Piano Paesaggistico Regionale), in adiacenza alle perimetrazioni di interesse;
- aree di tipo pianeggiante purché non visibili dalle principali reti viarie;
- assenza di beni identitari e paesaggistici, così come definiti dalla cartografia allegata al Piano Paesaggistico Regionale, a distanze inferiori a 100 metri dalle perimetrazioni di interesse;
- assenza di aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate (art. 33 delle Norme Tecniche d'attuazione del Piano Paesaggistico Regionale) in adiacenza alle perimetrazioni di interesse.

---

<sup>2</sup> <https://www.sardegnaimpresa.eu/it/dove-localizzarsi/aree-industriali>

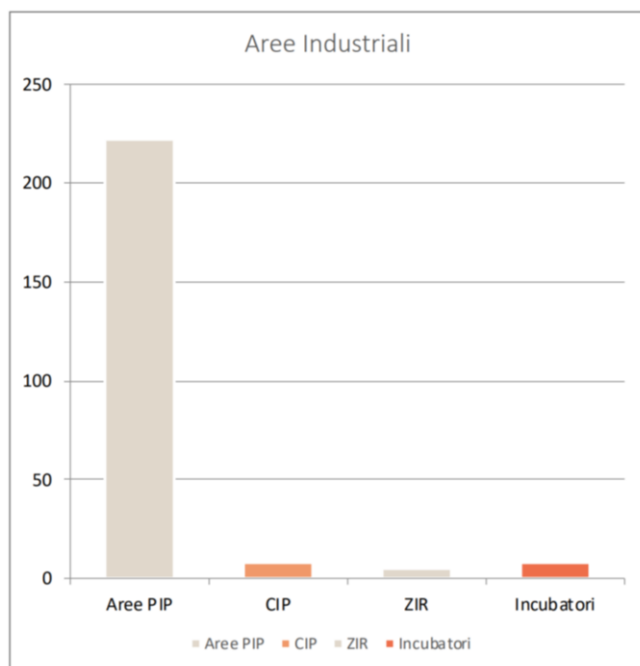


Figura 33: tipologia aree industriali del territorio regionale. Fonte: “Le aree industriali della Sardegna”. Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

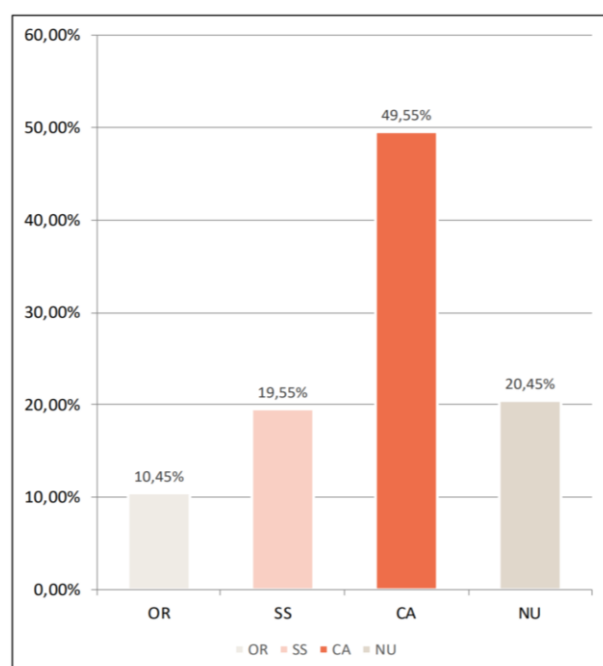


Figura 34: distribuzione per provincia delle aree P.I.P. della Sardegna. Fonte: “Le aree industriali della Sardegna”. Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

Si sono valutate le superfici a destinazione industriale che si sarebbero potute utilizzare per la realizzazione dell’impianto agrivoltaico. L’area PIP più prossima all’area di progetto è quella del Comune di Guspini. Si riportano i dati riassunti relativi all’area industriale e i relativi lotti liberi:

Tabella 4: Dati delle aree industriali del Comune di Guspini. Fonte: <https://www.sardegnaimpresa.eu/siaidevel/area>

	PIP Guspini
Superficie totale PIP	407.590 m <sup>2</sup>
Numero totale di lotti	77
Numero di lotti occupati	70
Numero di lotti liberi	7

La superficie totale dell’area PIP è di circa 40,7 ha, di cui solo 18,9 di superficie libera, quindi di molto inferiore all’estensione del progetto in esame.

Le aree idonee alla realizzazione del progetto sono state valutate, dunque, tra quelle agricole nelle quali non sussistono vincoli di natura ambientale, paesaggistica e archeologica. Queste sono rappresentate nella figura successiva.

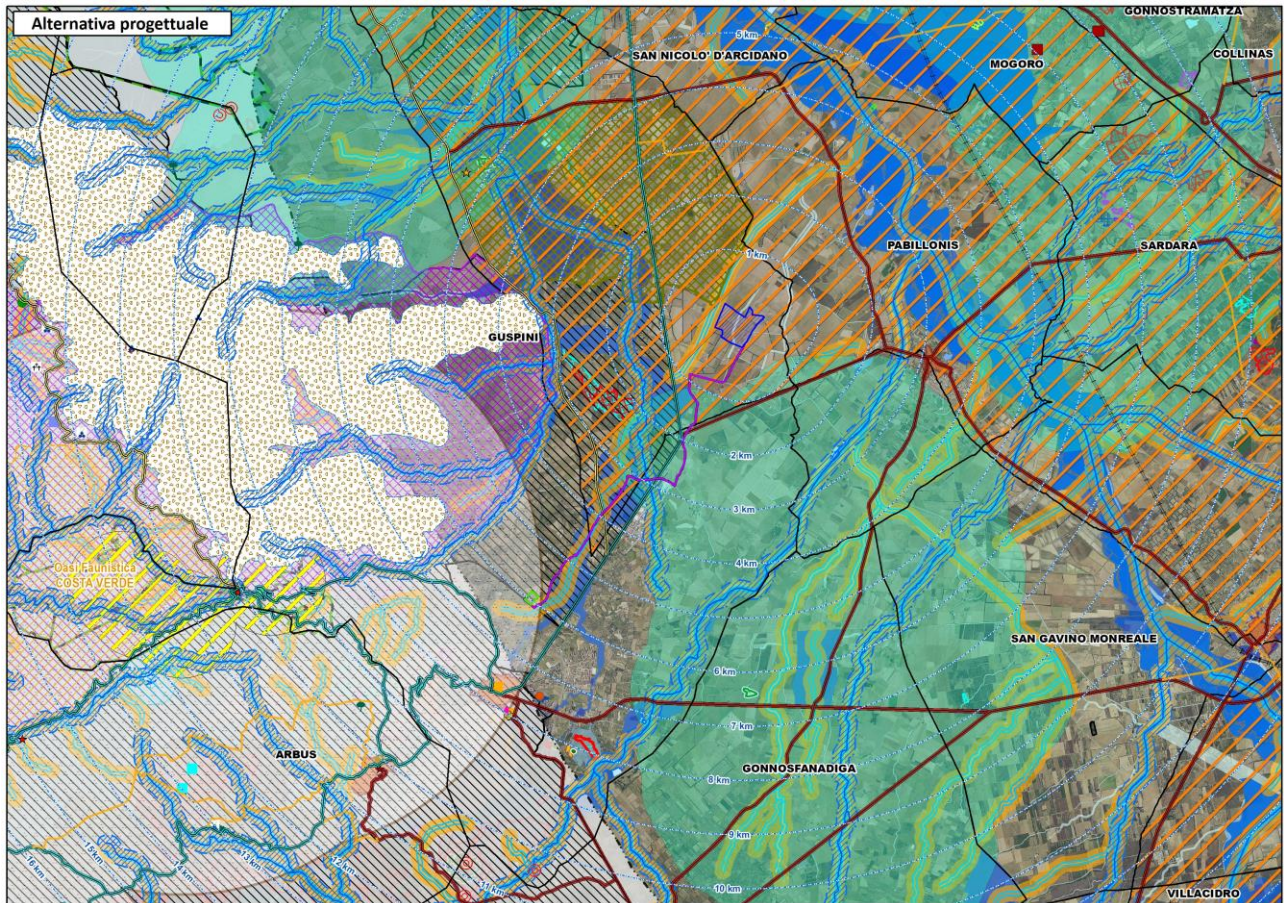


Figura 35: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

Nello specifico, l'intervento in progetto insiste su un'area agricola ai margini di un'area I.B.A. (Important Bird Area) ma come visibile nell'immagine non sono presenti aree senza alcun tipo di vincolo nelle vicinanze. L'impatto di un parco fotovoltaico sull'avifauna non è ancora stato studiato in modo approfondito, ma i più recenti studi sembrano indicare l'assenza di impatti significativi sugli uccelli. Ad esempio, l'effetto specchio e quindi l'illusione per gli uccelli in spostamento di avere a che fare con un bacino d'acqua piuttosto che con manufatti riflettenti è certamente superato dalle strutture adibite attualmente al sostegno dei pannelli fotovoltaici che rendono meno uniforme la collocazione, "spezzando" la disposizione rispetto al cromatismo del suolo e della vegetazione sottostante e circostante.

L'area è servita da una rete infrastrutturale esistente ed in cui l'installazione di un impianto di energia rinnovabile rappresenta un utilizzo compatibile con l'utilizzo agronomico.

Il connubio tra l'azienda agricola e il parco agrivoltaico sarebbe quindi vantaggioso sotto molti punti di vista, con effetti positivi anche sul territorio in generale, date dalla creazione di occasioni di lavoro con le conseguenti ricadute economiche positive.

Anche la recente comunicazione sul "Rilancio degli investimenti nelle rinnovabili e ruolo del fotovoltaico", promossa da Greenpeace Italia, Italia Solare, Legambiente e WWF Italia sottolinea come sia oramai necessario prevedere "una quota di impianti a terra, marginale rispetto alla superficie agricola oggi utilizzata (SAU) e che può essere indirizzata verso aree agricole dismesse o situate vicino a infrastrutture, in ogni caso garantendo permeabilità e biodiversità dei suoli". Una necessità legata al raggiungimento dei 32 GWp di nuovi impianti solari previsti al 2030 dal Pniec e che, oggi, appaiono ancora sottodimensionati rispetto agli obiettivi climatici e alle potenzialità del Paese.

Secondo quanto sostenuto dalle Associazioni, "In molte aree del Paese esistono purtroppo terreni agricoli che non presentano condizioni tali da consentire una redditizia attività agricola e in questi casi il fotovoltaico può rappresentare una possibile soluzione per quei terreni di proficua integrazione".

Relativamente alle aree a nord-est e sud-est, all'interno dei Comuni di Guspini e Pabillonis, si fa presente che tali aree sono già interessate da numerose proposte progettuali (Figura 36) ed aumenterebbe, di conseguenza, il rischio del verificarsi dell'effetto "concentrazione" sulla componente paesaggio.

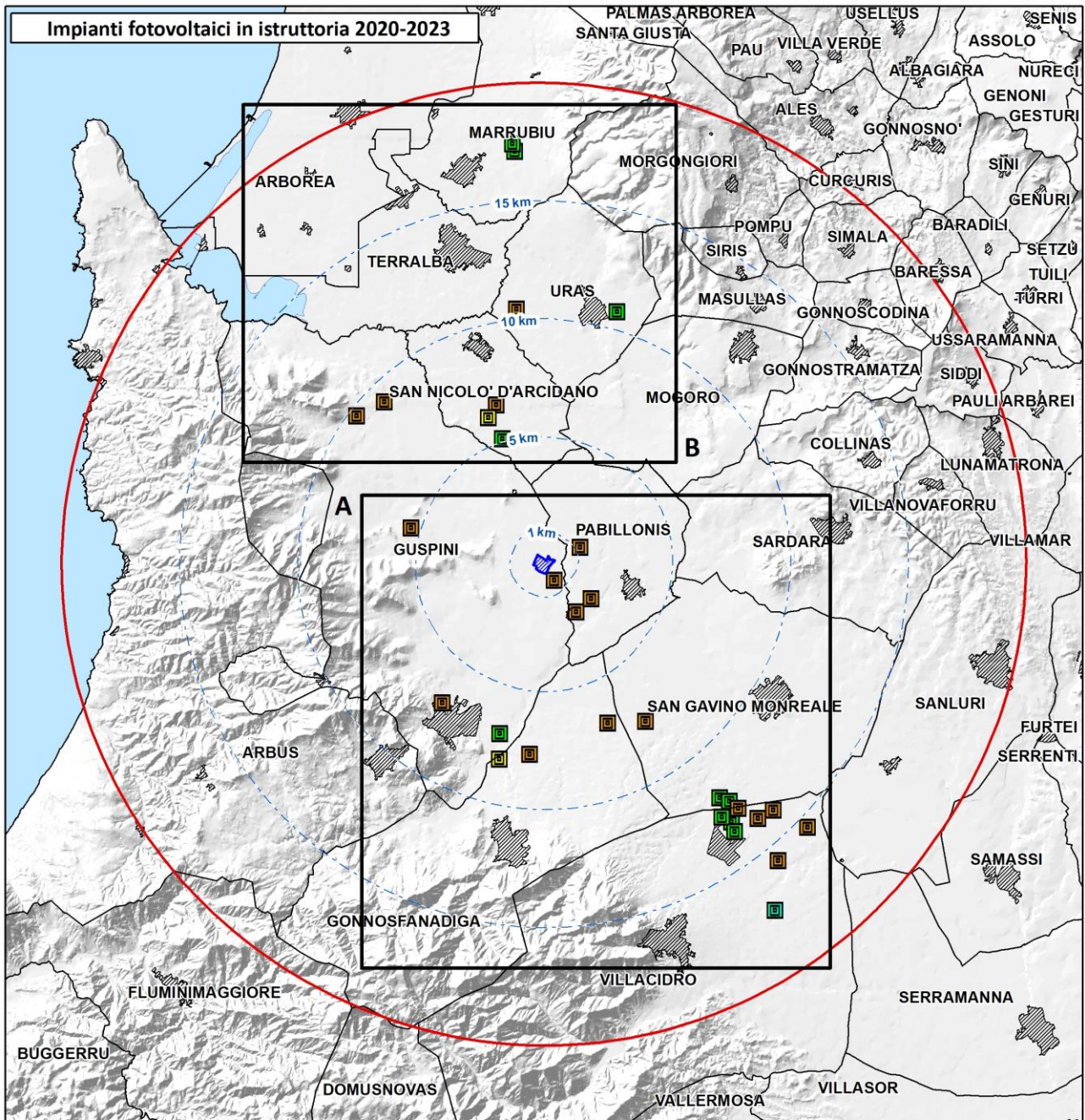
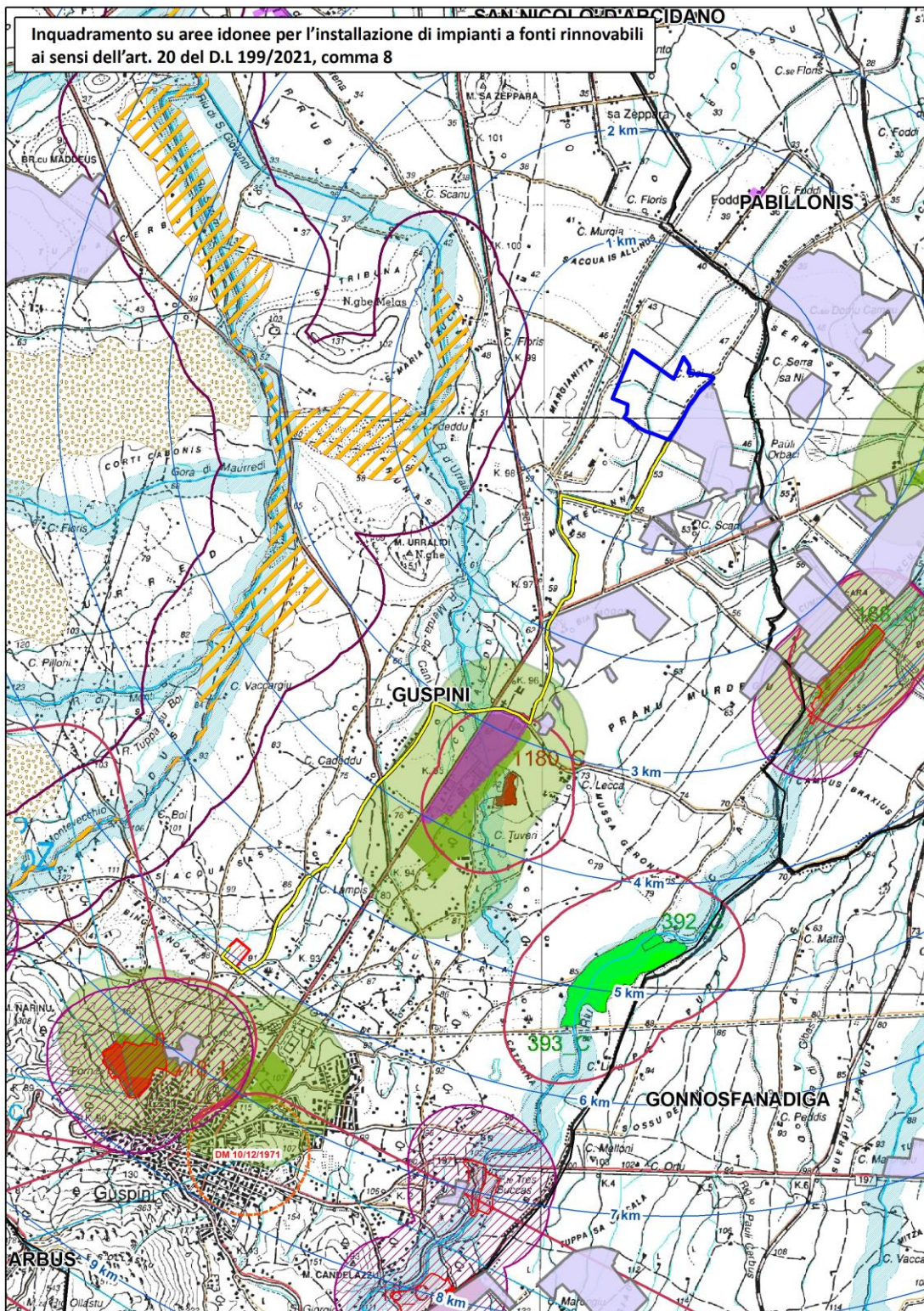
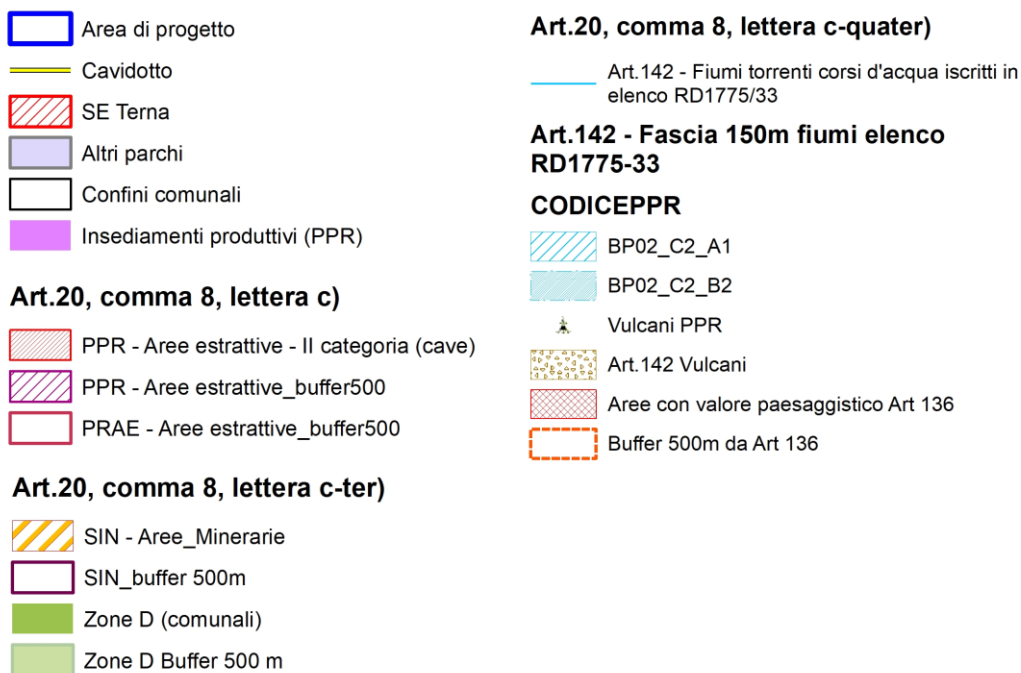


Figura 36: impianti fotovoltaici in istruttoria di VIA in un buffer di 20 km dall'area di progetto.

Si sono poi analizzate le aree idonee (Figura 37) ai sensi del D.L. n.199 del 08.11.2021. Il decreto reca disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, e definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030. Inoltre, introduce ed elenca le aree ritenute idonee per l’installazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (art. 20).

Si riporta di seguito la cartografia: **l’impianto ricade in area idonea ai sensi del comma c-quater del punto 8 dell’art. 20.**





**Usi civici**

Dalle verifiche effettuate nei Provvedimenti formali di accertamento ed inventario delle terre civiche (Tabella ARGEA), si rileva che l'area di progetto non ricade su terreni gravati da usi civici.

Poichè non sono disponibili cartografie uifficiali sugli Usi Civici, le verifiche vengono effettuate sugli elenchi riportati in Tabella ARGEA.

Il Cavidotto passa a ridosso della viabilità esistente.

Gli elenchi degli usi civici sono allegati all'elaborato cartografico "Tav14 Aree con valore paesaggistico Art.142" e sono i seguenti:

- Determinazione RAS n. 237 del 24/02/2005 e aggiornamento di Aprile 2012, per il Comune di Guspini.

**Figura 37: aree idonee ai sensi del D.L. 199/2021 nell'intorno dell'area di progetto.**

Al netto di quanto detto finora, per effettuare la scelta dell'area di intervento si sono ricercati terreni aventi i seguenti criteri:

- ottima esposizione solare ai fini del miglior rendimento dell'impianto (ad es. assenza di edifici alti in prossimità dell'impianto che causerebbero ombreggiamento);
- facilmente raggiungibili dalla viabilità esistente;
- a morfologia perlopiù pianeggiante ai fini di una facile cantierizzazione e progettazione degli elementi dell'impianto;
- lontani dai principali centri abitati della zona;
- con presenza di infrastrutture per la distribuzione elettrica;
- sui quali è stato possibile acquisire i diritti di superficie.

**La scelta localizzativa finale proposta, pertanto, è costituita da un terreno che non presenta interferenze con edifici e manufatti di valenza storico-culturale e che non è caratterizzato da suoli ad elevata capacità d'uso o da paesaggi agrari di particolare pregio.**