



IMPIANTO AGRIVOLTAICO SILIGO 2

COMUNE DI SILIGO

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.

bm!



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° LAPRA.003678
INGBRUNOMANCA@GMAIL.COM | PEC: BRUNO.MANCA@INGPEC.IU
WWW.BRUNOMANCA.COM | WWW.LYBRAS360.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 Lai
Dott. Federico Loddo
Dott. Giovanni Lovigu
Dott. Ing. Bruno Manca
Dott. Ing. Giuseppe Pilli
Dott. Ing. Michele Pigiari
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Dott. Nat. Fabio Schirru
Dott. Nat. Vincenzo Ferri
Dott. Agr. Giuseppe Puggioni
Federica Zaccheddu

REDATTORE

Dott. Giulio Casu
Dott. Federico Loddo
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Federica Zaccheddu

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE
00	Gennaio 2024	Prima emissione

FORMATO
ISO A4 - 297 x 210

SOMMARIO

1. Quadro di riferimento progettuale.....	2
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	18
1.3.3 Strutture di supporto.....	18
1.3.4 Plinti e fondazioni	20
1.3.5 Power station	21
1.3.6 Quadri BT e MT.....	22
1.3.7 Inverter	22
1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti	23
1.3.9 Recinzione.....	25
1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione.....	25
1.3.11 Viabilità.....	27
1.3.12 Vincoli aggiuntivi all'utilizzo dell'area d'impianto	28
1.4 Dismissione dell'impianto	29
2. Analisi delle alternative progettuali	33
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 agrovoltaico 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 agrovoltaico, denominato **Siligo 2**, avrà una potenza di picco complessiva di **27.717,3 kWp** e sarà realizzato su dei terreni in **area agricola** (Zone E) di superficie di circa **36,7 ha**, ricadente nel Comune di Siligo, all'interno della provincia di Sassari (SS). Le opere di rete ricadono nei Comuni di Siligo, Florinas, Codrongianus e Ploaghe.

La zona prevista per la realizzazione dell'impianto è situata nella parte nord-occidentale del territorio comunale di Siligo, in prossimità della SS 131, in posizione baricentrica tra i centri urbani di Siligo e Florinas.

L'area di impianto ricade tra le aree ritenute idonee ai sensi dell'art. 20 comma 8, punto c-quarter del Dlgs. 199/21.

L'impianto sarà costituito da un generatore agrovoltaico 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 del futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/220/150 kV della RTN "Codrongianos" come riportato nel preventivo di connessione di TERNA.

Il progetto pone tra i suoi obiettivi quello di proiettare l'attuale sistema agricolo verso un "*Agricoltura 4.0: tecnologica, naturale e sostenibile*", attraverso la realizzazione di un parco fotovoltaico in cui agricoltura, allevamento e produzione elettrica si integrano ("agrovoltaico"), apportando reciprocamente significativi vantaggi. 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 CO₂ nell'atmosfera.

L'area oggetto dell'impianto fotovoltaico è localizzata nella parte nord-ovest della regione Sardegna, in un terreno all'interno del territorio comunale di Siligo (SS), in prossimità del confine comunale con Florinas. Il progetto è situato in una zona collinare, in prossimità della SS131, a breve distanza dalla frazione urbana di Funtana Tunele (comune di Ploaghe), a est, e dal corso d'acqua del rio Mannu, il cui alveo scorre a sud

dell'impianto a circa 1,7 km di distanza. A partire dal perimetro superiore dell'impianto, la connessione raggiunge, attraverso la viabilità secondaria, il territorio di Ploaghe, dove termina in prossimità del centro abitato in corrispondenza dell'area indicata per la realizzazione del futuro ampliamento della SE di trasformazione della RTN "Codrongianos".

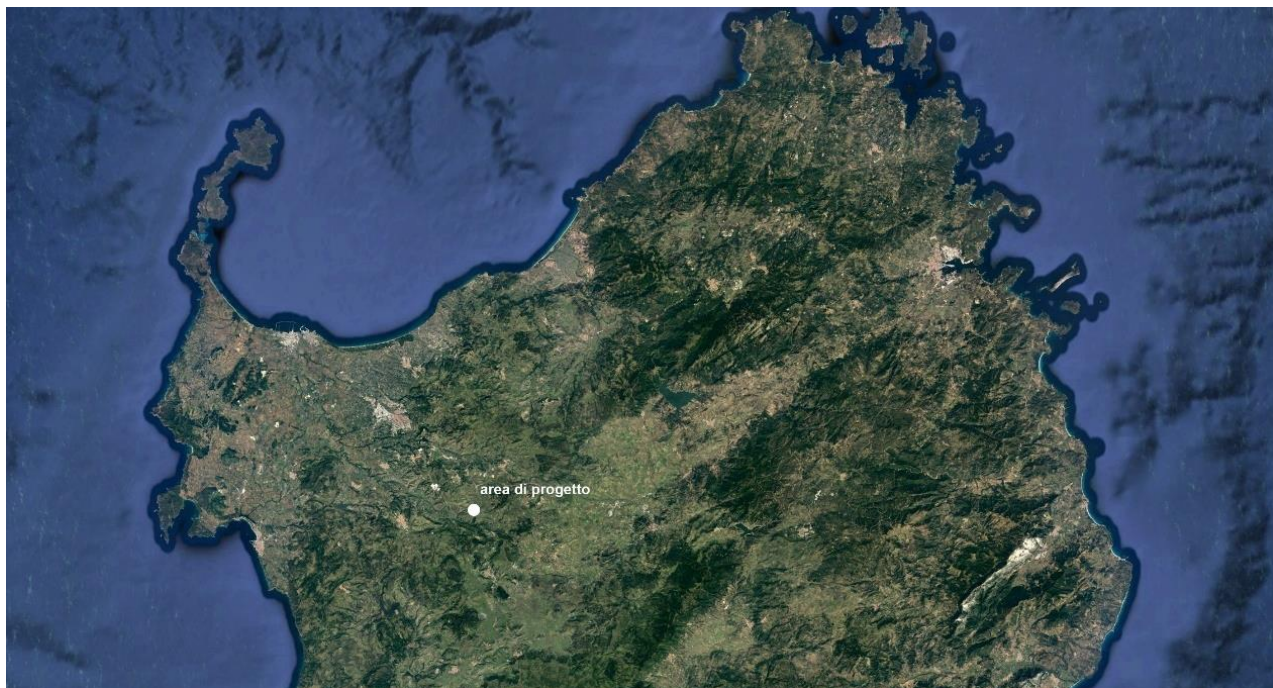


Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di progetto.

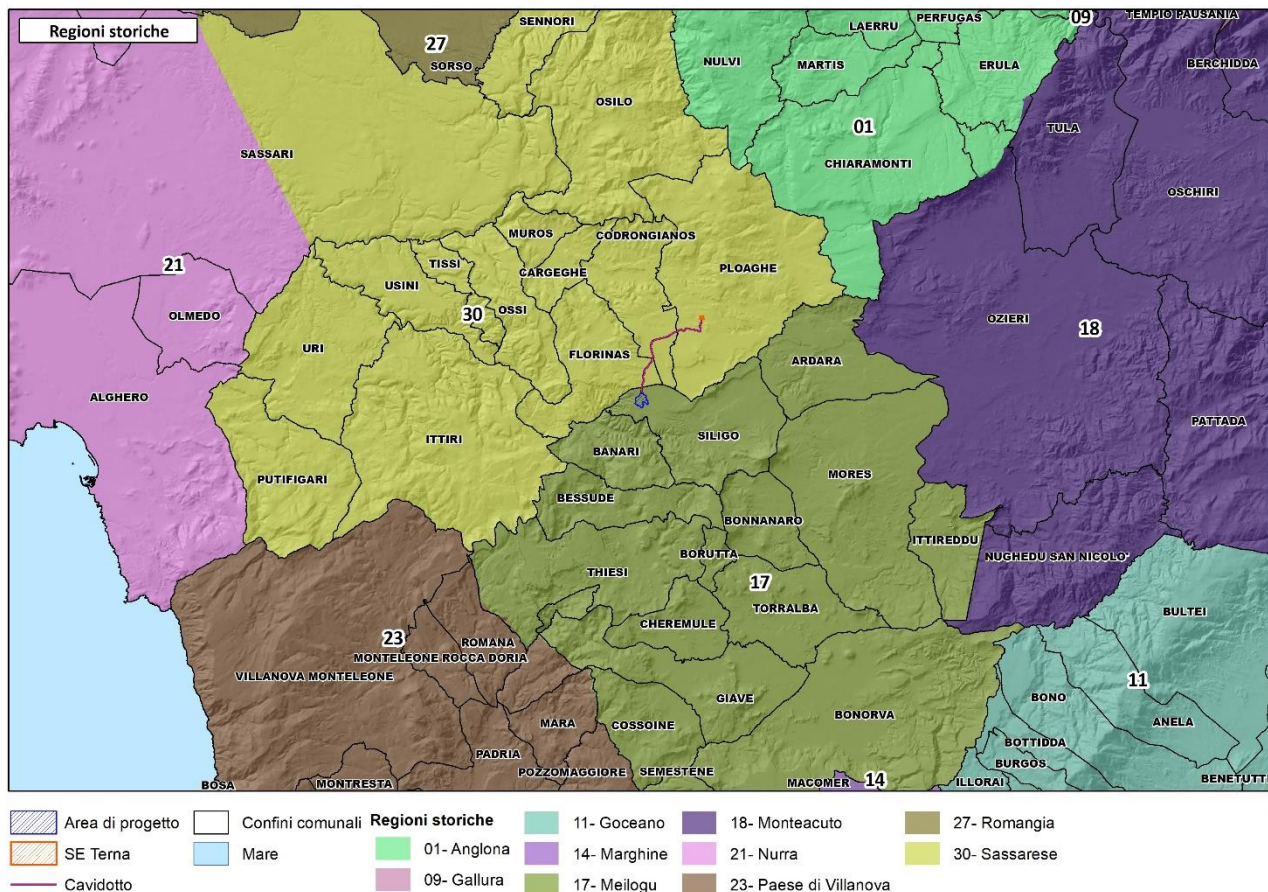


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

L'area oggetto dell'impianto di produzione è situata nella parte nord-occidentale del territorio comunale, in un contesto prevalentemente agricolo/collinare; nonostante ricada sul territorio comunale di Siligo, è situata a circa 300 m, in direzione nord, dal confine comunale di Florinas e a circa 560 m, in direzione sud, dal confine con Banari, il cui centro urbano risulta essere il più vicino in linea d'aria (circa 3,4 km) rispetto al paese di Siligo, distante circa 3,7 km, in direzione sud-est.

A breve distanza, in direzione nord ed ovest, sono presenti due aerogeneratori mini-eolici e il parco eolico esistente di Florinas, composto da 10 WTG e realizzato nel 2004.

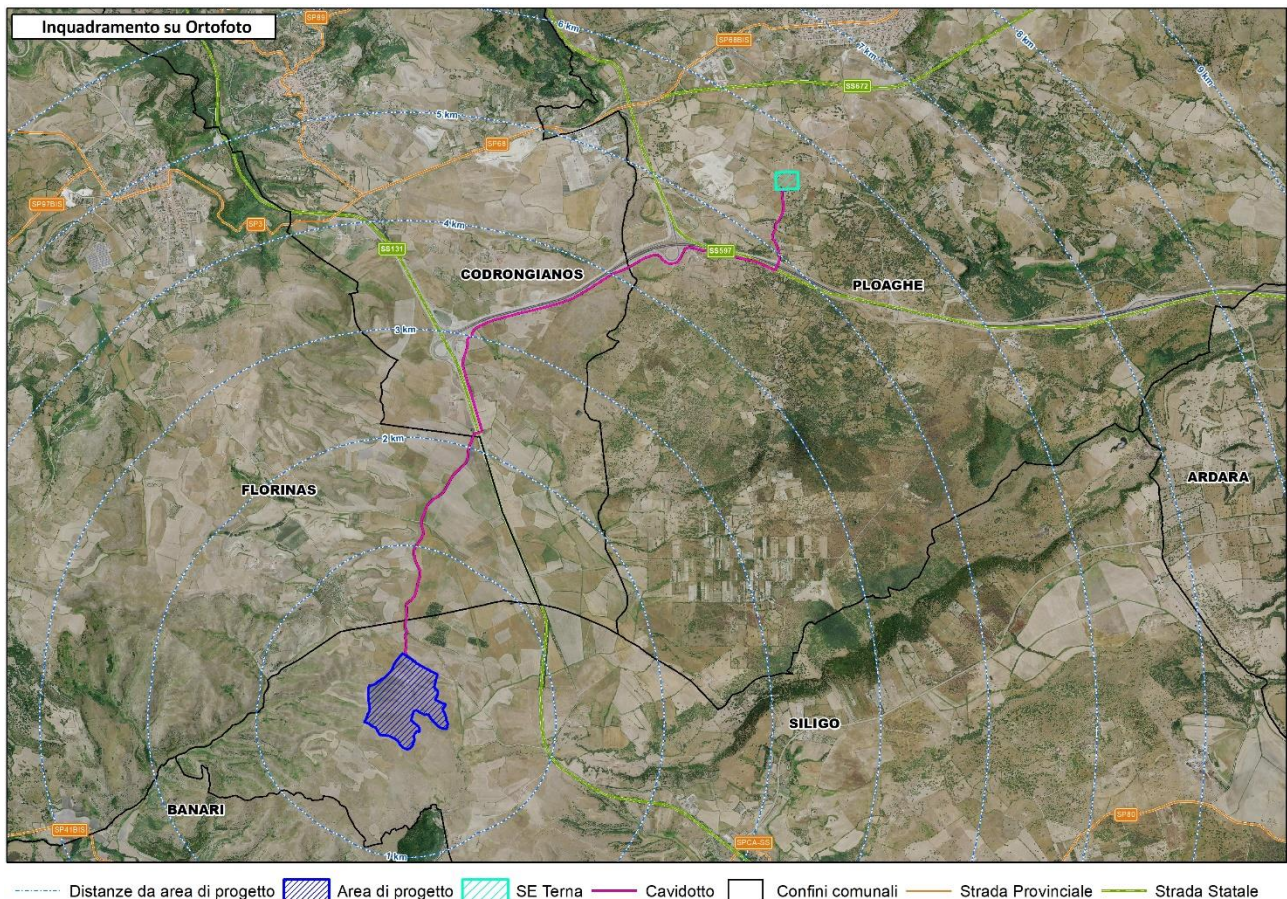


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

Il terreno è caratterizzato da una **conformazione generalmente pianeggiante**, con un'altitudine media di circa 330 m sopra il livello del mare.

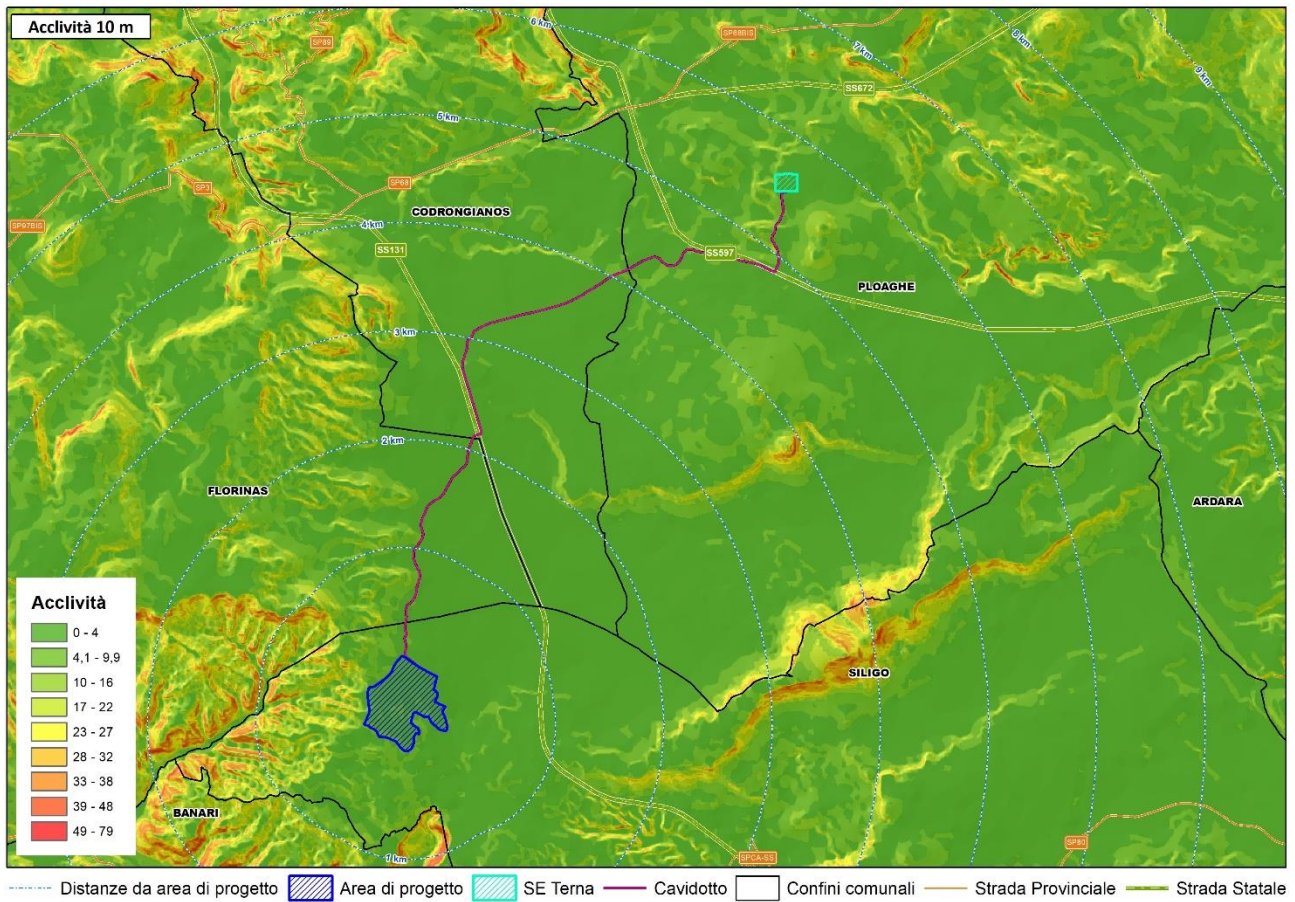


Figura 4: carta delle acclività.

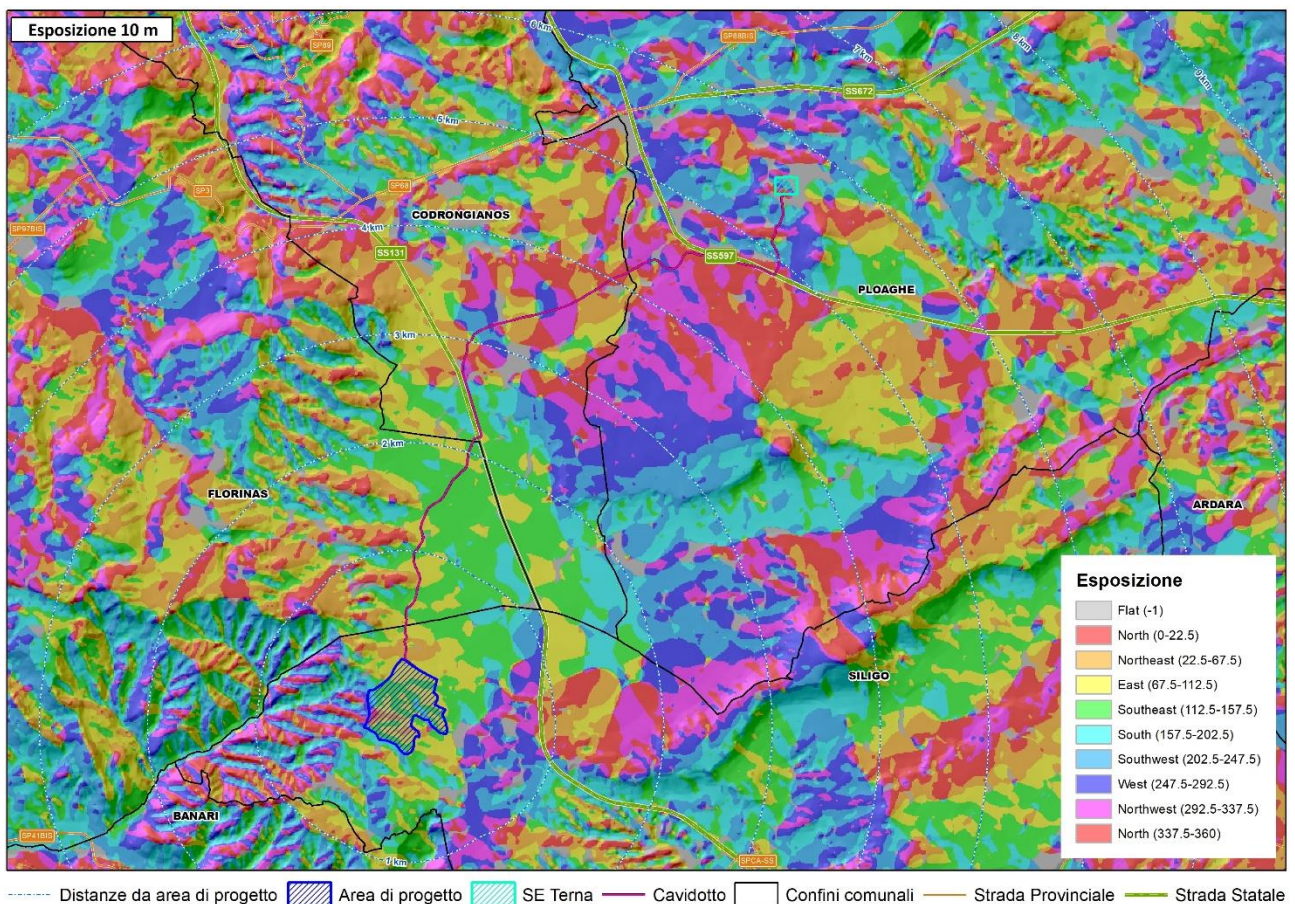


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.

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

In prossimità del perimetro est, a poche centinaia di metri (700-800 m) corre la SS 131 "Carlo Felice", raggiungibile attraverso la viabilità locale secondaria, considerata la principale arteria stradale regionale da cui è possibile raggiungere direttamente i principali centri urbani, trasportistici e industriali dislocati sul territorio regionale.

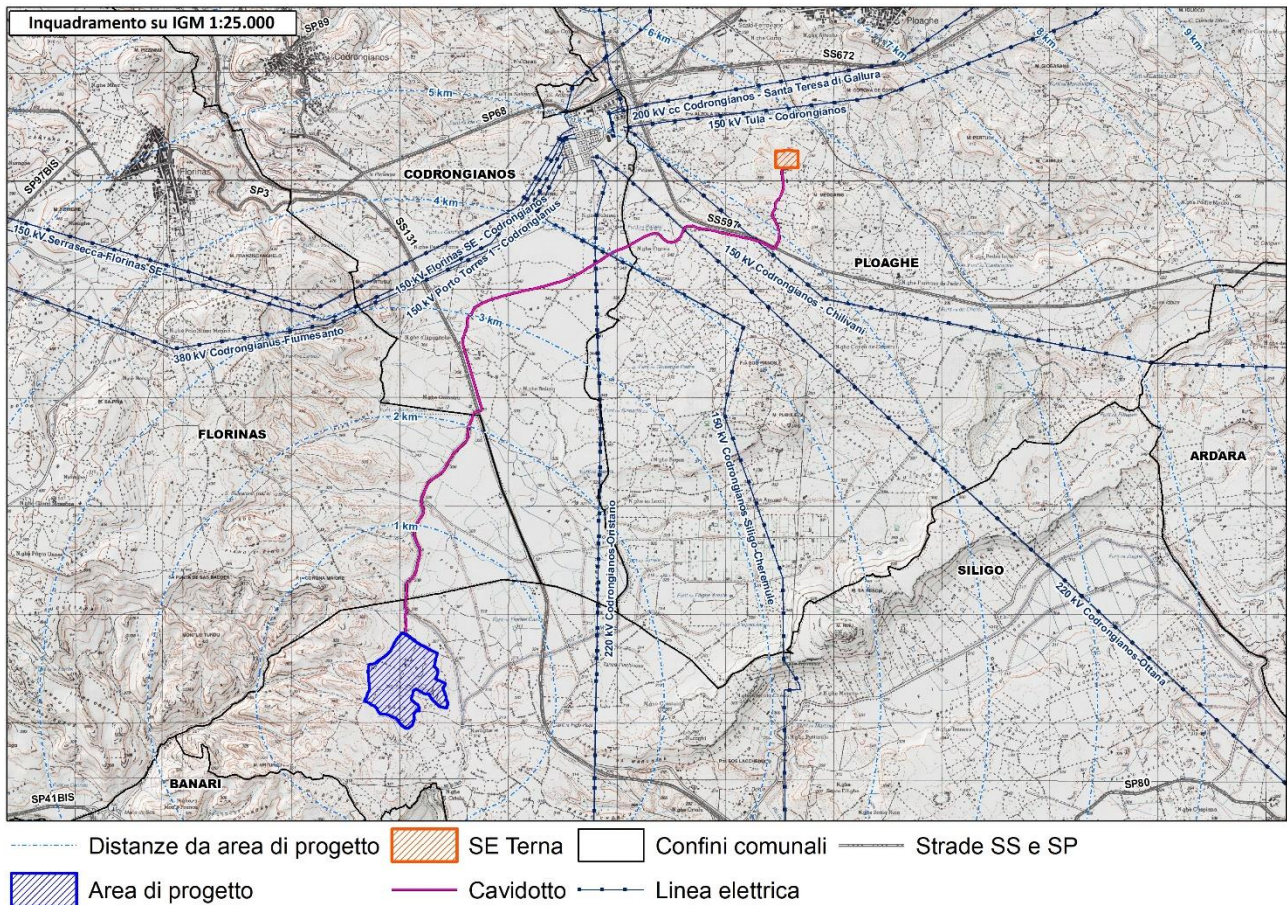


Figura 6: inquadramento su IGM 1:25.000.

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

Centri urbani	Distanza (km)	Infrastrutture	Distanza (km)
Siligo	7 km	SS 131	3,7 km
Florinas	6,2km	PortoInd. Porto Torres	50,7 km
Sassari	30 km	Aeroporto (Alghero)	56,3 km
Olbia	94,8 km	Aeroporto (Cagliari)	185 km
Cagliari	190 km	Porto Ind. Oristano	108 km

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

Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - foglio n. 460130.

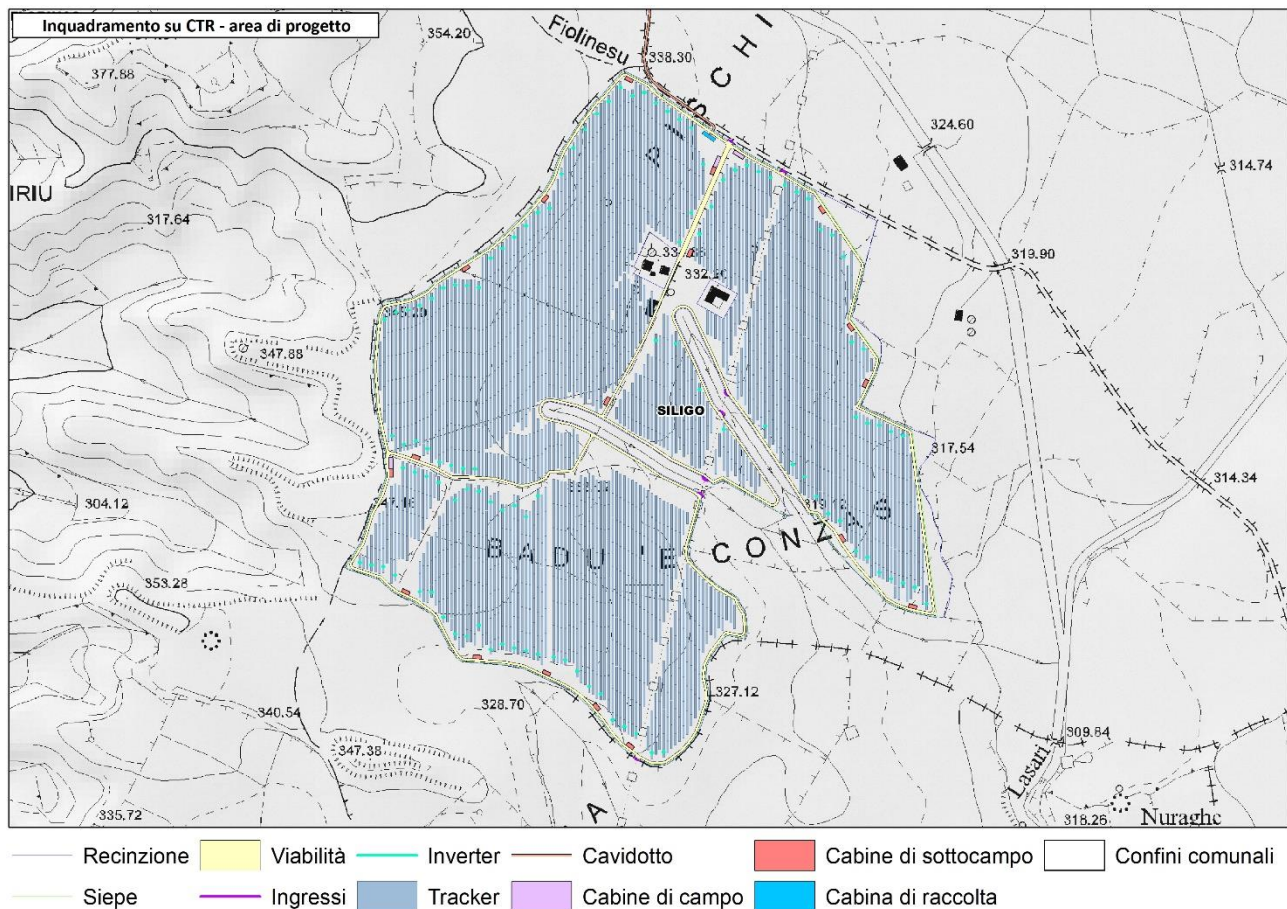


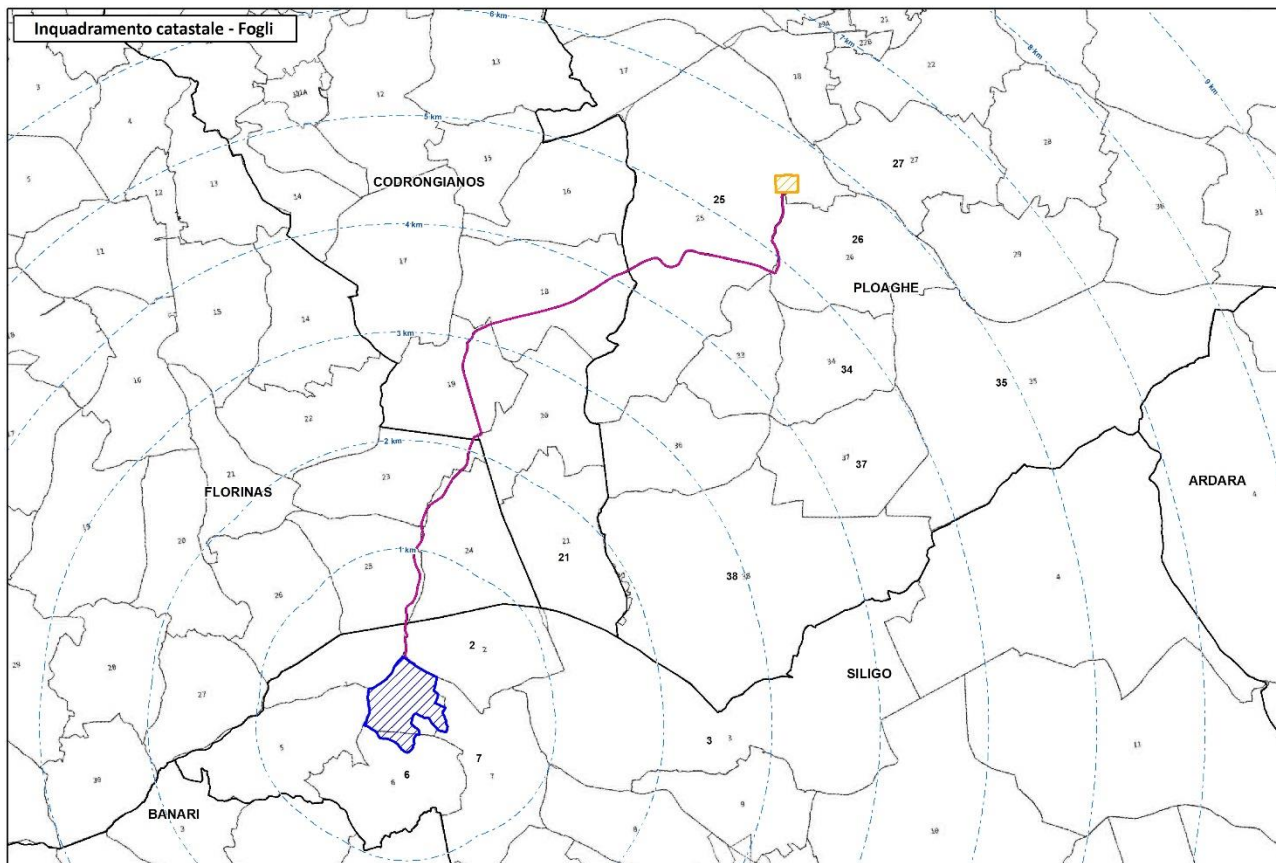
Figura 7: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

Il terreno è annotato al N.C.T. del Comune di Siligo al:

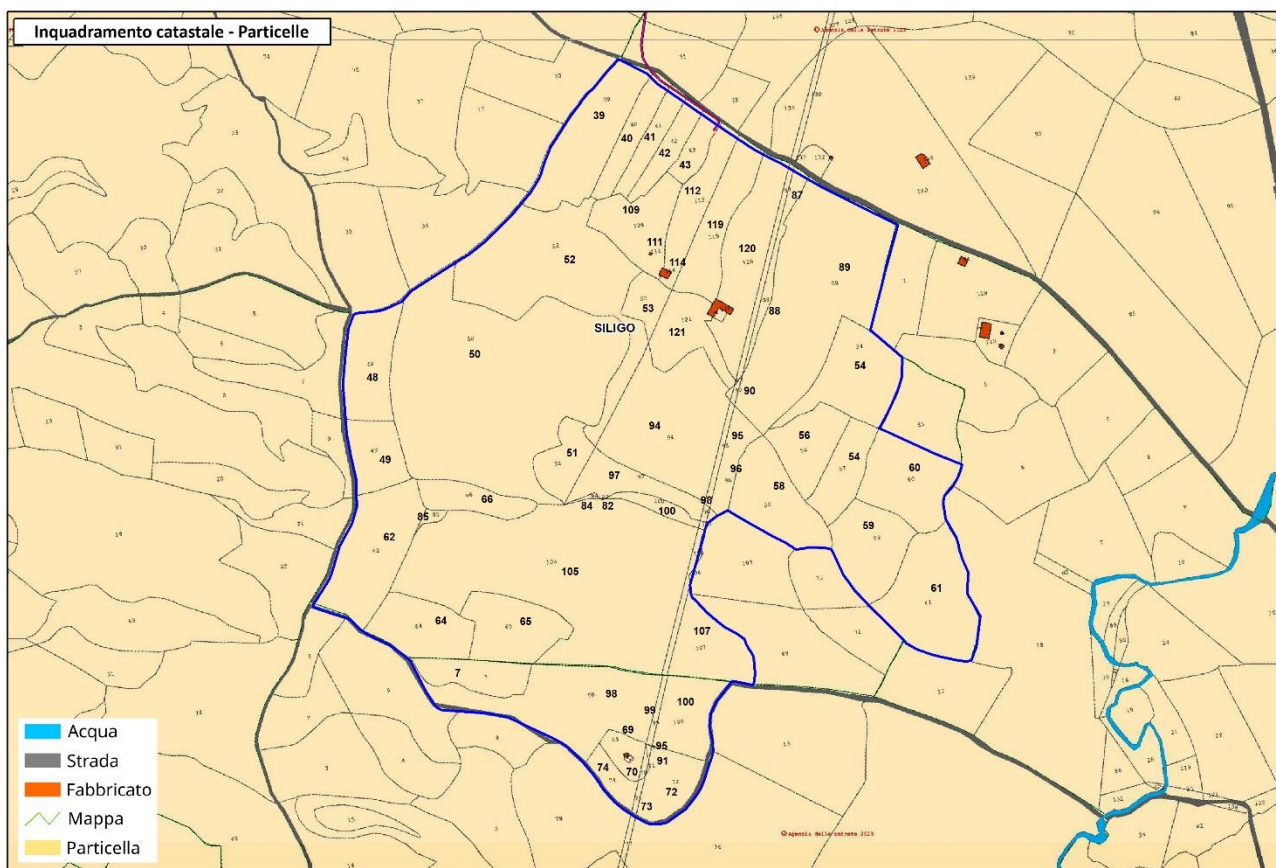
- foglio di mappa n. 6, particelle 7, 69, 70, 72, 73, 74, 91, 95, 98, 99, 100;
- foglio n. 7, particelle 39, 40, 41, 42, 43, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 58, 59, 60, 61, 62, 64, 65, 66, 82, 84, 85, 87, 88, 89, 90, 94, 95, 96, 97, 98, 100, 105, 107, 109, 111, 112, 114, 119, 120, 121.

Le coordinate satellitari sono:

Latitudine: 40.607854° N; Longitudine: 8.691915 E°.



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



Area di progetto Cavidotto Confini comunali

Figura 8: inquadramento catastale dell'area di progetto: fogli (sopra) e particelle (sotto).

1.2 Report fotografico stato dei luoghi



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



Figura 10: panoramica (220820_SII_P104_M).



Figura 11: panoramica (220820_SII_P139_M).



Figura 12: panoramica (220820_SII_P129_M).



Figura 13: panoramica (220820_SII_P127_M).



Figura 14: panoramica (220820_SII_P108_M).

1.3 Descrizione dell'impianto agrivoltaico

L'impianto di produzione, denominato Siligo 2, sarà installato a terra su strutture di sostegno ad inseguimento automatico su un asse (o trackers monoassiali) 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 15: struttura tipo di sostegno dei trackers.



Figura 16: trackers tipo con pannelli installati.

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

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

L'impianto avrà una **potenza di picco** pari a **27.717,3 kWp**, uguale alla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati, e una **potenza nominale di 22.400 kW**, pari alla somma delle potenze in uscita

(lato AC) dei 112 inverter fotovoltaici da 200 kW presenti in impianto. Si stima che l'impianto produrrà 54506,2 MWh annui di elettricità.

Il campo agrivoltaico sarà suddiviso in 3 campi, a loro volta suddivisi in sottocampi (18 sottocampi in tutto), per un totale di 1854 stringhe e 48'204 moduli fotovoltaici e una potenza totale DC pari a 21303,75 kWp.

Ciascun sottocampo agrivoltaico è alimentato da una cabina MT/BT (cabina di sottocampo) contenente al suo interno un quadro MT 15 kV, un trasformatore MT/BT 36kV/800V (da 1600 kVA) e un quadro BT. Dal quadro BT sono alimentati gli inverter da 200 kWac dislocati in campo.

All'interno di ciascun impianto 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 18 cabine di sottocampo.

Ogni cabina di campo contiene un quadro MT 36 kV che raccoglie le linee interrate a 36 kV provenienti dai sottocampi. In ogni cabina di consegna utente è inoltre installato un trasformatore MT/BT 36kV/400V da 100 kVA e un quadro di BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto stesso. Sono previste 3 cabine di campo.

Le cabine di campo sono poi collegate alla cabina di raccolta a 36 kV che 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	27717.3 kWp
Potenza AC richiesta in immissione	22400 kW
Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico	575 Wp
Numero di moduli fotovoltaici	48204
Numero di moduli per stringa	26
Numero di stringhe	1854
Numero di inverter	112
Numero di sottocampi	18
Numero di power station	22
Potenza trasformatori BT/MT in resina	1600 kVA
Tipologia di strutture di sostegno	Ad inseguimento monoassiale
Posa delle strutture di sostegno	Direttamente infisse nel terreno
Interasse tra le strutture	5 m

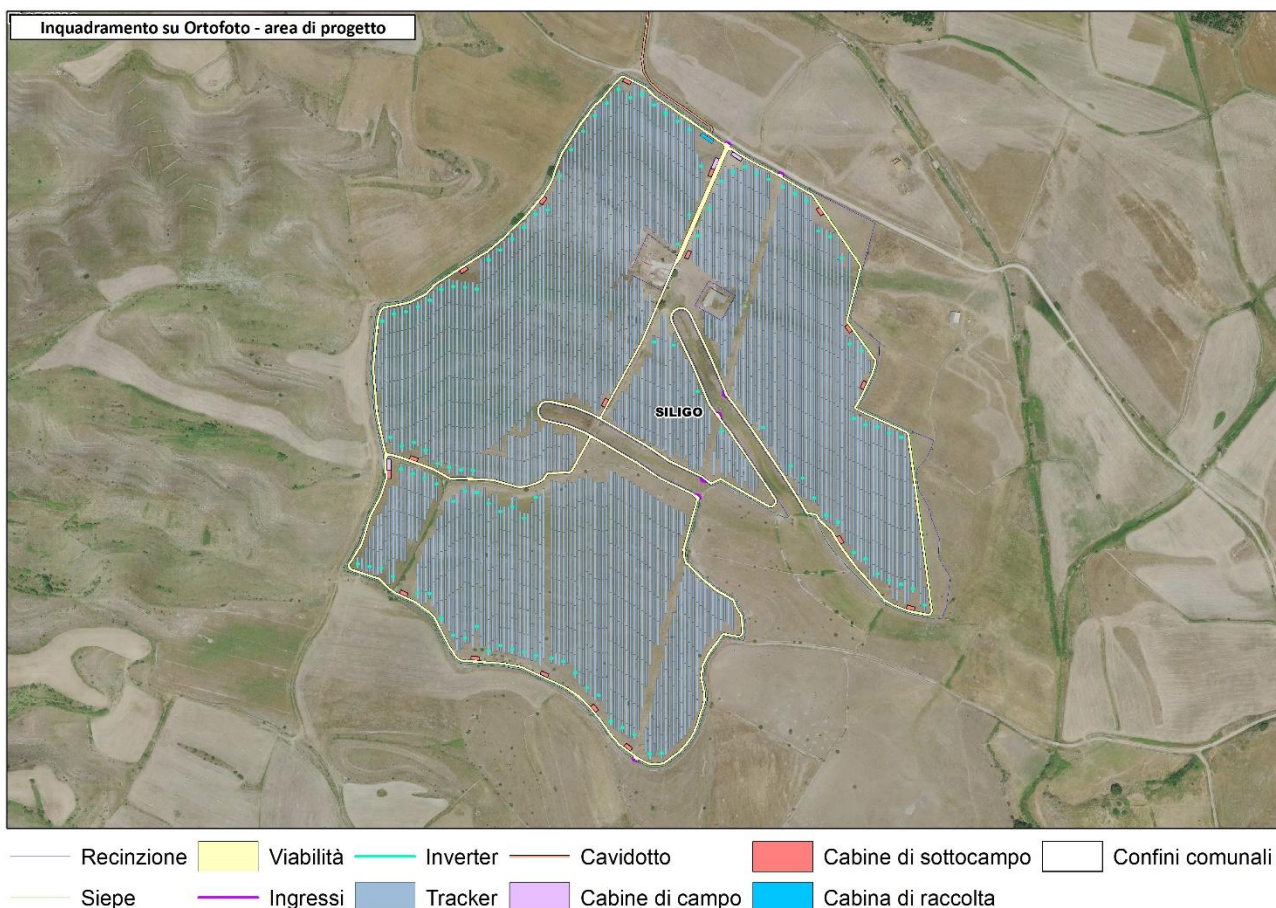


Figura 17: inquadramento su ortofoto dell'impianto agrivoltaico.

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 Siligo 2 (SS)				
Potenza di picco	27 717,30	kW		
S_{pv}	124.906	m²		
Superficie RECINTATA:	367.283	m²		
REQUISITO A	$S_{agricola}$	$S_{impianto.}$	S_{tot}	
A1 Superfici	341 852	141 298	367 283	m ²
$S_{agricola} \geq 0,70 S_{tot}$	0,7	257 098	341 852 > 257 098	verificato
A2 LAOR max $\leq 40\% =$	34,01 %			verificato

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.

	Rubrica RICA	Descrizione Rubrica	PST unitaria	UM	QUANTITA'	PST
situazione ex ante	D18B	Altre foraggere avvicendate	221,76 €	€/ha	34	7 539,84 €
situazione post operam	F01	Prati permanenti e pascoli	360,00 €	€/ha	34	12 240,00 €

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.

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 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 D ed E non sono previsti per l'impianto in oggetto, non essendo prevista alcuna richiesta di accesso a contributi a valere sul PNRR (Linee Guida Agrivoltaico par. 2.2.). Sarà rispettato il requisito D.2, considerato come requisito base al pari dei requisiti A e B.

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.

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 2285×1134×30 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.

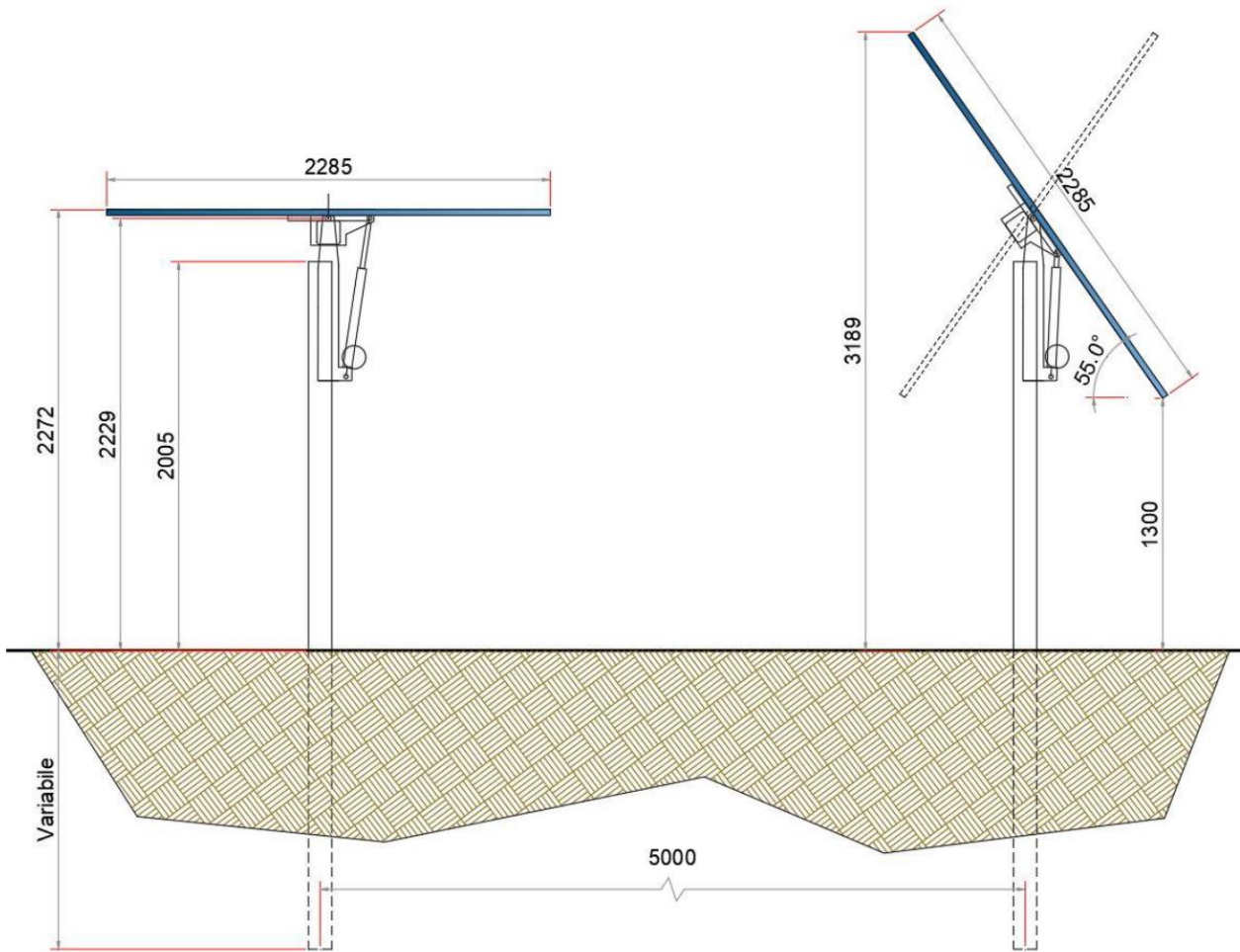


Figura 18: tracker: inseguitore monoassiale – intervalli di rotazione.



Figura 19: tracker – inseguitore monoassiale double portrait.

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;
- 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).

1.3.5 Power station

Sono previste complessivamente 22 power station (18 cabine di sottocampo, 3 cabine di campo e 1 cabina di raccolta); le cabine elettriche saranno 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/m². Tutti i materiali utilizzati sono certificati CE. Il tetto della cabina sarà a falde con copertura in coppi.

Le cabine di trasformazione saranno appoggiate su una vasca di fondazione contenente i vari cavi in entrata ed uscita dalla cabina stessa. Tali vasche in cemento armato sono posizionate all'interno di uno scavo con piano di posa a -0.60 m rispetto al piano di campagna.

Le cabine elettriche avranno le dimensioni specificate in PD-Tav08, distinte come cabine di sottocampo, cabine di campo e una cabina di raccolta 36 kV. Quest'ultima dovrà essere omologata e-distribuzione e rispondere ai requisiti della DG2061.

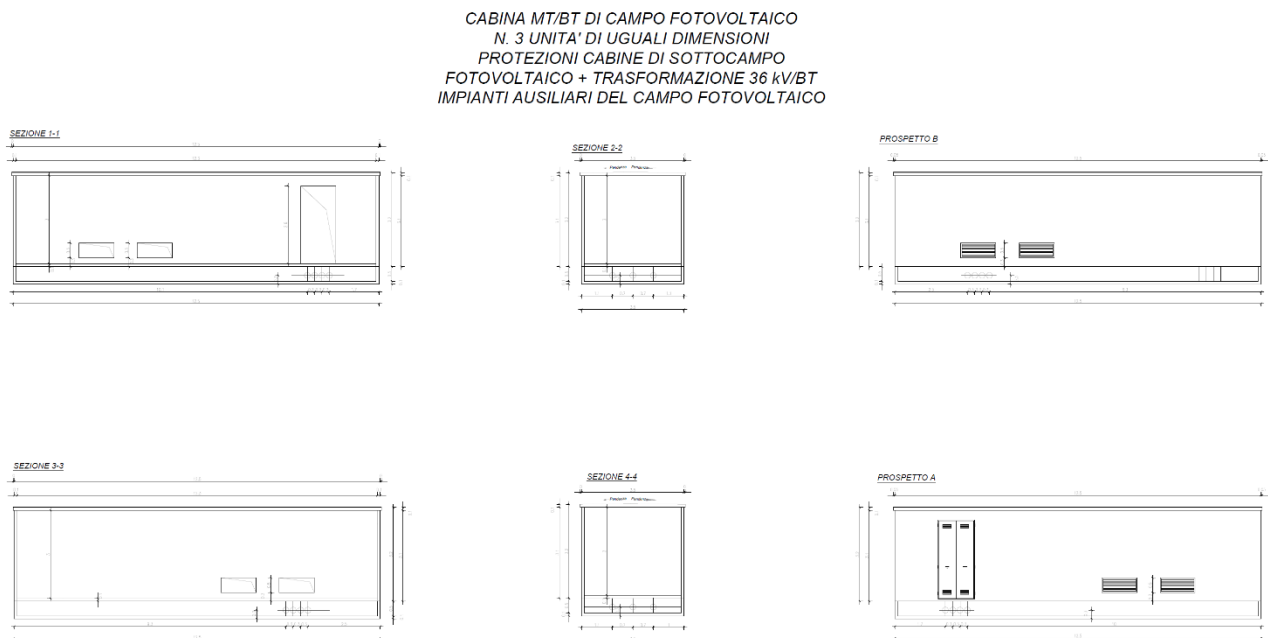


Figura 20: sezioni e prospetti delle cabine di campo.

CABINA MT/BT DI SOTTOCAMPO FOTOVOLTAICO
N. 18 UNITA' DI UGUALI DIMENSIONI
PROTEZIONI MT + TRASFORMAZIONE 36 kV/BT PER CAMPO FOTOVOLTAICO
SCALA 1:100

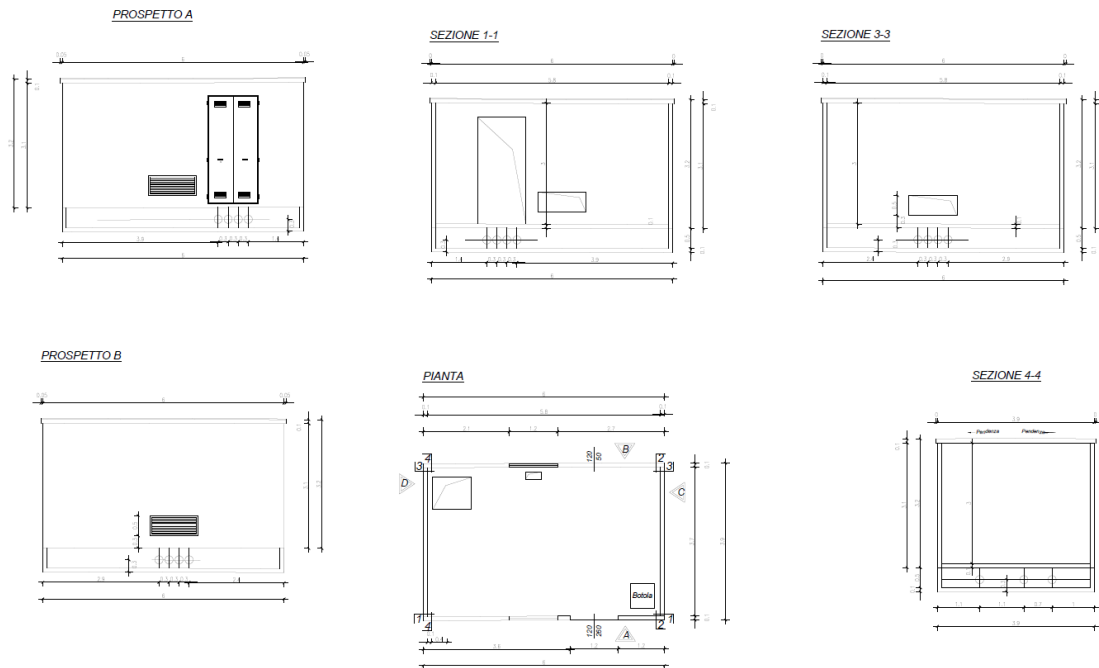


Figura 21: prospetti, sezione e pianta delle cabine di sottocampo.

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 le apparecchiature elettriche di sezionamento, comando, protezione e controllo dei circuiti. 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 112 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.

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.

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 quattro 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.

Lungo il suo percorso l'elettrodotto di rete interferisce con due corsi d'acqua (Riu Lasari e Elemento Idrico Strahler FIUME_80326), la SS131 Carlo Felice e la SS729 Sassari-Olbia; in questi casi verrà utilizzata la tecnica di attraversamento mediante T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata), mediante la quale viene posato un cavidotto ad una profondità minima di due metri sotto l'alveo del corso d'acqua o sotto l'infrastruttura viaria attraversata. Questa tipologia di posa del cavidotto permette di non interferire con il corso d'acqua e di non interrompere il servizio della viabilità nel caso della strada provinciale. Comporta inoltre un limitatissimo movimento terra minimizzandone l'impatto dell'attraversamento sul paesaggio.

Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di alta, media o bassa tensione e quelli relativi alla trasmissione dati, 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.).

I cavidotti da realizzare all'interno del campo agrivoltaico relative all'impianto di produzione, saranno posati alla profondità di 60÷80 cm sotto il piano di campagna o di sistemazione e i relativi scavi saranno riempiti con lo stesso materiale di scavo. Per quanto riguarda i cavi MT di collegamento tra le cabine di sottocampo, le cabine di campo e la cabina di raccolta 36kV, questi saranno posati direttamente nel terreno alla profondità di 1,10 m. Stessa lavorazione per la linea di connessione alla nuova SE di TERNA che presenterà un parallelismo con S.S. 131 e altre strade locali e sarà posato nella cunetta alla profondità di posa di 1,10 m.

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, nella tipologia pieghevoli corrugati in PE (in rotoli).

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

SEZIONE CAVIDOTTI IMPIANTI AUSILIARI

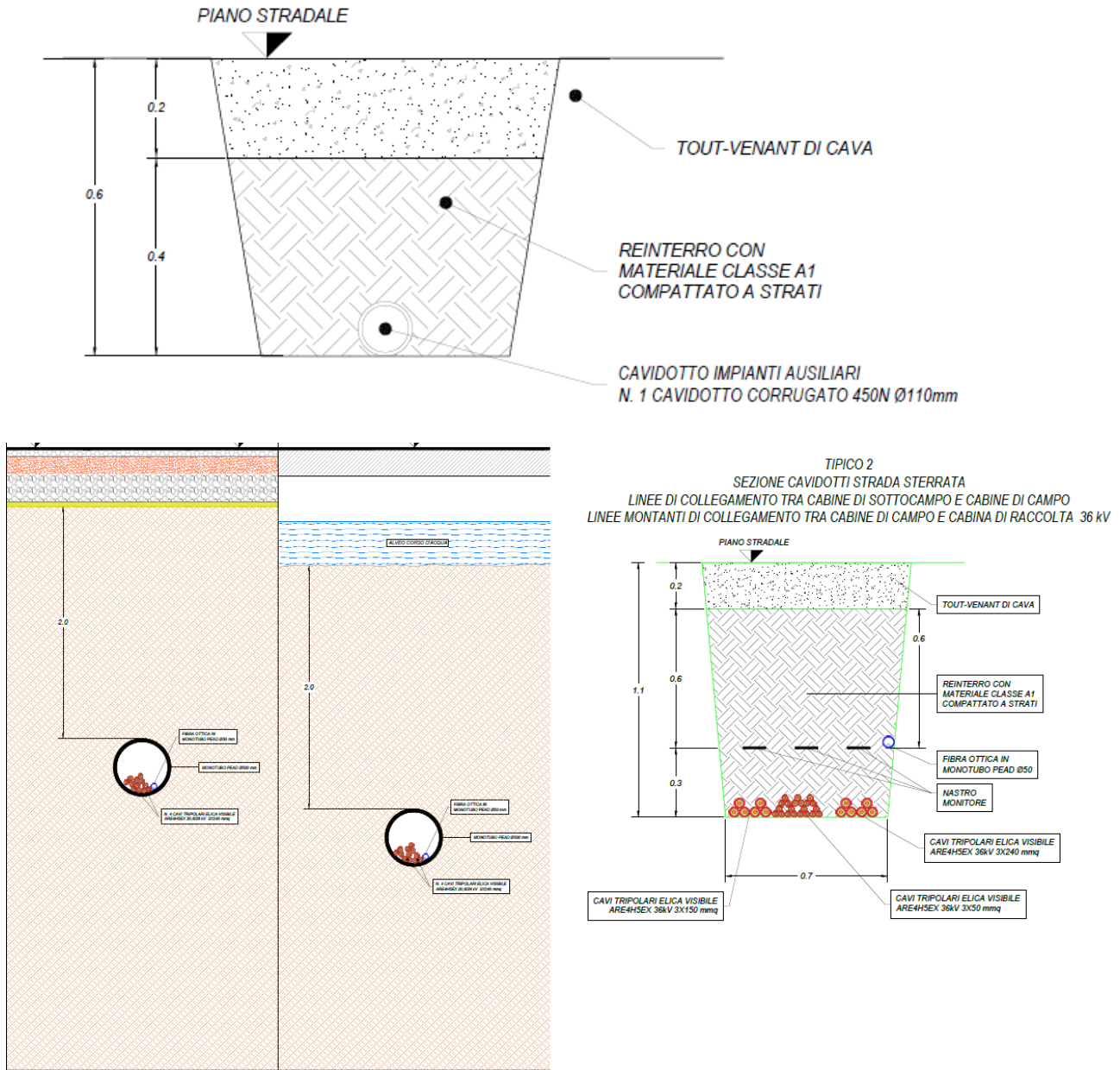


Figura 22: sezioni tipo dei cavidotti interrati

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 \varnothing 5,00 mm (con tolleranza \pm 0,5 mm) e maglia 50x50 mm con nervature orizzontali di rinforzo. L'accesso principale all'impianto è previsto da una strada comunale denominata "Su Caminu Fiolinesu", non depolverizzata, che si dirama dalla Strada Statale n.131 "Carlo Felice". In corrispondenza dell'ingresso all'area d'impianto è stata posta la cabina di raccolta. Oltre all'ingresso principale sono previsti altri quattro ingressi posti sulla recinzione che delimita le fasce di rispetto dei due Elementi idrici Strahler. 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 cemento armato. Il cancello potrà essere del tipo a battente o del tipo a scorrere.

Lungo l'intero perimetro dell'impianto verrà realizzata una fascia arborea ed arbustiva plurispecifica, costituita da specie tipiche della serie di vegetazione potenziale del sito. In particolare, è previsto l'impiego di specie arboree d'alto fusto per assolvere alla funzione di schermatura visiva dell'impianto, e di specie arbustive integrative ad elevata capacità nettarifera e di produzione di frutti carnosì, a favore della fauna selvatica terrestre e dell'entomofauna pronube, anche per quanto riguarda la relativa mobilità (corridoi ecologici). Si precisa che la composizione floristica tipica della serie di vegetazione del luogo impone l'impiego di specie arboree ed arbustive in prevalenza caducifoglie, caratterizzate da un potere schermante sensibilmente inferiore rispetto a quelle sempreverdi durante il periodo invernale.

La recinzione perimetrale dovrà avere, con una interdistanza di circa 50 metri gli uni dagli altri, degli spazi liberi verso terra di altezza di circa 25 cm e larghezza di almeno 50 cm, al fine di consentire il passaggio della piccola fauna selvatica, per mantenere ponti ecologici che permettono la fruizione dell'Area. Tali aperture possono essere ridotte nelle dimensioni o dotate di una griglia interrata adeguatamente (costituita da rete elettrosaldato con maglie di 10 cm) laddove siano provate frequentazioni di specie particolarmente distruttive nelle loro ricerche trofiche (come l'Istrice, la Nutria, il Cinghiale).

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. La realizzazione del sistema di illuminazione prevede la posa di armature stradali su pali in acciaio zincato con altezza fuori terra pari a 9 m posti sul perimetro dell'installazione ad una distanza di circa 40 m l'uno dall'altro.

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.

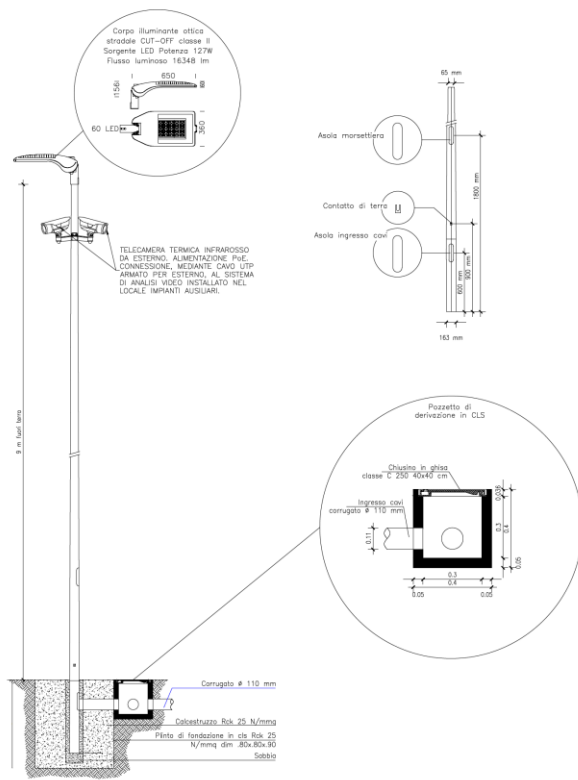


Figura 23: sistema di illuminazione e TVCC.

1.3.11 Viabilità

L'impianto si articola su varie aree originate, a causa delle fasce di rispetto dei corpi idrici presenti e della presenza di una condotta idrica che taglia trasversalmente l'impianto, da un unico appezzamento dando origine alla frammentazione dell'impianto, come evidenziato nella figura riportata di seguito. L'accesso principale all'impianto è evidenziato con il numero 1 mentre gli accessi secondari, che sono 4, sono contraddistinti dai numeri che vanno da 2 a 5. Nello specifico l'accesso 1 si ha in prossimità della cabina di consegna, gli altri consentono l'accesso alle aree interessate dalle fasce di rispetto dei corpi idrici.

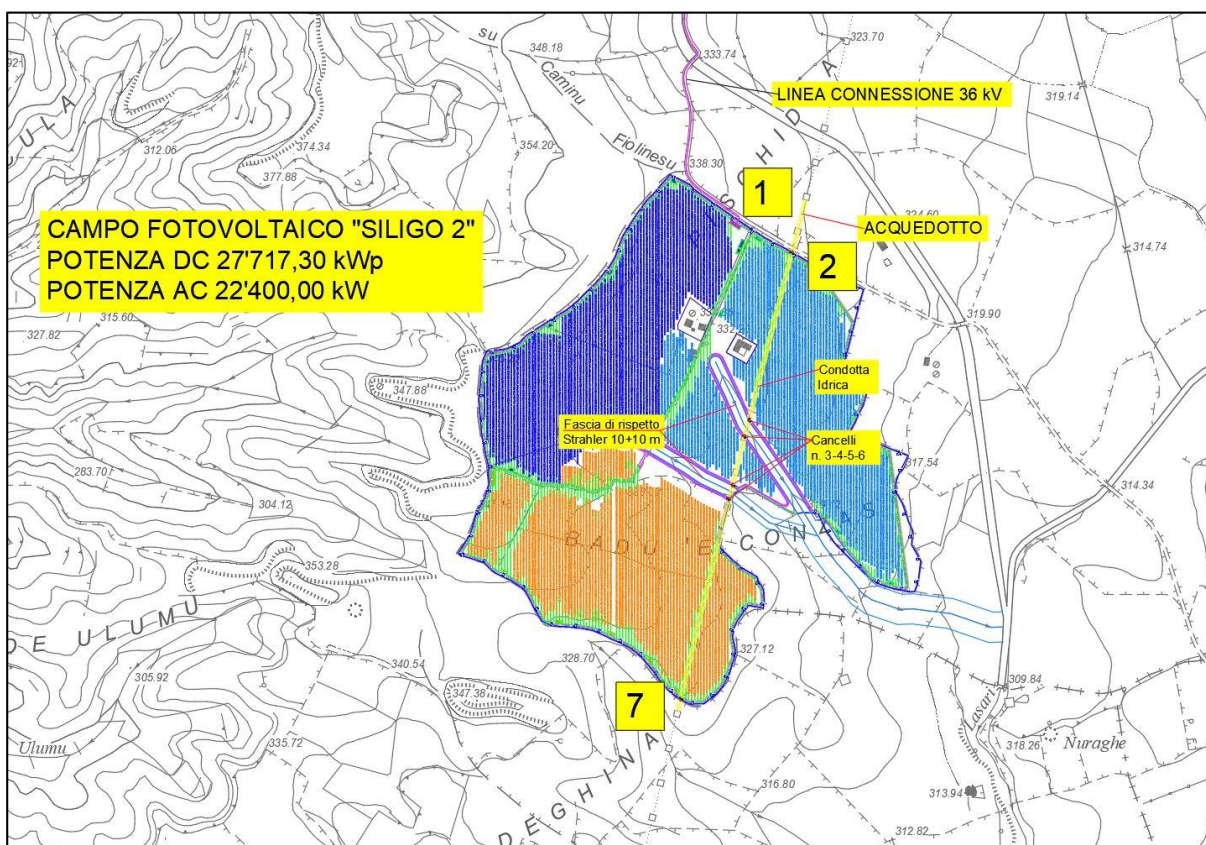


Figura 24: Area d'impianto con individuazione accessi.

All'interno del campo agrivoltaico, lungo la recinzione perimetrale, verrà realizzata una viabilità di servizio che dovrà agevolare le opere di controllo e manutenzione dell'impianto. 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 1.500 m², trascurabile rispetto all'intera superficie occupata di 367'283 m².

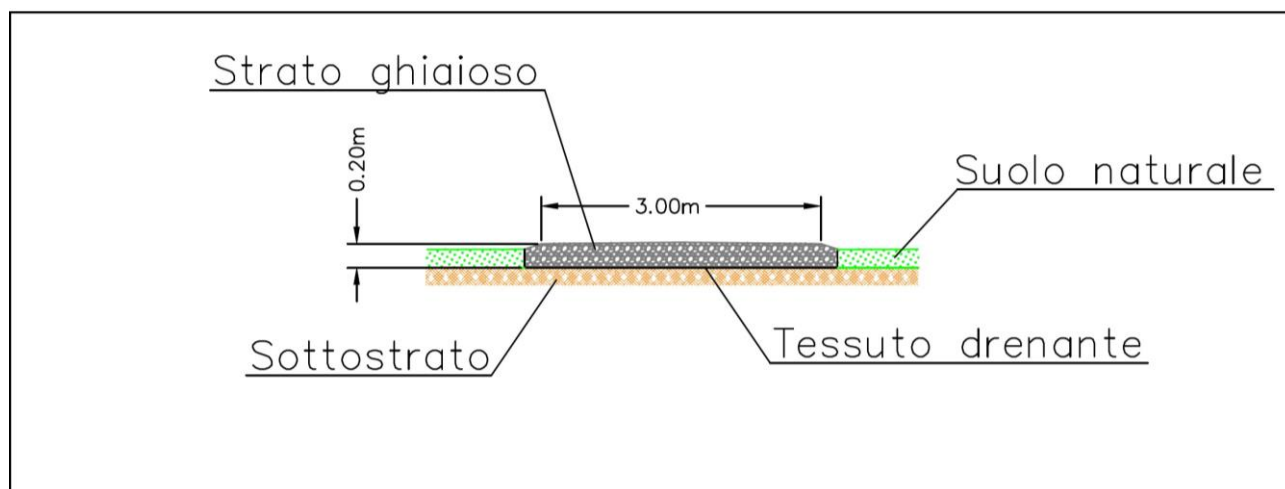


Figura 25: particolare costruttivo viabilità.

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 condotte idriche. Mentre per l'Elemento idrico Strahler (di ordine 1) si è lasciata libera da impianto una fascia di rispetto della larghezza di 10+10 m dall'asse dell'Elemento idrico stesso, per la condotta idrica realizzata all'interno dell'appezzamento è stato eseguito il frazionamento nel Catasto terreni individuando una fascia di 6 metri per l'area di esproprio. Per garantire la possibilità che possano essere eseguiti interventi di manutenzione sulla condotta idrica e che le aree dell'azienda interessate dalle fasce di rispetto dei due Strahler possano continuare ad essere lavorate, sono stati posizionati sei cancelli della larghezza di 6 metri in corrispondenza della recinzione dell'impianto agrivoltaico:

- due agli estremi dell'impianto relativi alla sola manutenzione della condotta idrica;
- quattro al centro dell'impianto con la duplice funzione di garantire la continuità di esercizio dell'azienda agricola e la manutenzione della condotta idrica.

1.4 Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto agrivoltaico proposto si estende all'incirca per 30 anni. 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 dei materiali come acciaio delle strutture di supporto o i cavi di rame 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 CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);

- Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- 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;
- Rimozione della viabilità interna;
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

Vista la destinazione d'uso dell'area, agricola, saranno conservati i manufatti prefabbricati e la recinzione che sono funzionali all'azienda agricola presente.

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:

16.02 scarti provenienti da apparecchiature elettriche ed elettroniche;

16.02.14 apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16.02.09 a 16.02.13;

16.02.16 componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15.

20.01.36 Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci 20 01 21, 20 01 23 e 20 01 35.

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.

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 CC che in CA saranno smontati da personale specializzato e conferiti come RAEE.

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate, come anche la recinzione, 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.

La recinzione metallica dell'area d'impianto non sarà rimossa in quanto continuerà a svolgere la sua funzione di delimitazione e protezione qualunque sia l'uso che si farà dell'area dopo la dismissione dell'impianto fotovoltaico. Fa eccezione la parte di recinzione utilizzata per delimitare le fasce di rispetto degli elementi idrici presenti e che, una volta rimossa, ridarà continuità all'azienda agricola permettendo una lavorabilità più semplice per la movimentazione delle macchine agricole.

All'interno della centrale 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 rimosso tramite scavo e ripristinato lo strato superficiale con terreno vegetale adatto al contesto. Il materiale di risulta sarà successivamente smaltito presso impianti di recupero e riciclaggio degli inerti da demolizione.

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 150 giorni naturali e consecutivi, di cui 106 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 CAVIDOTTI E CAVI	30 g
5	RIMOZIONE PANNELLI FOTOVOLTAICO	55 g
6	RIMOZIONE STRUTTURA DI SUPPORTO (TRACKER)	58 g
7	RIPRISTINO DEL SUOLO ANTE OPERAM	14 g
8	ASSISTENZA VARIE OPERE CIVILI	90 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 CO₂ quantificati pari a -50%¹. Il Terzo Rapporto di Monitoraggio del PEARS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2020 (Figura 26) 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%).

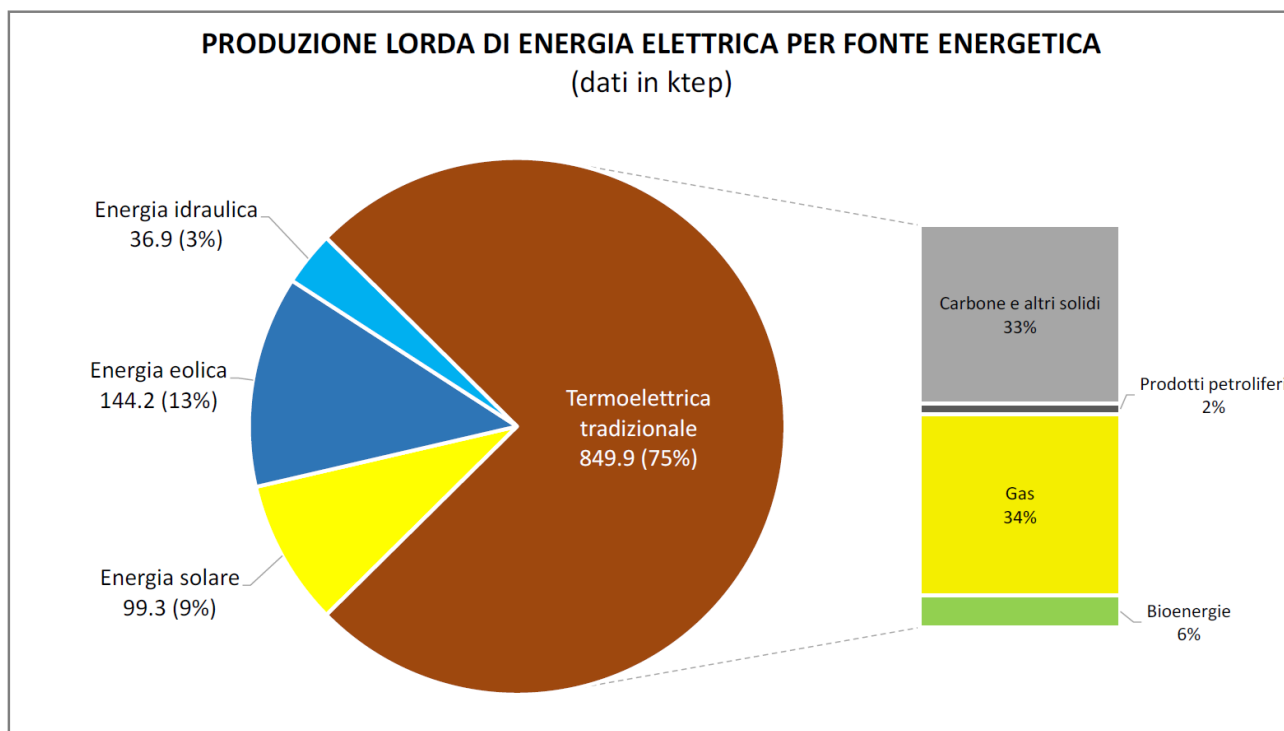


Figura 26: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2020. Fonte: (Regione Autonoma della Sardegna, 2023).

¹ 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.

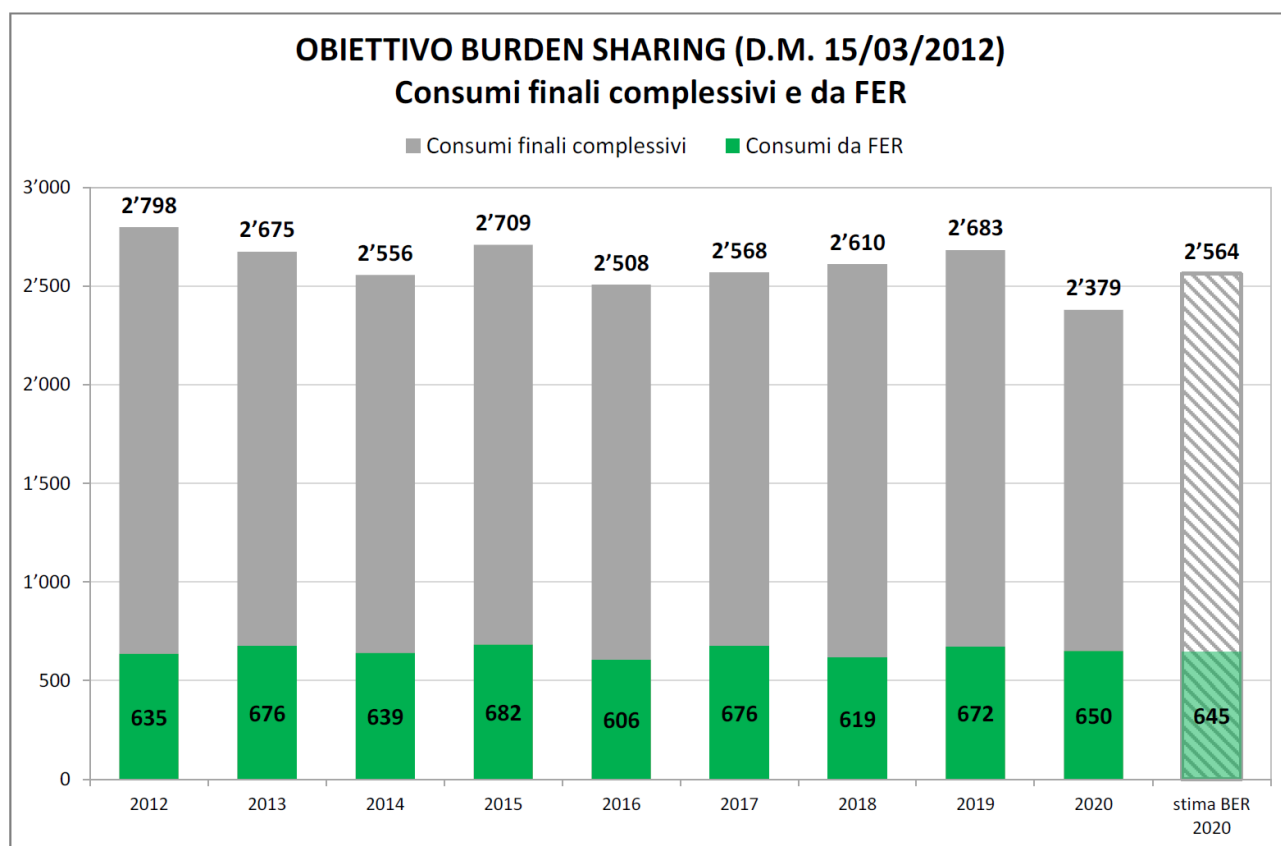


Figura 27: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna. Fonte: dati GSE dal 2012 al 2020, elaborazione degli autori a partire da dati BER per anno 2020).

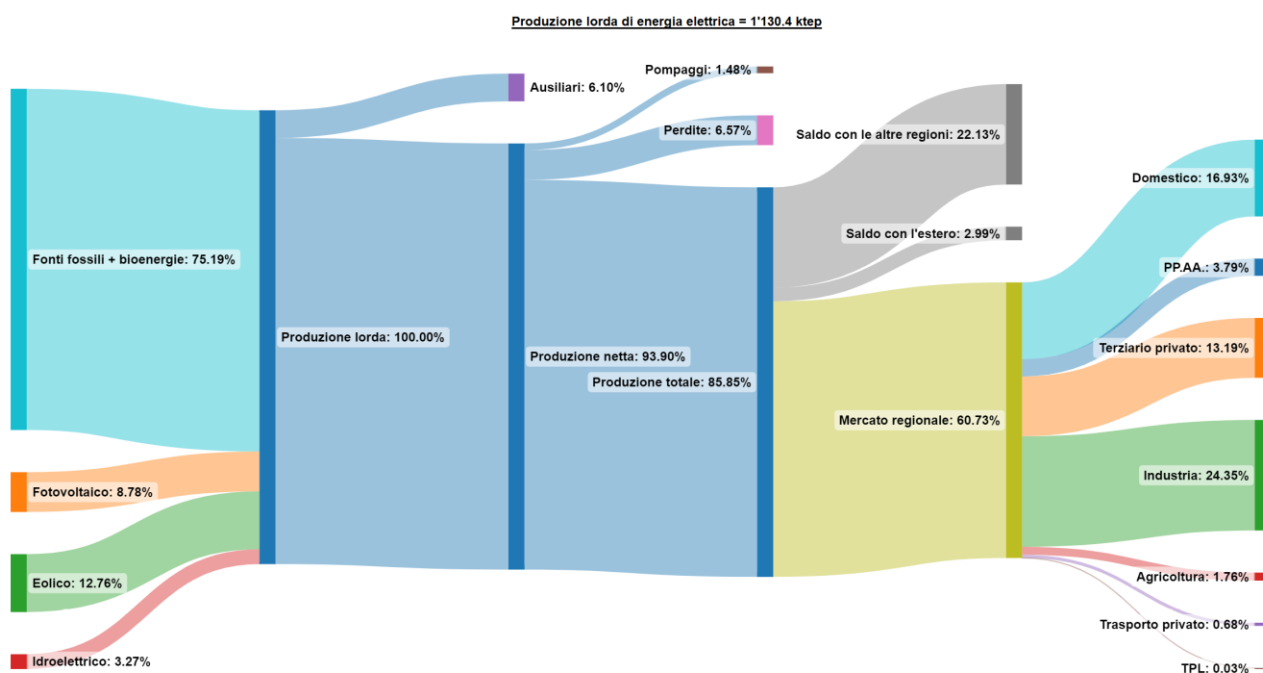


Figura 28: Diagramma di Sankey relativo al macrosettore Elettricità (produzione, distribuzione e usi finali), dati relativi al 2020 espressi in quote percentuali rispetto alla produzione lorda (Fonte: Terna S.p.A. - elaborazione degli autori, 2022).

Nella figura successiva, in analogia con quanto riportato nel Secondo Rapporto di Monitoraggio e nel PEARS, si restituisce l'andamento delle emissioni di CO₂ 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).

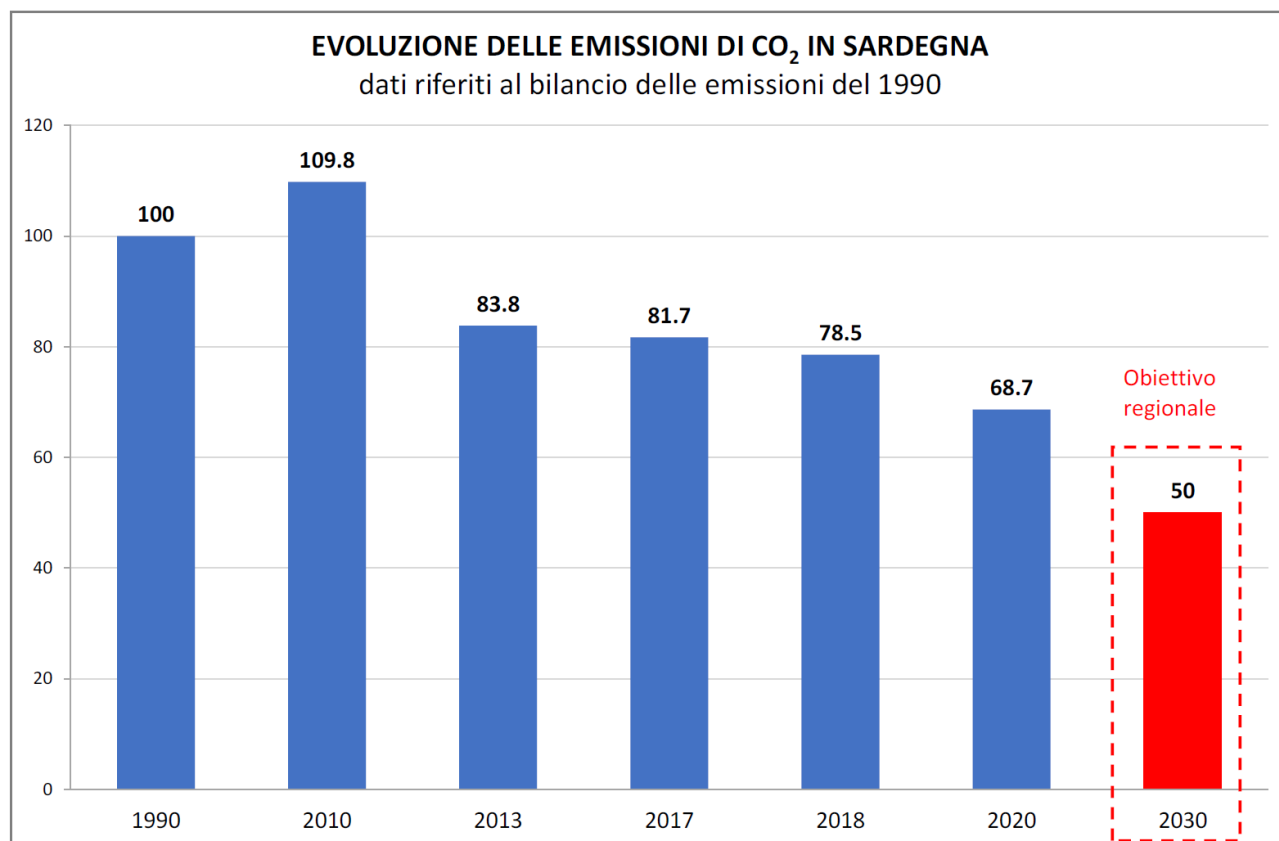


Figura 29: Evoluzione delle emissioni di CO₂ in Sardegna riferite al bilancio delle emissioni del 1990, dati ricavati dal PEARS integrati con le emissioni stimate a partire dal BER 2017, 2018 e 2020 (Fonte: elaborazione degli autori, 2022).

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 CO₂ 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 CO₂ 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 ascrivibili principalmente alle classi VI e VII. Sono, quindi, suoli con importanti limitazioni di tipo agronomico, pianeggianti ma di ridotta profondità con rocciosità affiorante e abbondante presenza di scheletro. Sono quindi suoli inadatti alle coltivazioni di pregio.

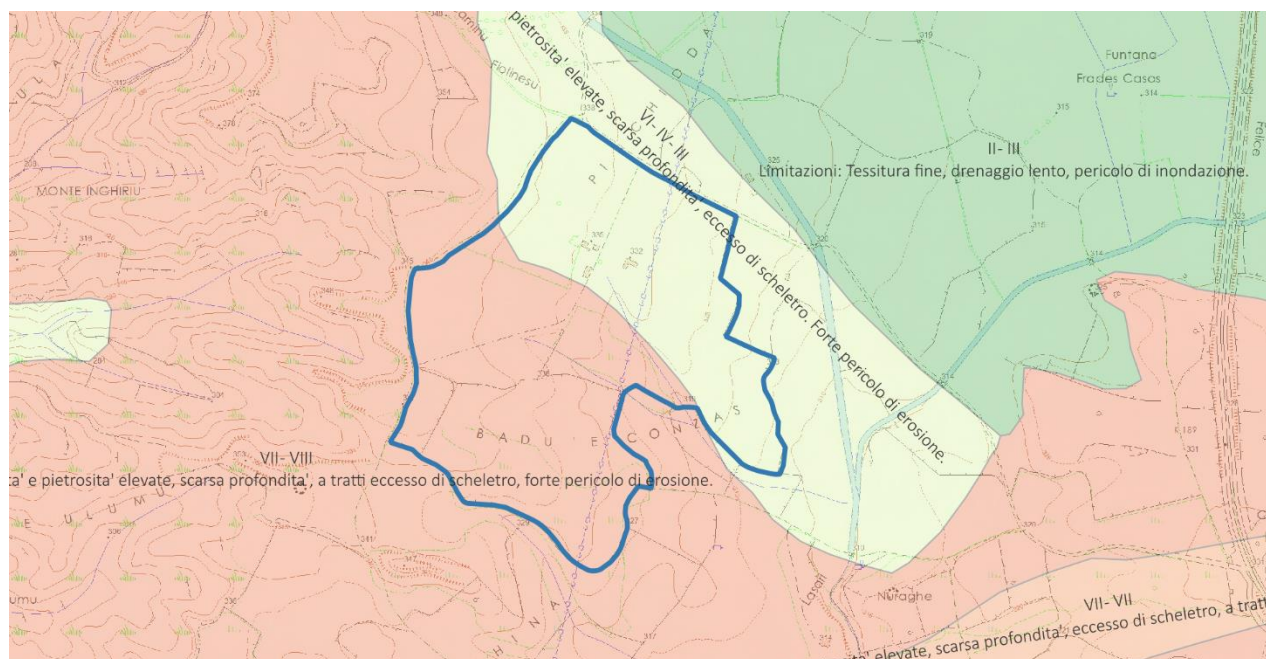


Figura 30: classificazione dei suoli nell'area di impianto secondo la Land Capability.

Considerate le caratteristiche tecniche dell'impianto agrivoltaico, costituito da file di inseguitori mobili, la cui ombra si sposta gradualmente durante l'arco della giornata, vengono mitigati gli effetti estremi derivanti dall'eccessivo soleggiamento o dall'eccessivo ombreggiamento con formazione di superfici sterili.

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 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 culturali 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 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.

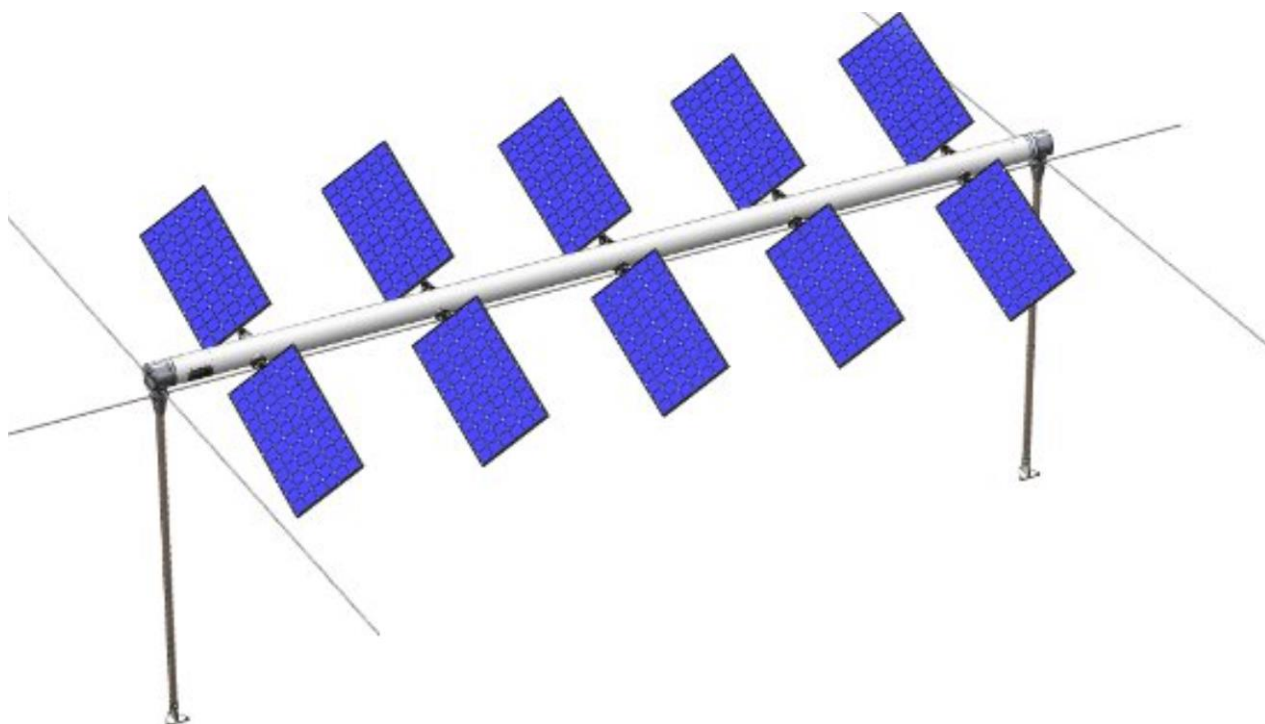


Figura 31: pannelli del tipo tracker 1.0.

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.

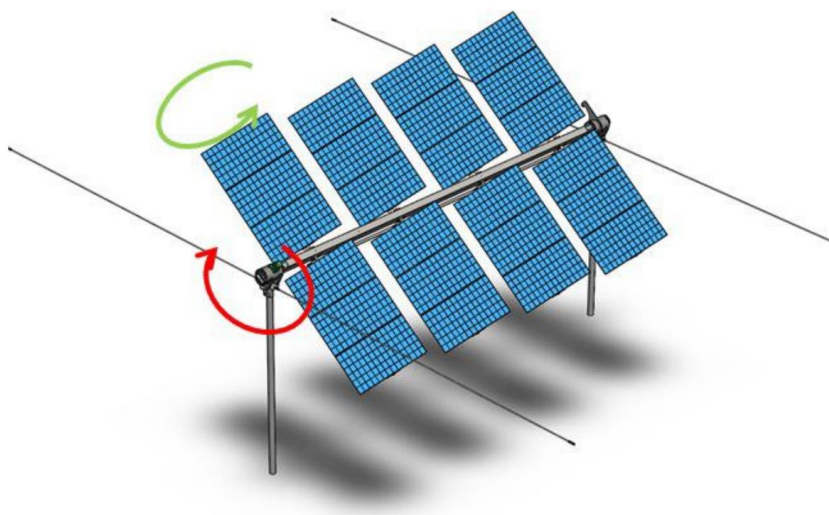


Figura 32: struttura in acciaio che sostiene i pannelli verticali e ne permette la rotazione.

- 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.

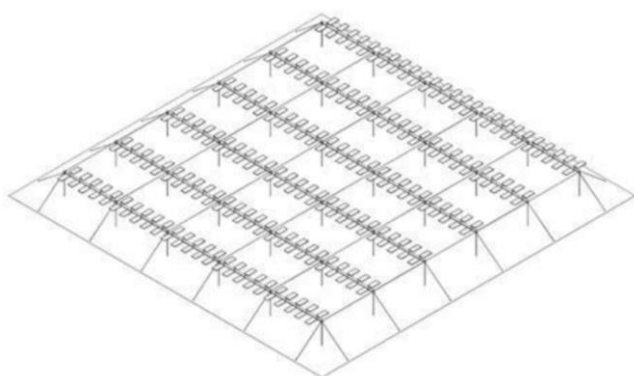


Figura 33: rete di cavi di acciaio che connette i pannelli fotovoltaici.

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."²

Come evidenziato in Figura 34 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 35). 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.

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

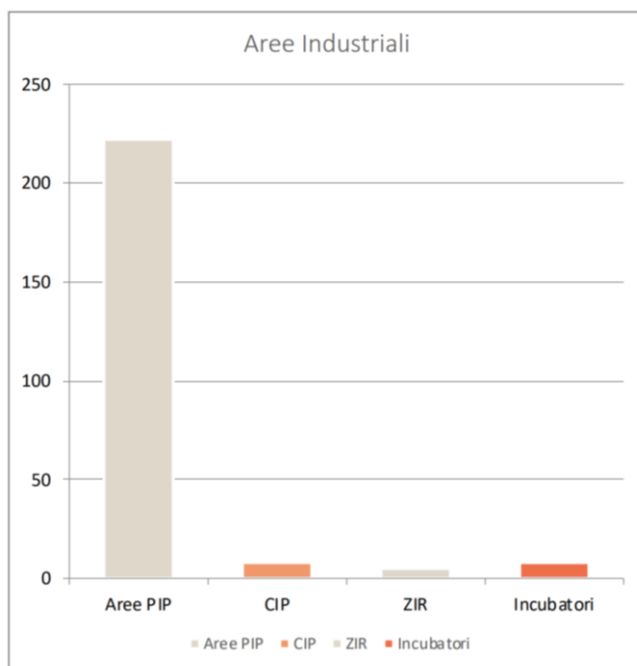


Figura 34: tipologia aree industriali del territorio regionale. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

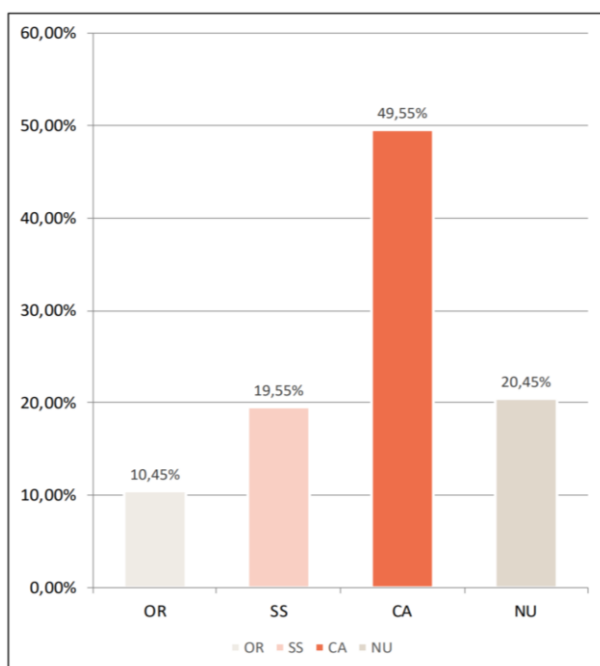


Figura 35: distribuzione per provincia delle aree P.I.P. della Sardegna. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

Si sono valutate le superfici a destinazione industriale che si sarebbero potute utilizzare per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico. Nel Comune di Siligo non sono presenti aree industriali. Le aree PIP più prossime all'area di progetto sono quelle dei Comuni di Thiesi e Bonnannaro.

La superficie totale di queste aree è di circa 4 e 15 ha, rispettivamente, entrambe molto inferiori all'estensione del progetto in esame, senza menzionare il fatto che sono delle superfici in gran parte già occupate e pertanto non disponibili. 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.

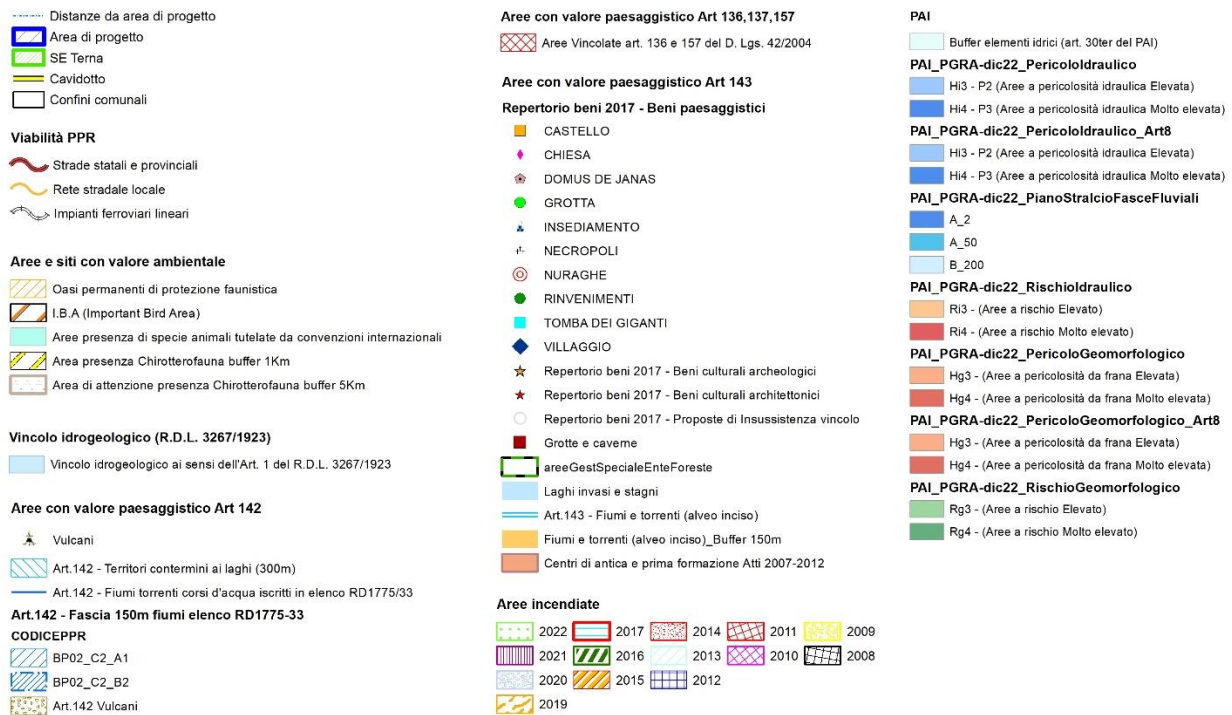
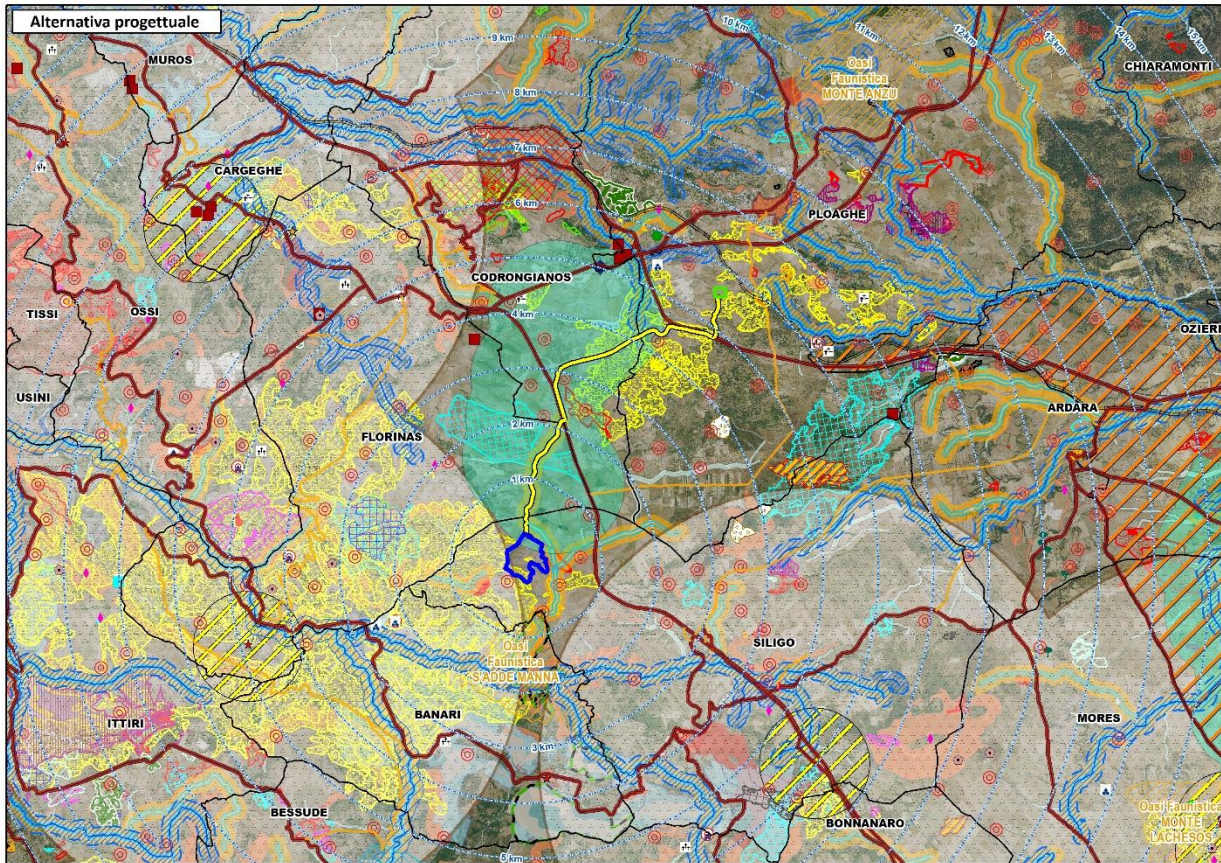


Figura 36: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

Nello specifico, l'intervento in progetto insiste su un'area agricola quasi totalmente libera da vincoli, ad eccezione di un vincolo legato ad un'area incendiata la cui durata quindicennale sta per decadere (evento occorso nel 2009); ai confini dell'area d'impianto una minima parte della superficie è interessata da un'area di attenzione per la presenza di chiroterofauna (buffer 5 km) ed un'area di presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali: gli effetti dell'impianto agrivoltaico sulla fauna sono però lievi e mitigati attraverso le misure indicate nelle relazioni specialistiche. **Il sito in esame è pertanto ottimale per l'ubicazione di un parco agrivoltaico dove possa realizzarsi in modo efficiente l'integrazione tra l'attività agricola e la produzione energetica.**

Nei dintorni dell'area in esame non sono presenti aree prive da vincoli di qualunque tipo di un'estensione paragonabile a quella dell'area di progetto.

Il progetto è ubicato su un terreno in cui attualmente opera un'azienda agricola già avviata nel settore delle colture a foraggiere: pertanto è prevedibile come l'integrazione tra l'attività agricola e la produzione energetica sarà realizzata in modo efficiente e redditizio.

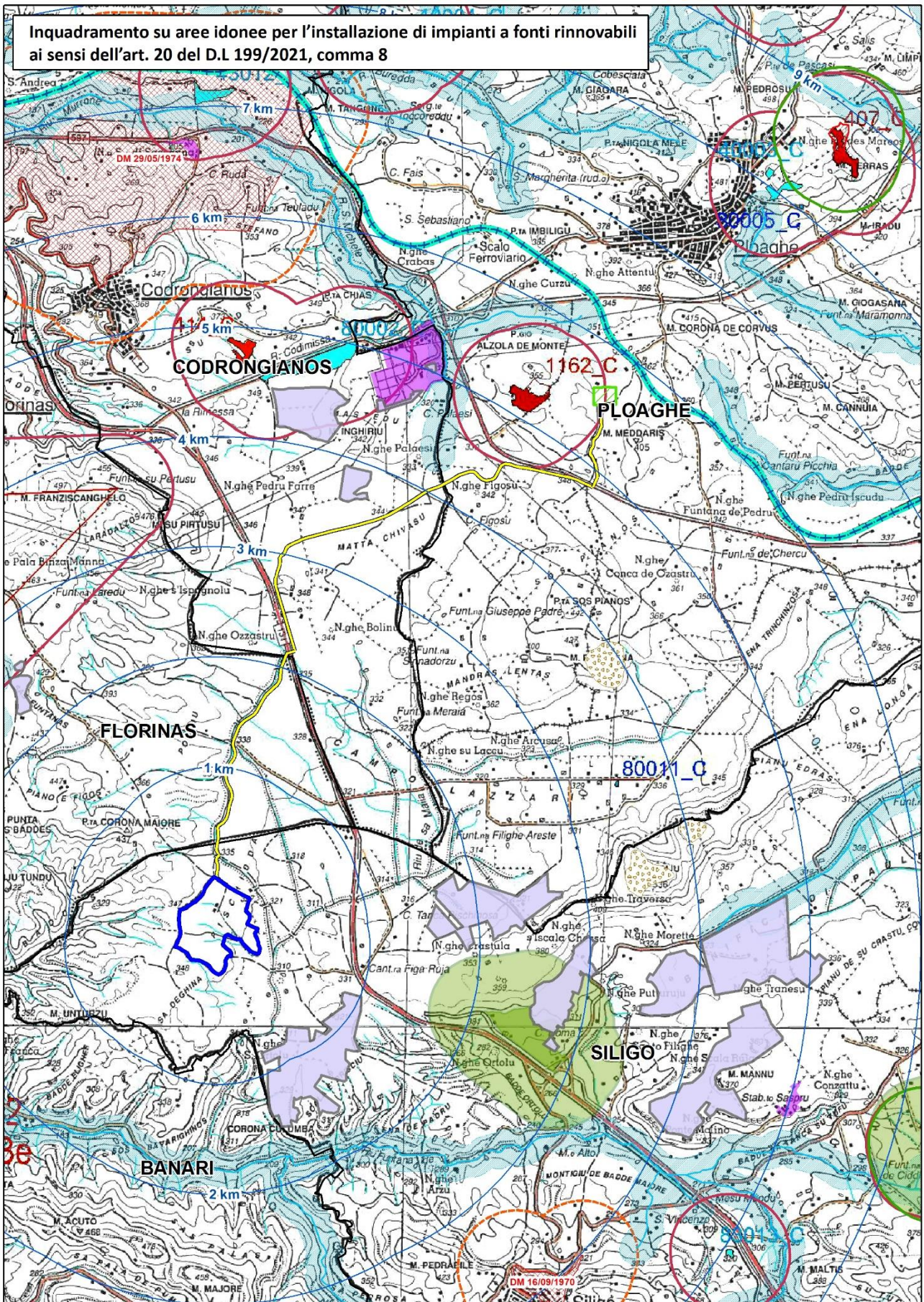
Il connubio tra l'azienda agricola e il parco agrivoltaico sarebbe quindi vantaggioso sotto molti punti di vista, con effetti positivi anche sul territorio in generale, date dalla creazione di occasioni di lavoro con le conseguenti ricadute economiche positive.

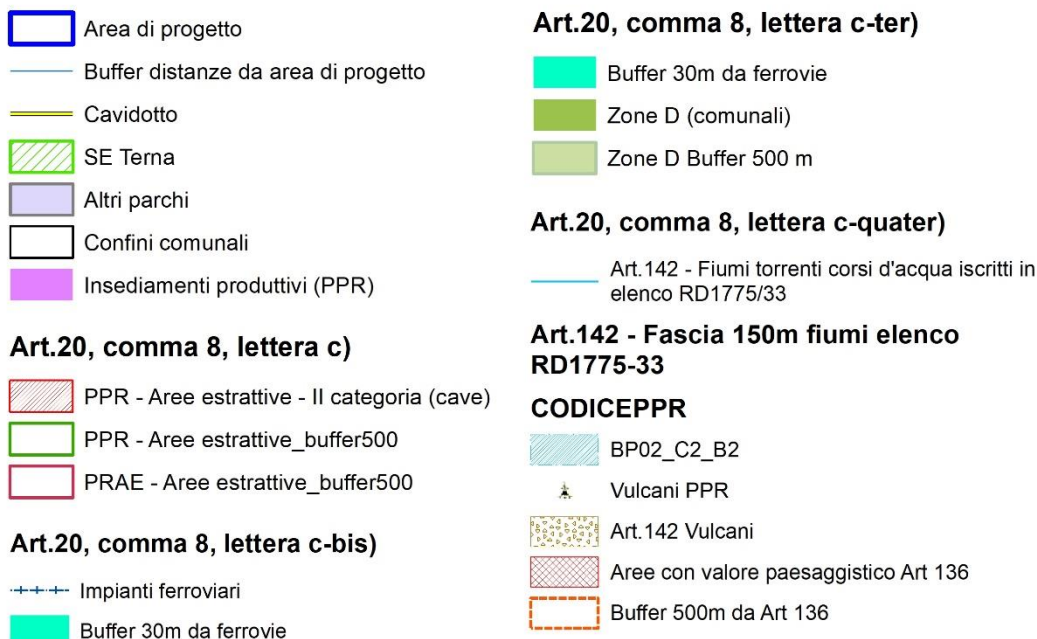
Anche la recente comunicazione sul "Rilancio degli investimenti nelle rinnovabili e ruolo del fotovoltaico", promossa da Greenpeace Italia, Italia Solare, Legambiente e WWF Italia sottolinea come sia oramai necessario prevedere "una quota di impianti a terra, marginale rispetto alla superficie agricola 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".

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 dalla quale si evince come **l'impianto ricada 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 ufficiali sugli Usi Civici, le verifiche vengono effettuate sugli elenchi riportati in Tabella ARGEA.

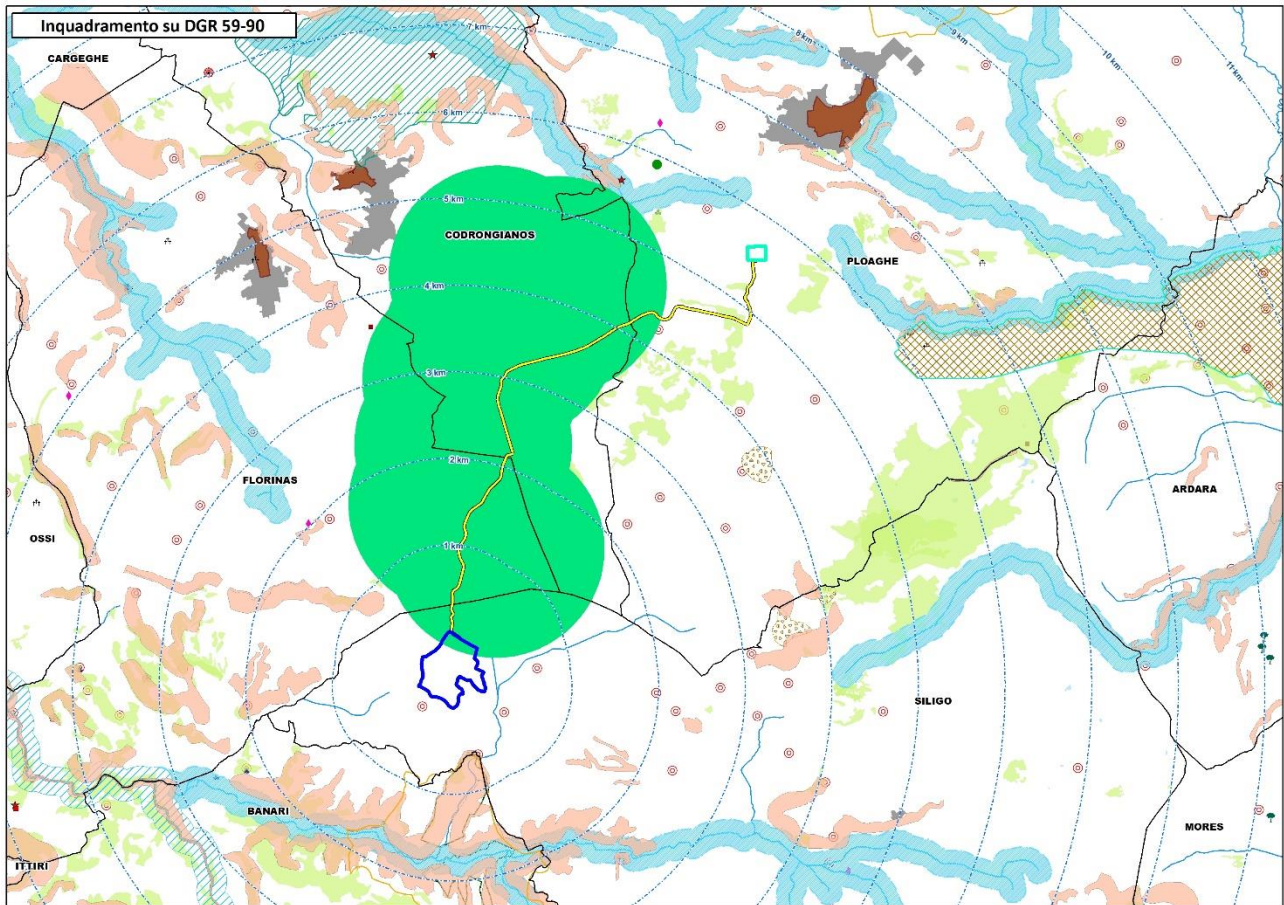
Il Cavidotto passa a ridosso della viabilità esistente e non ricade su particelle gravate da Usi Civici.

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

- SILIGO: Decreto commissariale n. 315 del 02/08/1946 e aggiornamento di Giugno 2020,
 - PLOAGHE: Determinazione RAS n. 212 del 23/02/2005 e aggiornamento di Aprile 2012,
 - CODRONGIANOS: Decreto commissariale n. 325 del 30/12/1946 e aggiornamento di Aprile 2012.
- L'Area di progetto, e la Stazione Elettrica Terna non ricadono su terreni gravati da usi civici.

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

Infine, si deve considerare la Delib. G.R. 59/90 del 2020, con la quale la Regione Sardegna ha individuato le aree e i siti non idonei all'installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili, tenendo in considerazione le "peculiarità del territorio regionale, cercando così di conciliare le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio, del territorio rurale e delle tradizioni agroalimentari locali con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili" (Regione Sardegna, Novembre 2020). In questo lavoro, la RAS ha prodotto 59 tavole rappresentative dell'intero territorio regionale nelle quali sono riportati i principali vincoli ambientali, idrogeologici e paesaggistici esistenti. Per quanto riguarda l'area oggetto di interesse, l'impianto è inquadrato come di seguito.



9.3-9.4 - Inviluppo Aree di pericolosità da frana

- Hg3
- Hg4
- ★ 11.1 - Repertorio beni 2017 - Beni culturali architettonici
- 12.3 - Art.142 Fascia di 150m dai fiumi (dati indicat.)**
- BP02_C2_B2
- 12.3 - Art. 142 Fiumi, torrenti, corsi d'acqua (dati indicat.)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2005 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2007 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2008 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2009 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2013 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2014 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2015 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2017 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2019 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2021 (boschi)
- 12.9 - Art. 142 Vulcani (dati indicativi)

- 13.5 - Grotte e caverne
- 13.7 - Laghi, invasi e stagni
- 13.8 - Fiumi e torrenti (alveo inciso)
- 13.11 - Repertorio beni 2017 - Beni paesaggistici**
- ◆ CHIESA
- ▲ INSEDIAMENTO
- ✚ NECROPOLI
- ⊙ NURAGHE
- ◆ VILLAGGIO
- 13.12 - Centri di antica e prima formazione Atti 2007-2012
- Centri urbani
- - - Distanze da area di progetto
- Area di progetto
- SE Terna
- Cavidotto
- Confini comunali
- 4.1 - Aree importanti per l'avifauna (IBA)
- 6.1 - Aree presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali (dati indicativi)

Figura 38: aree e siti con valore ambientale. Localizzazione aree non idonee FER (DGR 59/90 del 2020).

Dalla lettura della tavola si può osservare come l'area non ricada tra le aree non idonee ad eccezione di una piccola parte dell'impianto a Nord all'interno della già citata Area con presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali.

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 o rilievi 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 stringenti vincoli ambientali, 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 o habitat di interesse naturalistico.