



IMPIANTO AGRIVOLTAICO LUNESTAS

COMUNE DI SASSARI E STINTINO

PROPONENTE

Lunestas 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

bm!

Studio Tecnico Dott. Ing Bruno Manca

GRUPPO DI LAVORO S.I.A.

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. Giovanni Lovigu
Dott. Ing Bruno Manca
Dott. Ing. Luca Salvadori
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Dott. Nat. Fabio Schirru
Dott. Nat. Vincenzo Ferri
Dott. Agr. Giuseppe Puggioni

REDATTORE

Dott. Giulio Casu
Dott.ssa Ing. Silvia Exana
Dott. Giovanni Lovigu
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE
00	Dicembre 2022	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	8
1.3 Descrizione dell'impianto agrivoltaico.....	10
1.3.1 Verifica dei requisiti di un impianto agrivoltaico.....	13
1.3.2 Moduli fotovoltaici	19
1.3.3 Strutture di supporto.....	20
1.3.4 Plinti e fondazioni	20
1.3.5 Power station	21
1.3.6 Quadri BT e MT.....	23
1.3.7 Inverter	24
1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti	24
1.3.9 Recinzione.....	27
1.3.10 Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione.....	28
1.3.11 Viabilità.....	29
1.4 Dismissione dell'impianto	31
2. Analisi delle alternative progettuali	34
2.1 Alternativa zero	34
2.2 Alternativa tecnologica.....	36
2.3 Alternativa di localizzazione	37

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 fotovoltaico, denominato **Lunestas**, avrà una potenza di picco complessiva di **24.446,52 kWp** e sarà realizzato su dei terreni in **area agricola** (Zone E) di superficie di circa **37,15 ha**, ricadenti in parte nel Comune di Stintino (SS) e in parte nel Comune di Sassari, nella provincia di Sassari (SS). Le opere di rete sono in parte nel Comune di Porto Torres e in parte nel Comune di Sassari. Il punto di consegna a 36 kV si trova nel comune di Sassari (SS) in corrispondenza della nuova SE Terna.

L'impianto sarà costituito da un generatore fotovoltaico 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 in antenna 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alle linee esistenti della RTN a 150 kV n. 342 e 343 "Fiumesanto – Porto Torres" e alla futura linea 150 kV "Fiumesanto - Porto Torres", di cui al Piano di Sviluppo di Terna.

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 CO₂ nell'atmosfera.

L'area oggetto dell'impianto di produzione è situata nella parte nord-occidentale della regione, a cavallo dei confini comunali di Sassari e Stintino, in un contesto agricolo/collinare. Nonostante ricada sui comuni di Sassari e Stintino, l'area è situata a breve distanza anche dal centro urbano di Porto Torres, distante circa 17 km in direzione est. A breve distanza, in direzione nord-ovest, si raggiunge la frazione urbana di Pozzo San Nicola, mentre verso est/nord-est si trovano le aree industriali di Fiume Santo-Porto Torres e l'area estrattiva e di discarica di Scala Erre.



Figura 1: inquadramento territoriale dell'area di progetto.

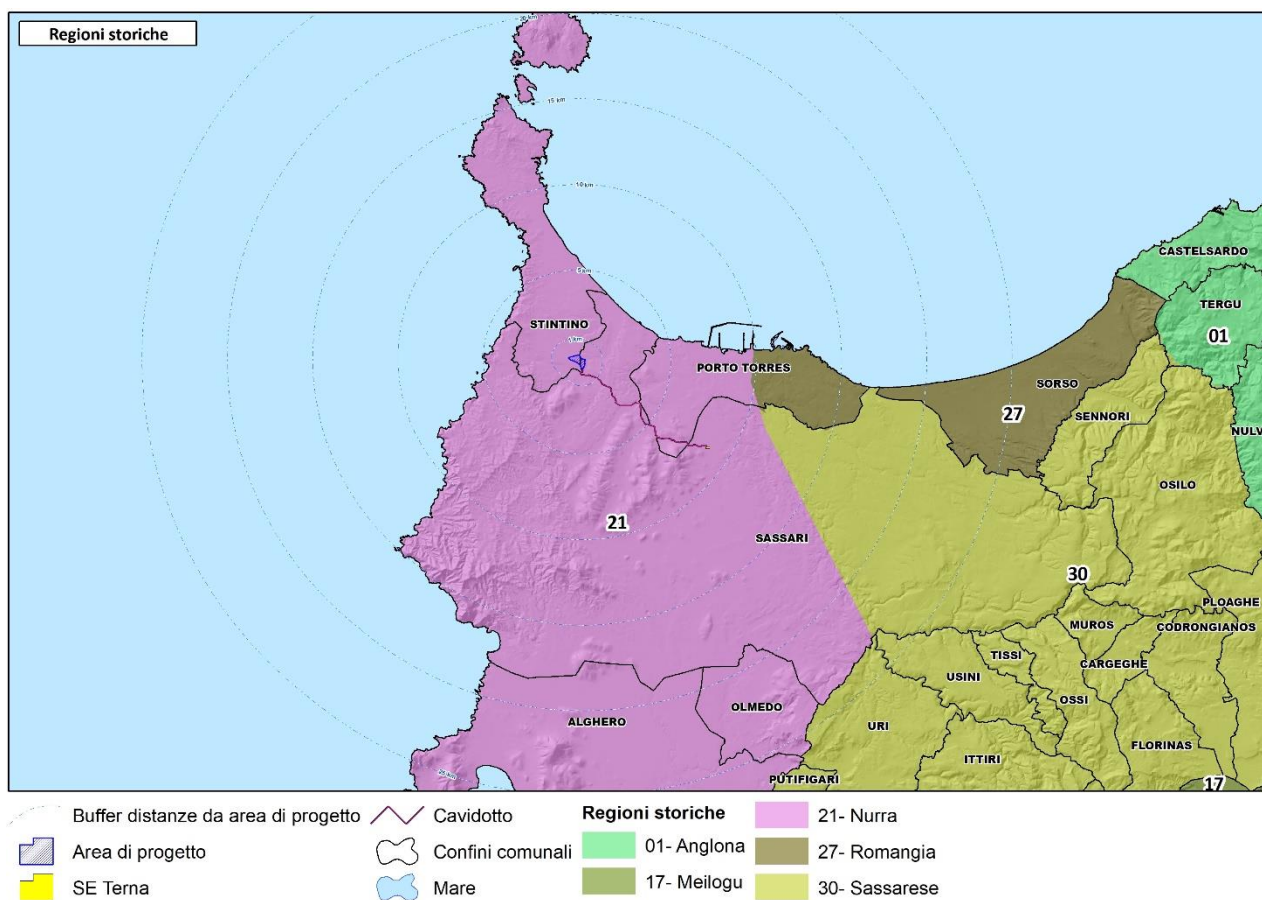


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

L’impianto si dispone a nord-ovest del sistema collinare situato al centro della Nurra, in prossimità della sponda ovest del rio San Nicola, in un contesto prevalentemente agricolo. Il progetto si colloca su parte dei terreni agricoli situati in prossimità del sistema collinare di Santa Giusta, a sud, e dello stagno di Pilo, a nord, di cui il rio San Nicola è un affluente secondario.

In tangenza all’angolo nord-ovest dell’impianto corre la SP 34, di collegamento tra Porto Torres e Stintino, e a breve distanza a nord del sito corre la SP 57, anch’essa di collegamento con il centro urbano di Porto Torres, dal quale è, inoltre, possibile ricollegarsi alla SS 131 “Carlo Felice”. Il centro urbano più vicino è Stintino, distante circa 13 km, mentre i collegamenti infrastrutturali più vicini risultano essere il porto industriale di Porto Torres e l’aeroporto di Alghero. Le distanze dai centri e dalle infrastrutture principali sono riportati nella Tabella 1.

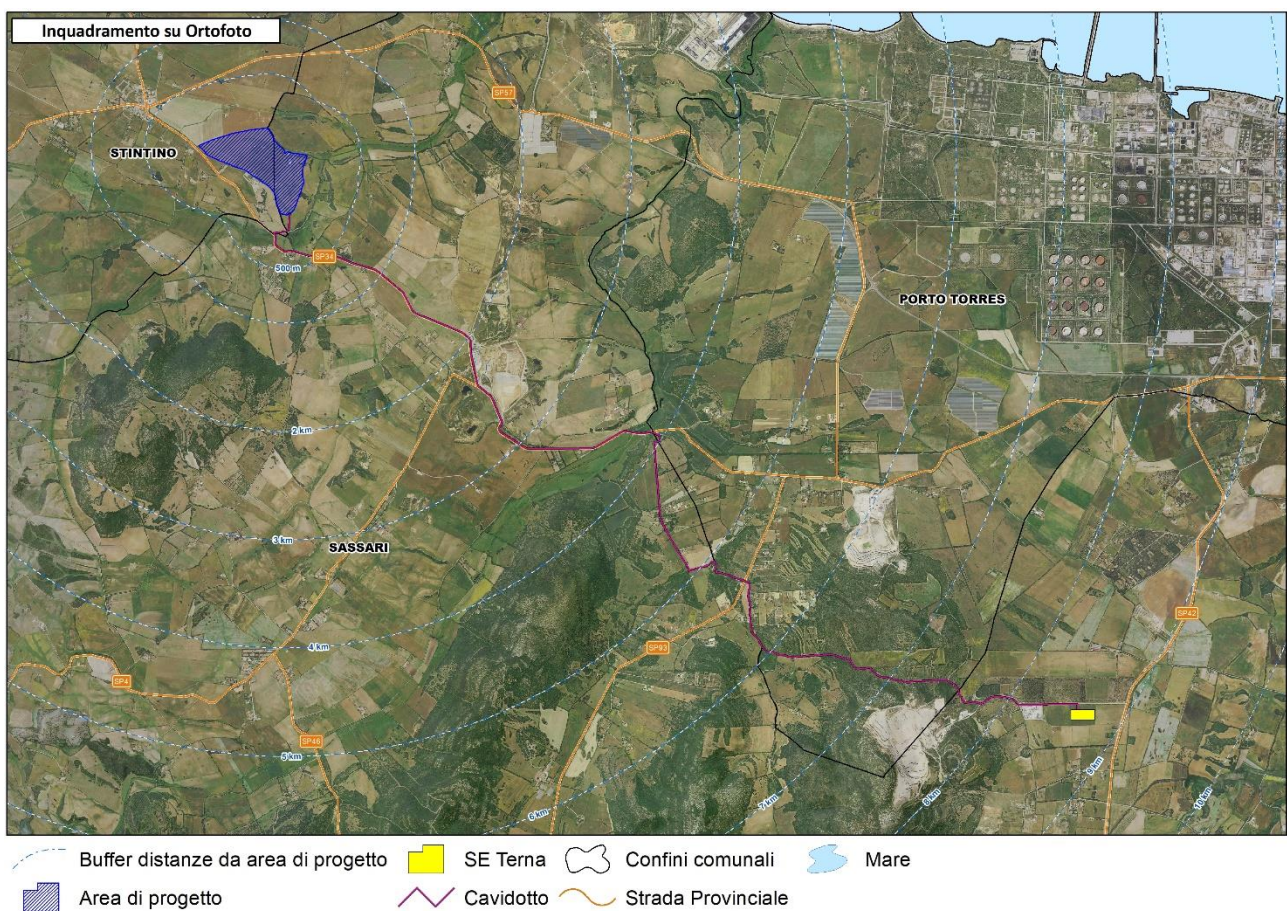


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

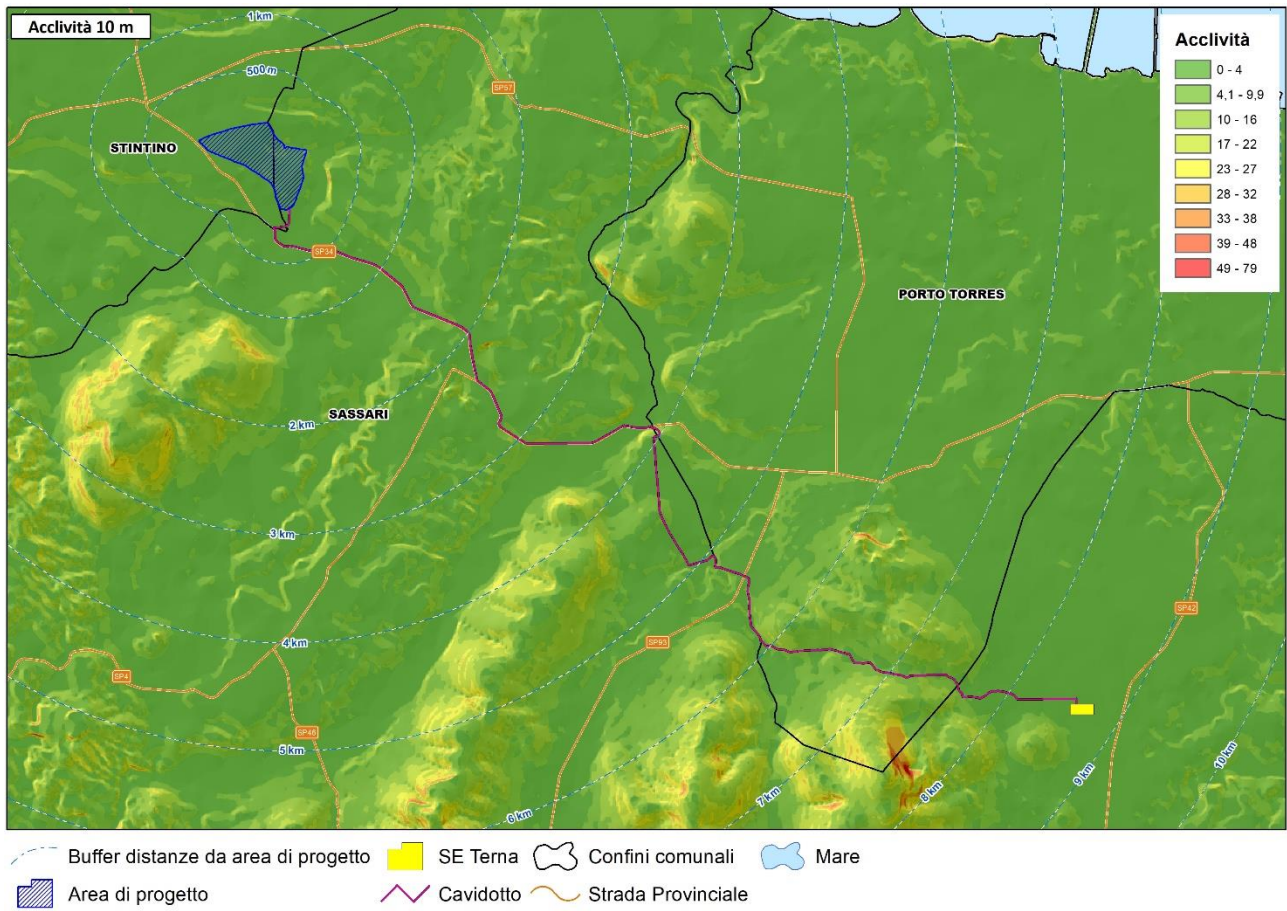


Figura 4: carta delle acclività.

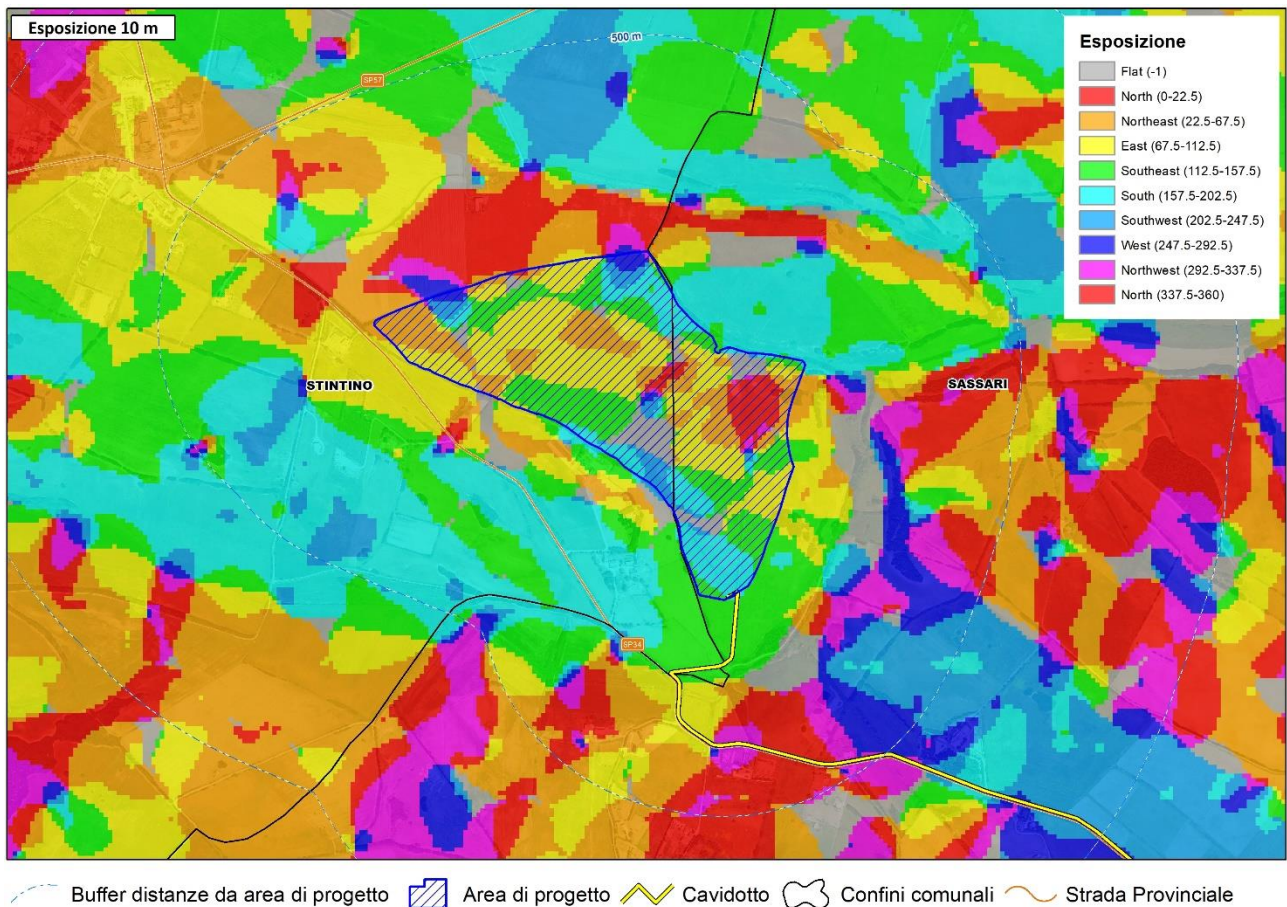


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.

La connessione corre lungo la SP 34, la strada vicinale Pozzo d’Esse, attraversa il territorio di Porto Torres e giunge alla futura stazione elettrica a 150/36 kV della RTN n. 342 e 343 “Fiumesanto – Porto Torres”, situata in prossimità della SP 42, sul territorio di Sassari, a metà strada tra la frazione urbana di Campanedda e l’area industriale di Porto Torres.

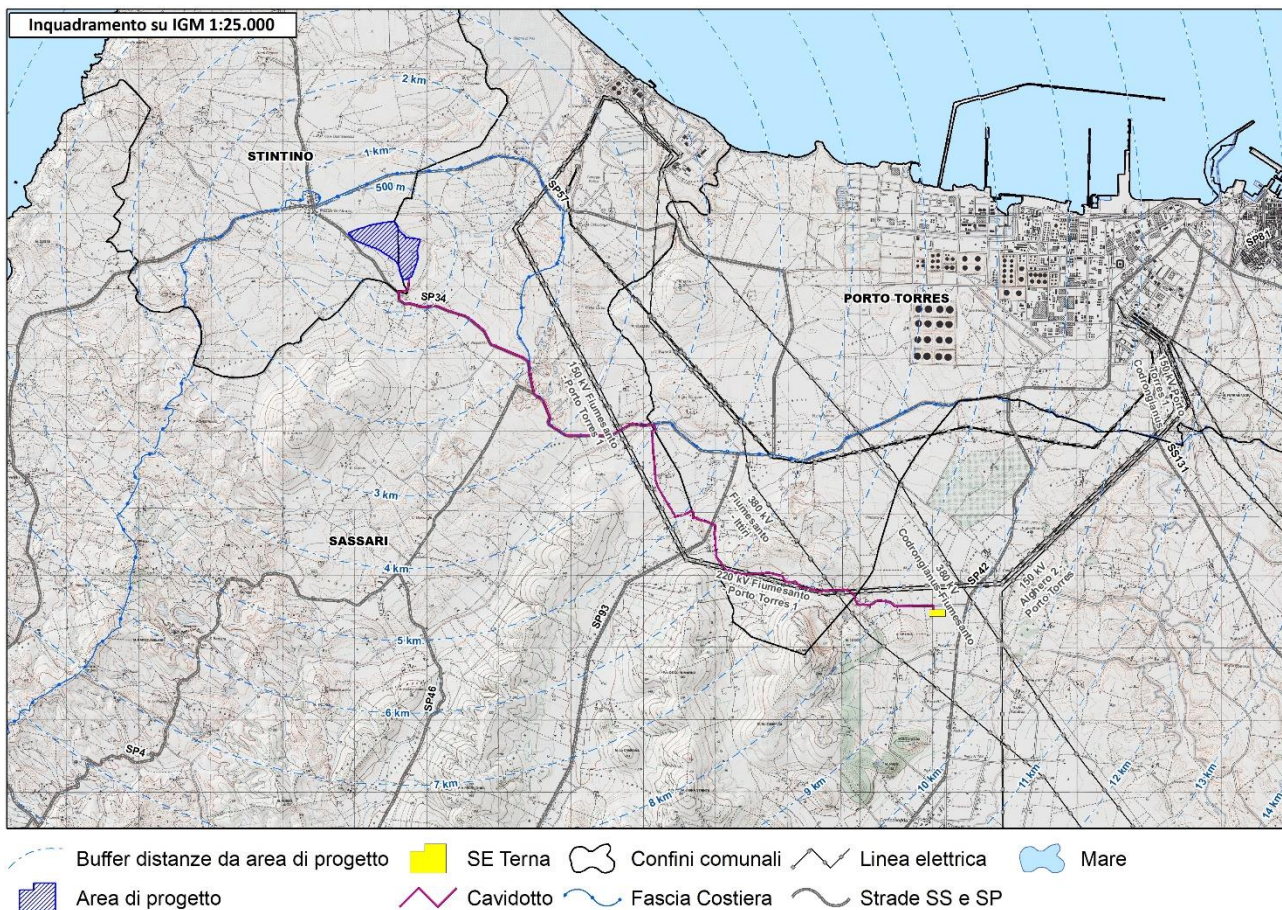


Figura 6: inquadramento su IGM 1:25.000.

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

Centri urbani	Distanza (km)	Infrastrutture	Distanza (km)
Porto Torres	16,9 km	SS 131	13,8 km
Sassari	33,2 km	Area Ind. Porto Torres	15,5 km
Alghero	41,4 km	Aeroporto (Alghero)	34,4 km
Stintino	13,2 km	Aeroporto (Olbia)	136 km
Cagliari	249 km	Stazione ferroviaria Porto Torres	16,2 km

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

Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - foglio n. 440160.

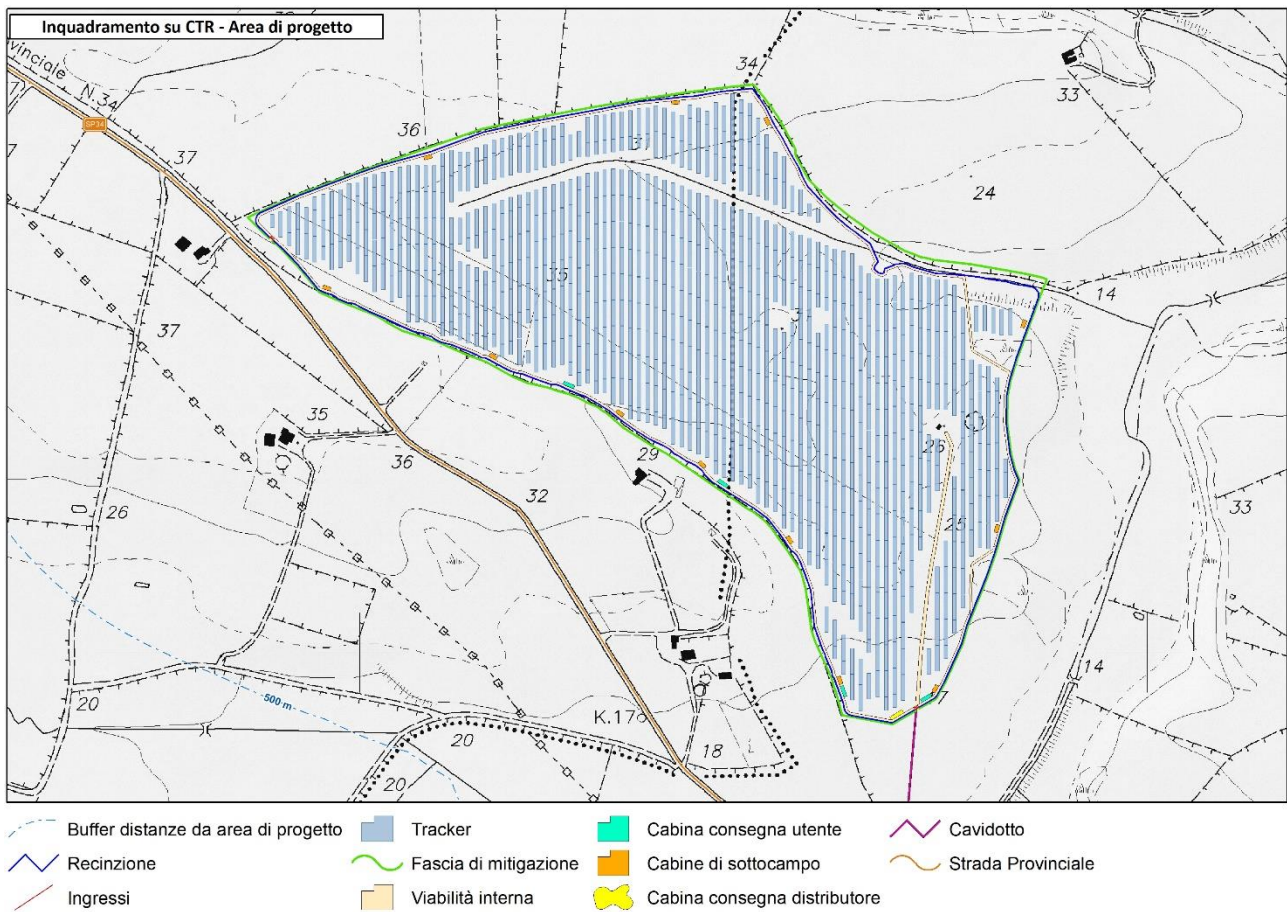


Figura 7: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

1.2 Report fotografico stato dei luoghi



Figura 8: planimetria con indicate le posizioni di scatto delle panoramiche



Figura 9: panoramica (120425_SAS_P075_M).



Figura 10: panoramica (220730_STI_P093_M).



Figura 11: panoramica (220730_STI_P091_M).



Figura 12: panoramica (220730_SAS_P090_M).

1.3 Descrizione dell’impianto agrivoltaico

L’impianto di produzione, denominato Lunestas, 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.

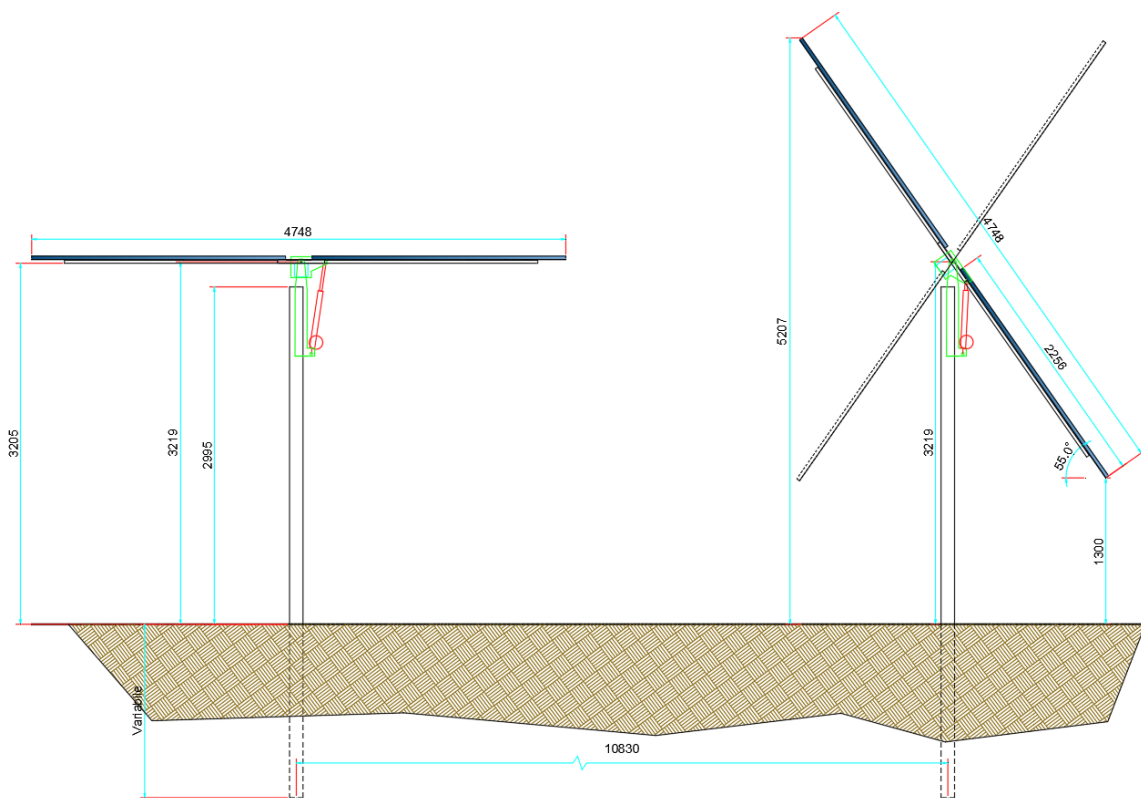


Figura 13: sezione trasversale di un tracker.



Figura 14: struttura tipo di sostegno dei trackers.



Figura 15: 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 545W, hanno dimensioni in pianta di 2256×1133 mm.

Su ogni trackers saranno installati un numero variabile di moduli.

L'impianto avrà una **potenza di immissione AC nella Rete Elettrica Nazionale pari 19600 kW**, attraverso una connessione diretta alla futura sottostazione di Terna S.p.A. direttamente a 36 kV. Si stima che l'impianto produrrà 42059,5 MWh annui di elettricità.

Sarà prevista una **fascia di rispetto dai confini** avente larghezza minima pari a **6,00 m**, come da NTA dei PUC. La restante superficie sarà impiegata per il posizionamento dei pannelli, l'ubicazione delle cabine di trasformazione e per le aree di transito e manovra di mezzi e persone per il successivo esercizio e la manutenzione dell'impianto.

Il campo fotovoltaico sarà suddiviso in 4 campi, a loro volta suddivisi in 3 sottocampi (12 sottocampi in tutto), per un totale di 847 stringhe e 44'856 moduli fotovoltaici e una potenza totale DC pari a 24446,52 kWp. Detti moduli si conetteranno a 98 inverter.

Ciascun sottocampo fotovoltaico è alimentato da una cabina MT/BT (cabina di sottocampo) contenente al suo interno un quadro MT 36 kV, un trasformatore MT/BT 36kV/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 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. Ogni cabina di campo è poi collegata alla cabina di raccolta 36 kV, posta a bordo impianto tramite 4 linee MT a 36 kV in cavo tripolare elicordato interrato. 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 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	24446.52 kWp
Potenza AC richiesta in immissione	19600 kW
Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico	545 Wp
Numero di moduli fotovoltaici	44856
Numero di moduli per stringa	28 o 56
Numero di stringhe	847
Numero di inverter	98
Numero di sottocampi	12
Numero di power station	17
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
Layout impianto	
Interasse tra le strutture	10.83 m
Distanza di rispetto da confine	6 m

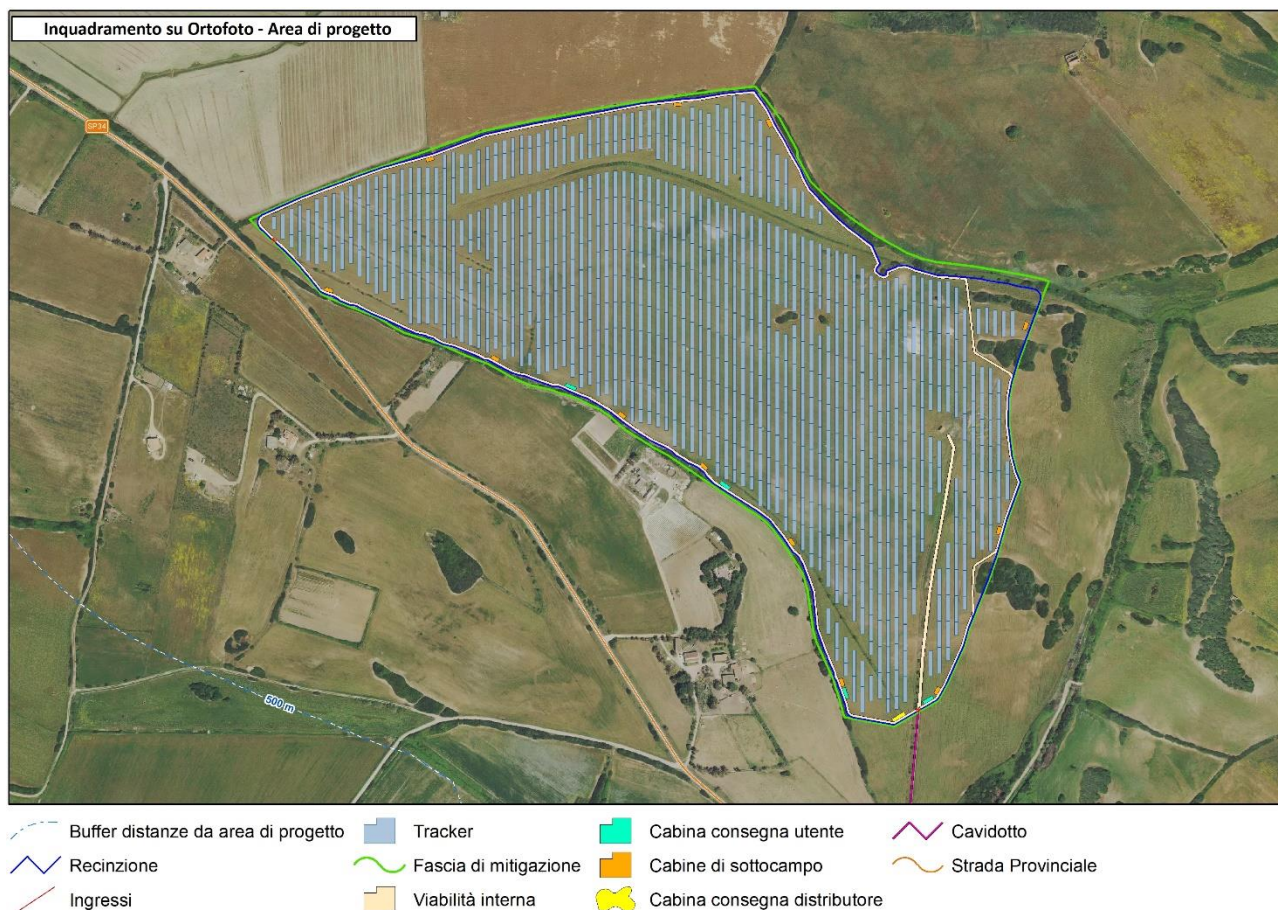


Figura 16: inquadramento su ortofoto dell’impianto agrivoltaico.

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				
Potenza di picco	24 446,52	kW		
S_{pv}	114 654	m²		
Superficie RECINTATA:	371 521	m²		
REQUISITO A	$S_{agricola}$	$S_{impianto}$	S_{tot}	
A1 Superfici	349 909	132 374	371 521	m ²
$S_{agricola} \geq 0,70 S_{tot}$	0,7	260 065	m ²	verificato
A2 LAOR max $\leq 40\% =$	32,77%			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 si ottengono questi valori, riferiti in questo caso alla sola attività colturale.

	Rubrica RICA	Descrizione Rubrica	PST unitaria	UM	QUANTITA'	PST
situazione ex ante	D18B	Altre foraggere avvicendate	221,76 €	€/ha	35,3795	7 845,76 €
situazione post operam	F01	Prati permanenti e pascoli	360,00 €	€/ha	32,3297	11 638,69 €

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 $FVagri \geq 60\% FVstandard$.

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 3,21 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, per il quale non si richiede accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche e non si richiedono contributi a valere sul PNRR (Linee Guida Agrivoltaico par. 2.2.). Dovrà essere sempre rispettato il requisito D.2, considerato come requisito base al pari dei requisiti A e B.

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 2256×1133×35 mm; peso 32.3 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 545 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 precisa inoltre che, vista la continua evoluzione della tecnologia fotovoltaica, in sede di realizzazione dell'impianto la tipologia e la potenza dei moduli potrà variare mantenendo in ogni caso costante il valore della potenza complessiva e riducendo, qualora possibile, la superficie occupata dai moduli stessi per minimizzare ulteriormente l'impatto del progetto.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

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.

Per l'impianto in esame la distribuzione dei moduli sulle strutture di supporto sarà del tipo con 2 moduli sovrapposti (double portrait). Le strutture di sostegno saranno distanziate, in direzione est-ovest, con un interasse le une dalle altre di circa 10,83 m, in modo da evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco che si manifestano nelle primissime ore e nelle ultime ore della giornata.

Al fine di ottimizzare l'occupazione del sito le strutture modulari saranno di due dimensioni:

- la prima di lunghezza pari a circa 33.00 m, che supporta 56 moduli fotovoltaici disposti su una fila doppia
- la seconda di lunghezza pari a circa 16.50 m che supporta 28 moduli fotovoltaici disposti su una fila doppia

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;
- 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 17 power station (12 cabine di sottocampo, 4 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 campo e cabine di sottocampo.

*CABINA MT/BT DI CAMPO FOTOVOLTAICO
 PROTEZIONI MT CABINE DI SOTTOCAMPO
 FOTOVOLTAICO + TRASFORMAZIONE 36 kV/BT
 IMPIANTI AUSILIARI DEL CAMPO FOTOVOLTAICO*

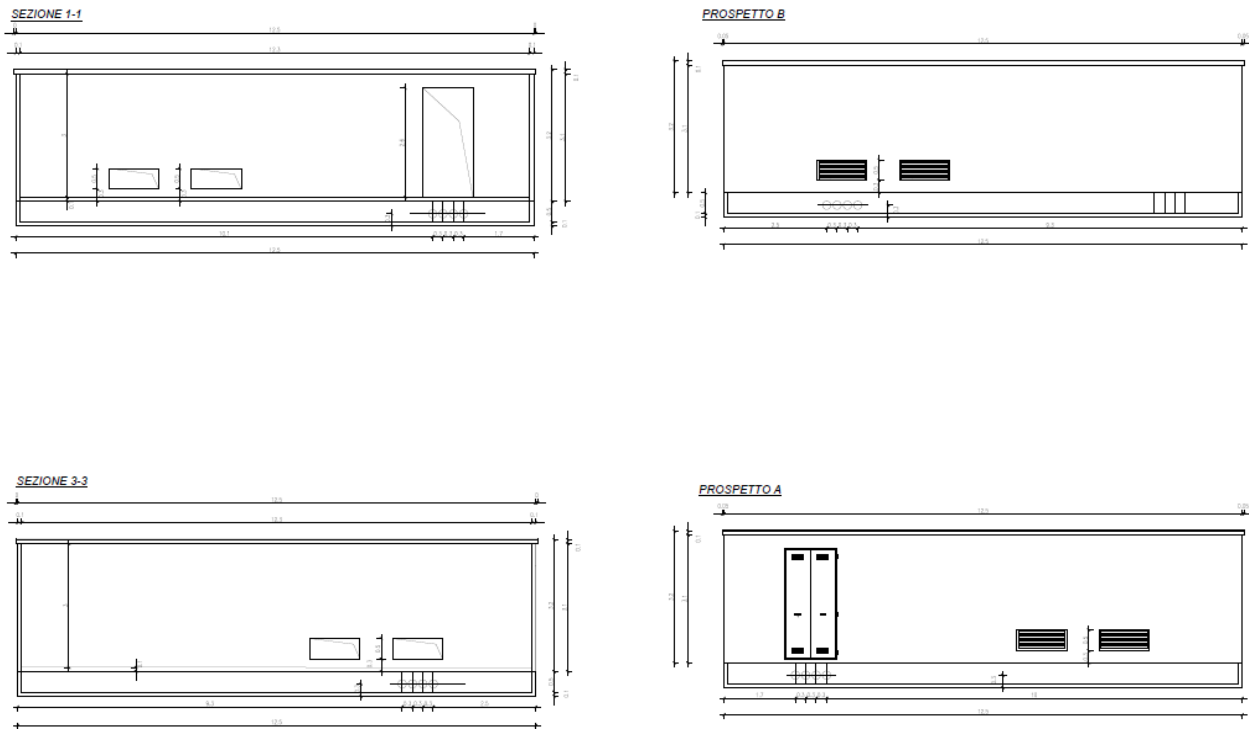


Figura 17: sezioni e prospetti delle cabine di campo.

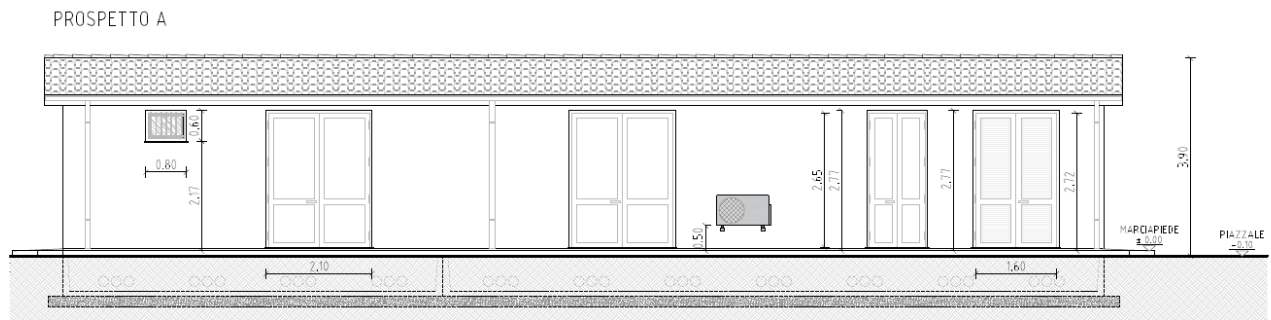


Figura 18: prospetto della cabina di raccolta con il basamento.

**CABINA MT/BT DI SOTTOCAMPO FOTOVOLTAICO
PROTEZIONI MT + TRASFORMAZIONE 36 kV/BT PER CAMPO FOTOVOLTAICO**

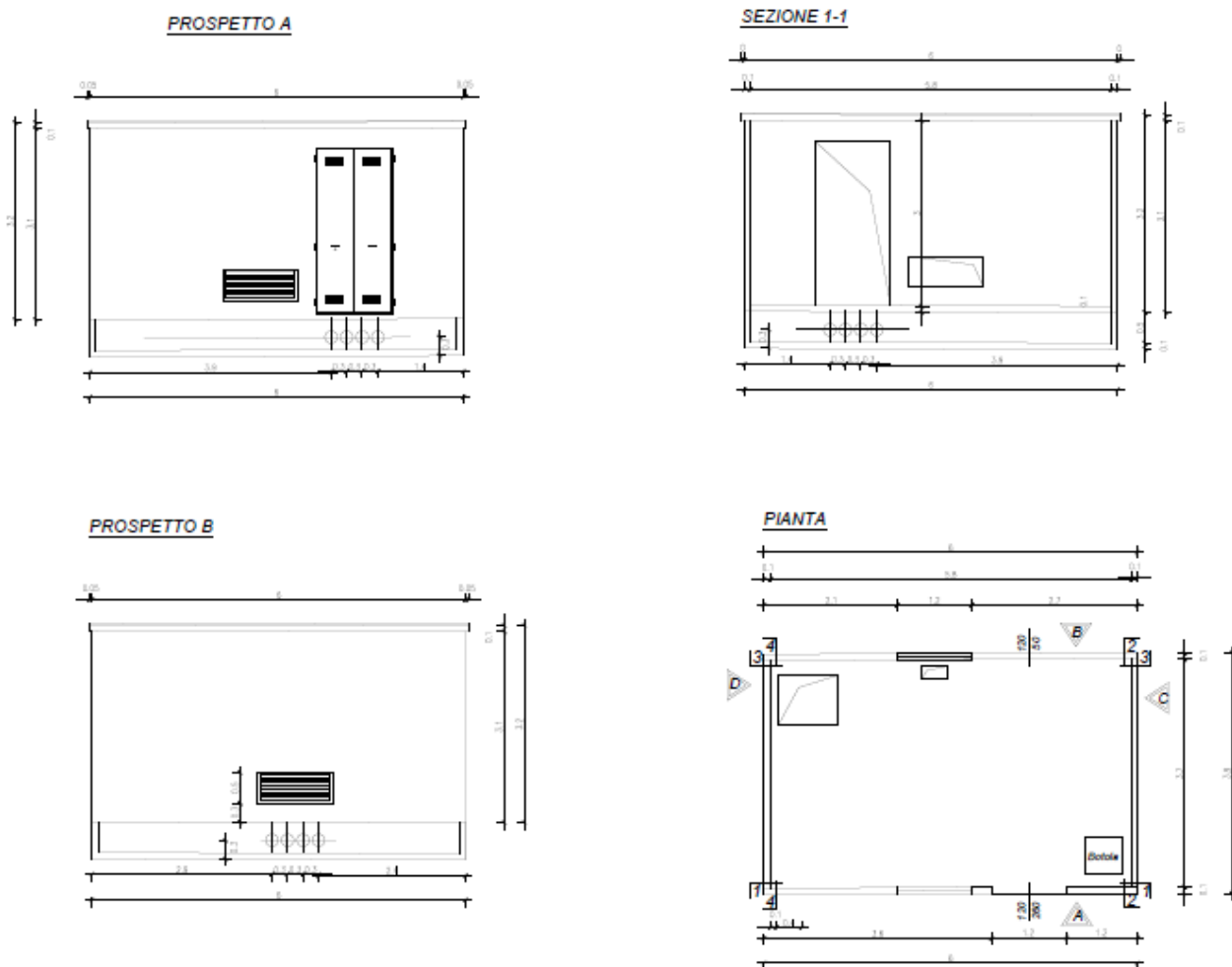


Figura 19: prospetti, sezione e pianta delle cabine di sottocampo.

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 98 inverter caratterizzati da una potenza nominale in AC pari a 200 kW.

1.3.8 Cavi elettrici e cavidotti

Il parco fotovoltaico di cui trattasi è strutturato come lotto di 4 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.

Il cavo ARE4H5EX tripolare elicordato da cui sono costituite le due linee dell'elettrodotta di rete avrà sezione pari a 3x240 mmq per ciascuna linea dalla cabina di raccolta fino alla stazione Terna. Il tratto dalle cabine di campo alla stazione di raccolta sarà invece costituito da 4 linee con sezione pari a 3x150 mmq. Da ognuna delle stazioni di campo partono infine 3 linee dirette alle stazioni di sottocampo che avranno sezione pari a 3x50 mmq.

Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di alta, 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.).

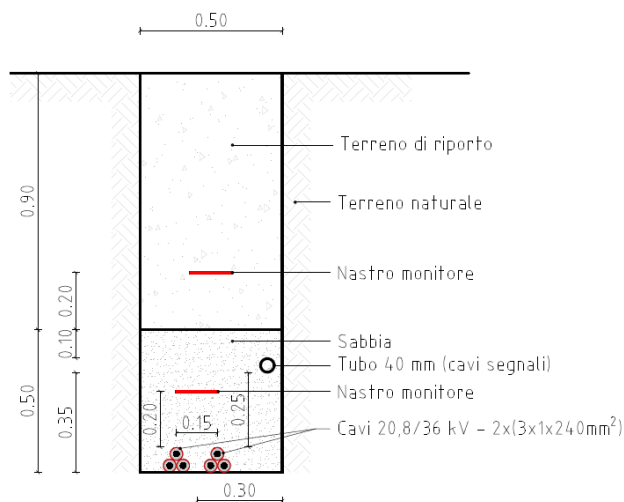
Per la realizzazione dei cavidotti sono da impiegare tubi in materiale plastico (corrugati) conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- pieghevoli corrugati in PE (in rotoli)

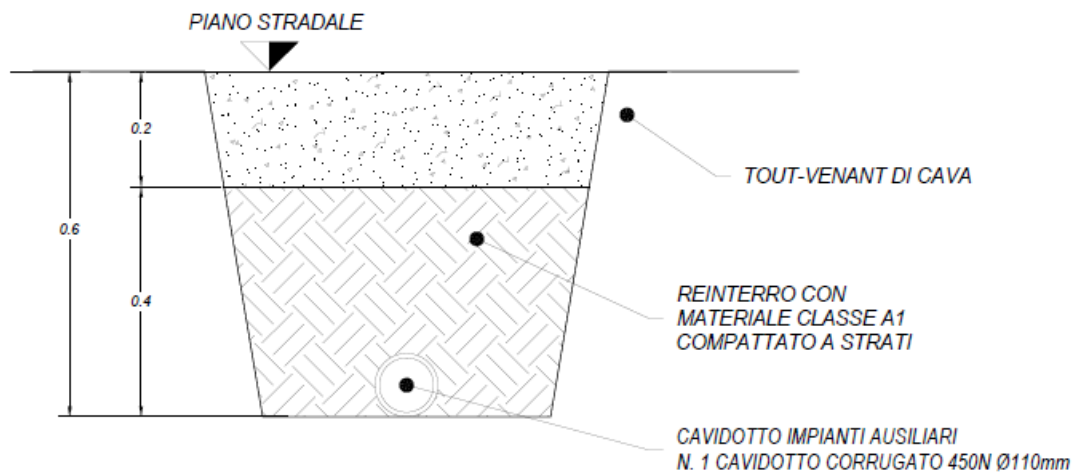
La linea di collegamento alla nuova SE di TERNA, non ancora realizzata, prevede l'attraversamento di tre corsi d'acqua (Riu San Nicola, Canale De Chirigu Cossu e Fiume Santo) e delle strade provinciali n. 34 e n. 93. In questi casi gli attraversamenti vengono realizzati ricorrendo alla Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.) 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. I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312. 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.

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



SEZIONE CAVIDOTTI IMPIANTI AUSILIARI



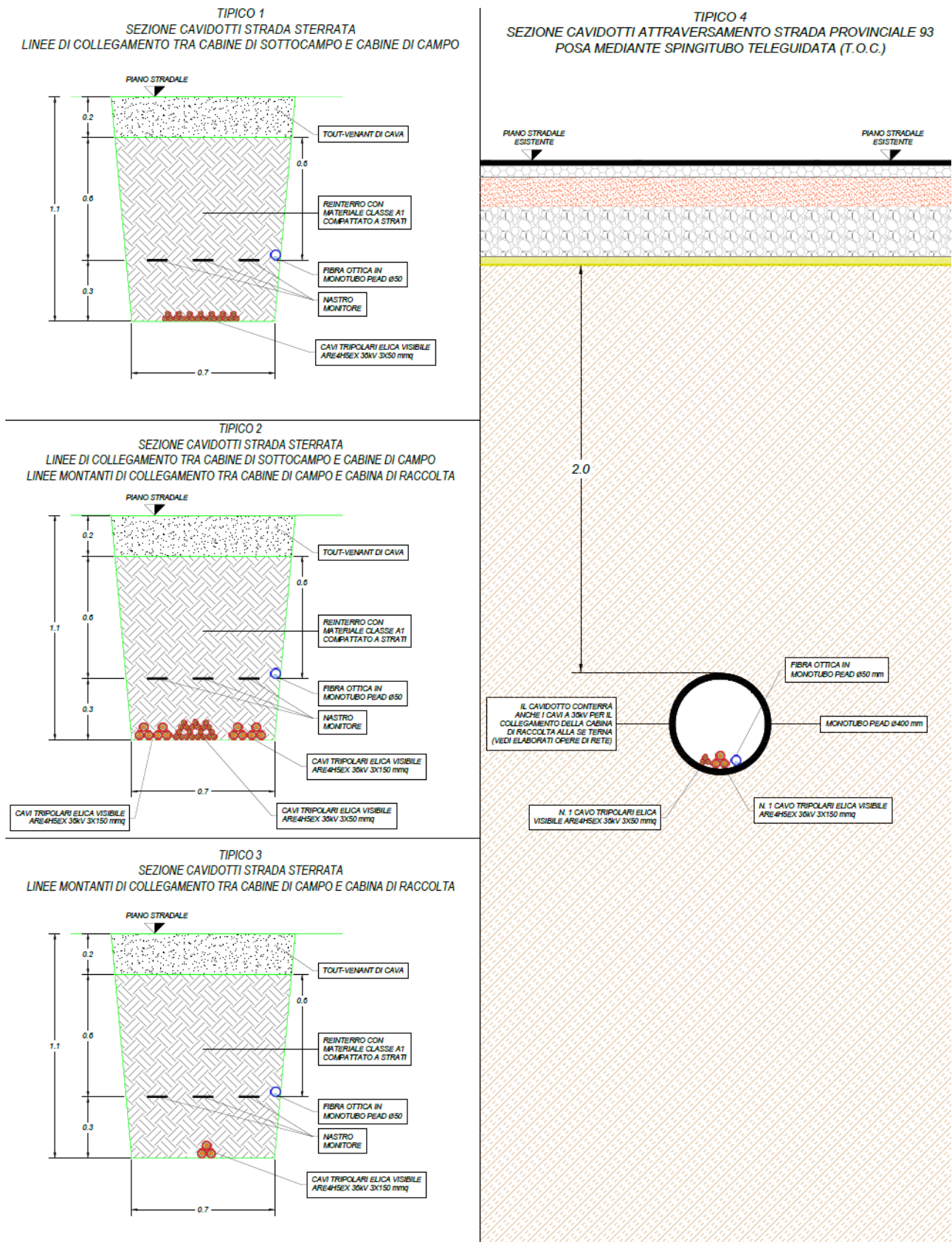


Figura 20: sezioni tipo dei cavidotti interrati.

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. Per l'accesso all'impianto saranno previsti, per ogni distinta area, due cancelli 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 le fasce di rispetto e di confine delle aree interessate dal progetto sarà impiantata una fascia alto-arbustiva e arborescente plurispecifica, ove non presente in ante-operam, a base di specie autoctone, sempreverdi, in parte baccifere, coerenti con il contesto bioclimatico, geopedologico e vegetazionale dell'area (specie già presenti nel sito allo stato spontaneo). In particolare, verranno utilizzate le specie alto-arbustive ed arborescenti *Olea europaea* var. *sylvestris*, *Rhamnus alaternus*, *Pistacia lentiscus* e, come specie integrativa ed identitaria del luogo, *Chamaerops humilis*, nonché *Rosmarinus officinalis* in qualità di essenza mellifera.

Gli esemplari, messi a dimora in monofila sfalsata con distanza di 2 m sulla fila, verranno reperiti da vivai locali autorizzati e mantenuti per i primi tre anni secondo il piano di manutenzione.

L'azione si prefigge lo scopo di limitare la visibilità dell'impianto, compensare la perdita degli esemplari arbustivi interferenti e favorire la permanenza e la mobilità della fauna selvatica.

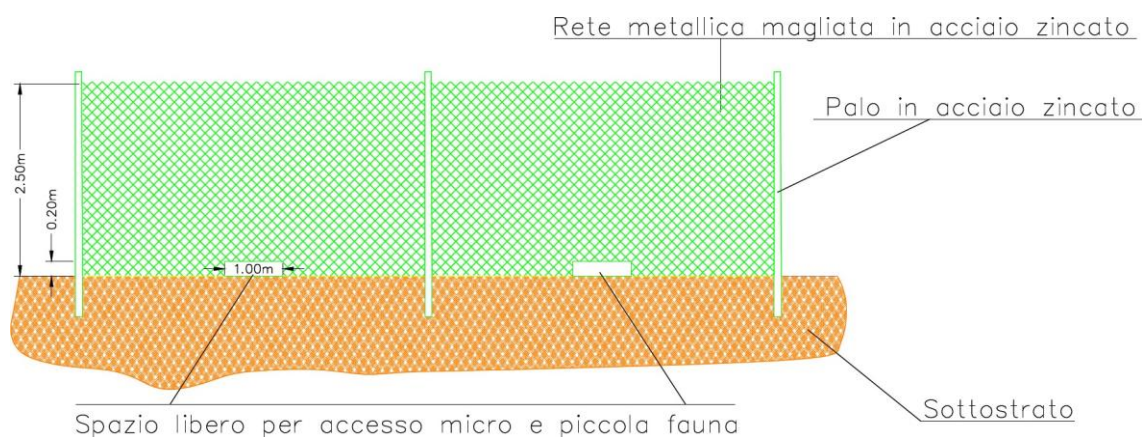


Figura 21: particolare costruttivo della recinzione (le dimensioni delle aperture possono variare leggermente)

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.

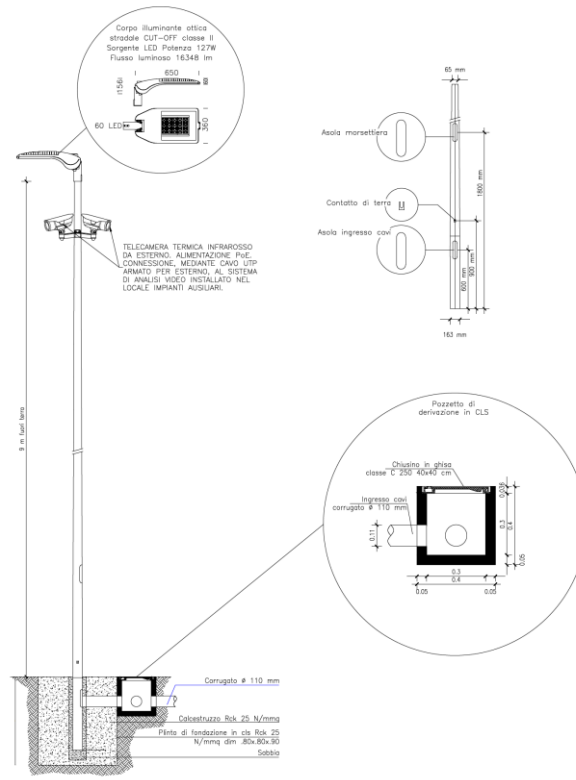


Figura 22: sistema di illuminazione e TVCC

1.3.11 Viabilità

L’impianto si articola su un’unica area di circa 37,15 ha, adiacente alla Strada Provinciale n°34 “Porto Torres la Pelosa”, come evidenziato nella figura riportata di seguito.

Per l’area d’impianto sarà possibile realizzare un unico accesso che si diramerà dalla Strada Provinciale n°34, indicato in figura con la freccia rossa.

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 della viabilità esistente e, se necessario, locale bonifica con pietrisco.

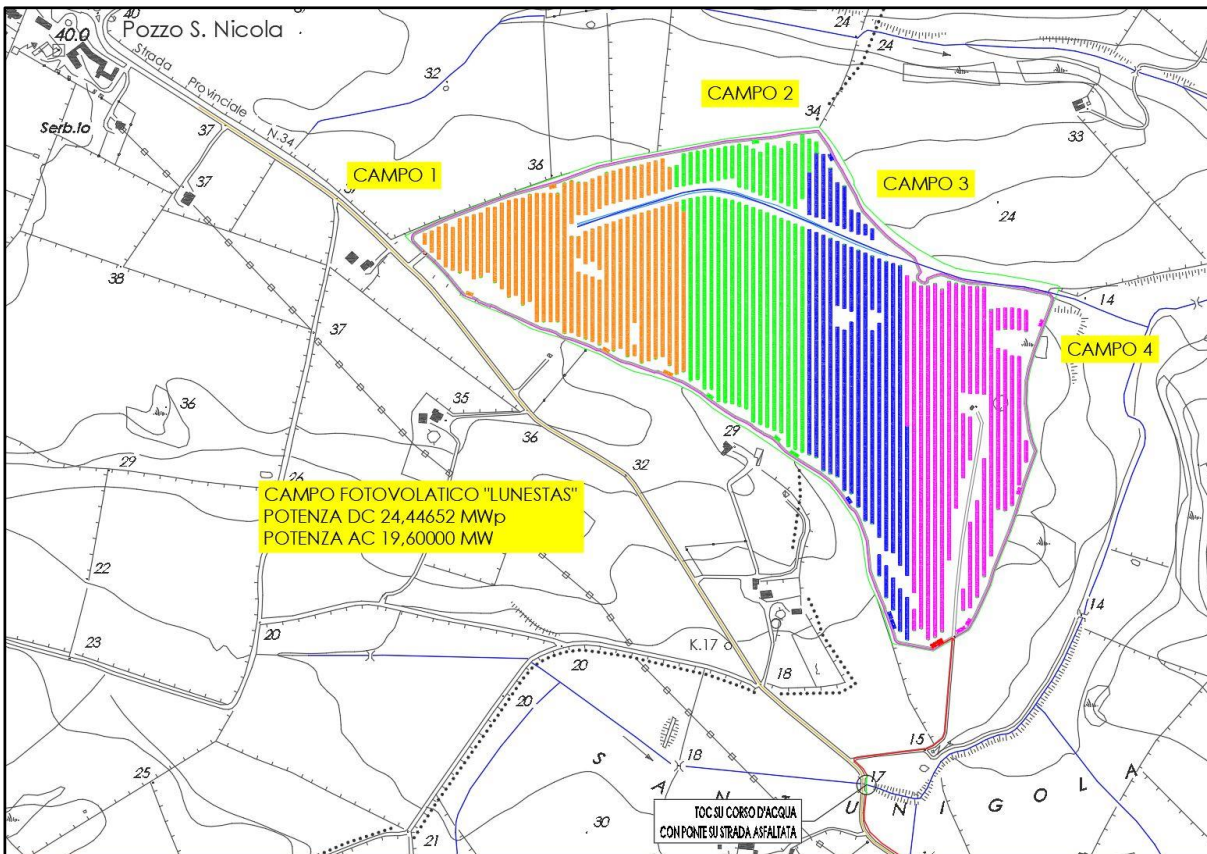


Figura 23: Area d’impianto con individuazione accessi

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 m², trascurabile rispetto all’intera superficie occupata di circa 37,15 ha (rapporto pari a 0,0046).

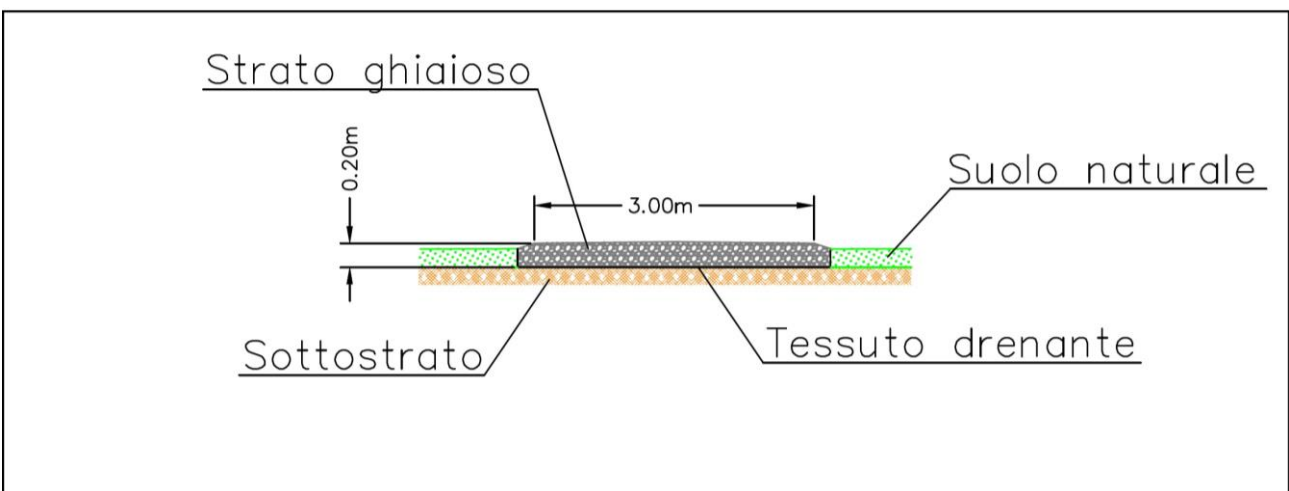


Figura 24: particolare costruttivo viabilità.

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 fotovoltaico, 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, principalmente agricola, saranno conservati i manufatti prefabbricati e la recinzione per un futuro riutilizzo dell'area stessa.

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.

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 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 129 giorni naturali e consecutivi, di cui 91 lavorativi, secondo il seguente schema:

ID Fase	Nome Fase	Durata Fase
1	Avvio cantiere	9 gg
2	Rimozione quadri elettrici e trasformatori	10 gg
3	Rimozione inverter	12 gg
4	Rimozione cavidotti e cavi	54 gg
5	Rimozione pannelli fotovoltaici	50 gg
6	Rimozione struttura di supporto (Tracker)	21 gg
7	Ripristino del suolo ante operam ed assistenza opere civili	17 gg
8	Termine cantiere	8 gg

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 Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2018 (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 76.3% del totale; segue la produzione attraverso impianti eolici (12.7% della produzione totale), la produzione da impianti fotovoltaici (6.9%) e infine la produzione da impianti idroelettrici (4.1%).

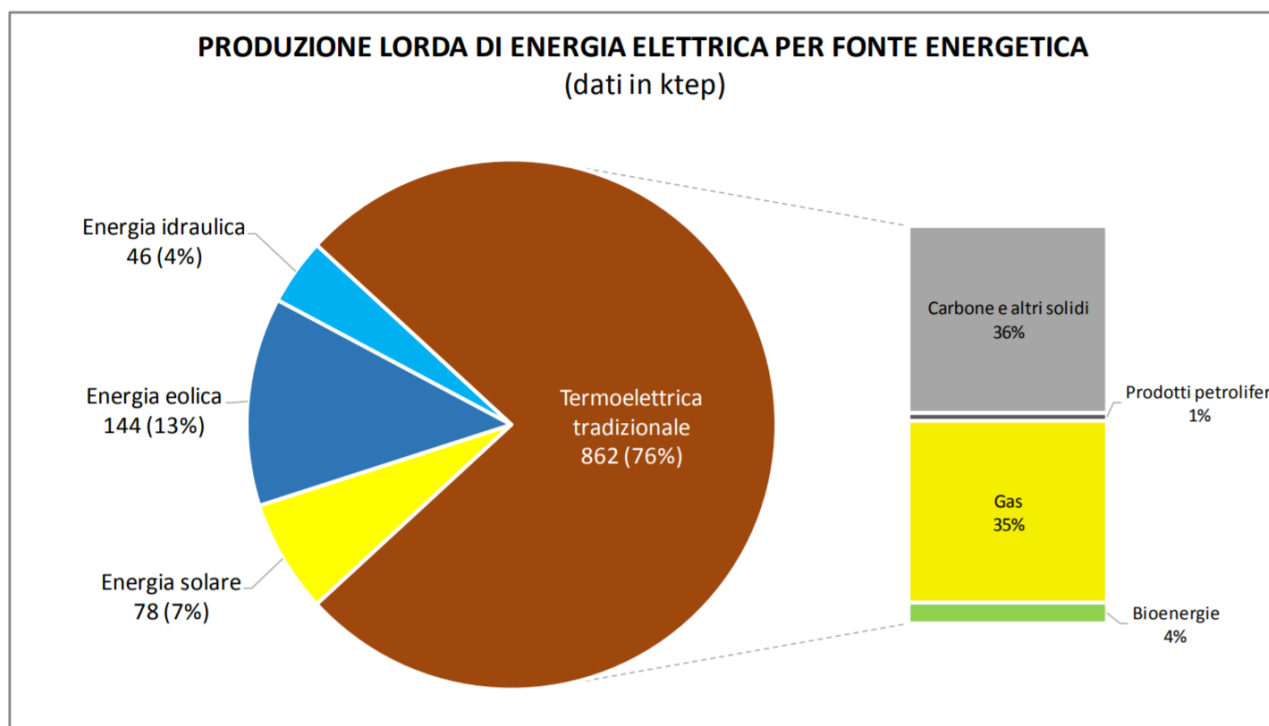


Figura 25: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018. Fonte: Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS, 2019.

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

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.

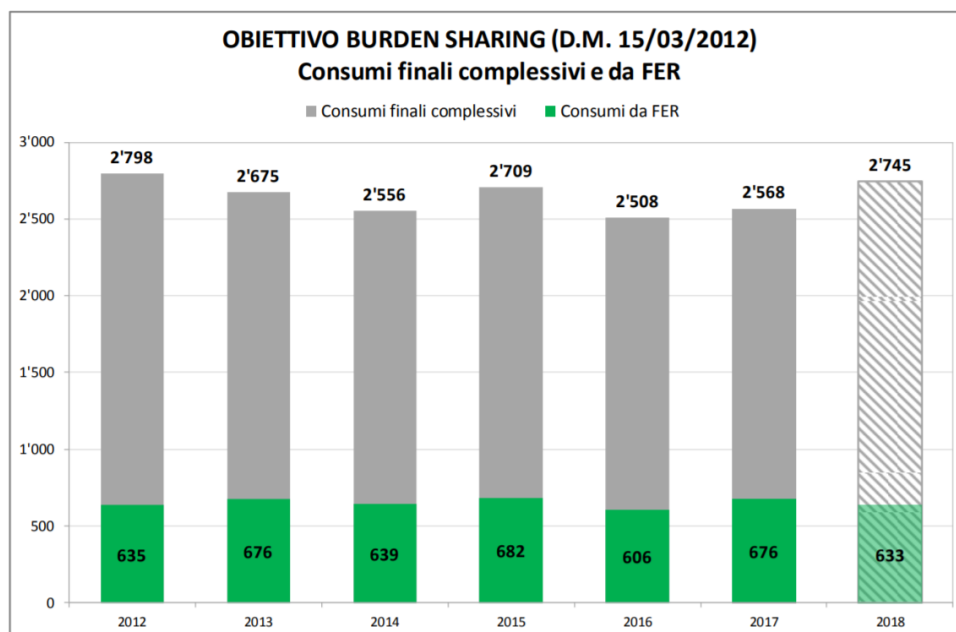


Figura 26: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna (espressa in termini percentuali). Fonte: dati GSE del 2012 al 2017 e dati BER per anno 2018.

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. L'Italia è tra i firmatari del Protocollo di Kyoto ed è impegnata a ridurre tali emissioni, complessivamente di circa 4 – 5 milioni di tonnellate all'anno, con interventi volti ad aumentare il rendimento medio del parco esistente e ovviamente a favorire l'aumento dell'incidenza della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (soprattutto eolica e fotovoltaica).

La mancata realizzazione dell'intervento in oggetto avrebbe, inoltre, evidenti negative ricadute socioeconomiche.

L'alternativa zero porterebbe, dunque, a proseguire lo sfruttamento agricolo attuale del terreno.

La realizzazione del parco agrovoltaico, 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.

L'analisi condotta sull'area di progetto e riportata nella relazione agronomica specialistica, ha individuato modeste limitazioni d'uso poiché il terreno in esame è generalmente pianeggiante e con moderati fenomeni erosivi: la classe di LCC a cui sono ascritti sono quindi IIIs ed in misura minore II.

Dal punto di vista agronomico il progetto proposto intende implementare una migliore gestione agronomica dei terreni al fine di contribuire nel tempo ad 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.

Il progetto proposto intende migliorare l'intera superficie a prato polifita permanente, costituito da un assortimento di specie foraggere appartenenti alle famiglie delle graminacee e delle leguminose.

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 e mancato utilizzo o sottoutilizzo dei terreni in oggetto;
- mancato incremento della fertilità del suolo attraverso la realizzazione del sistema integrato tra tecnologia e agricoltura;
- mancata presenza di una copertura erbacea permanente sempreverde che ostacoli sia i processi erosivi che il diffondersi degli incendi estivi.

2.2 Alternativa tecnologica

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 il pascolo.

Un impianto fotovoltaico 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;
- impatti negativi dovuti ad un maggiore utilizzo di metallo;
- minori impatti positivi sulla componente atmosfera in quanto la producibilità dell'impianto sarebbe inferiore;
- criticità tecniche dovute a limitazioni di installazione in zone ventose come il territorio sardo.

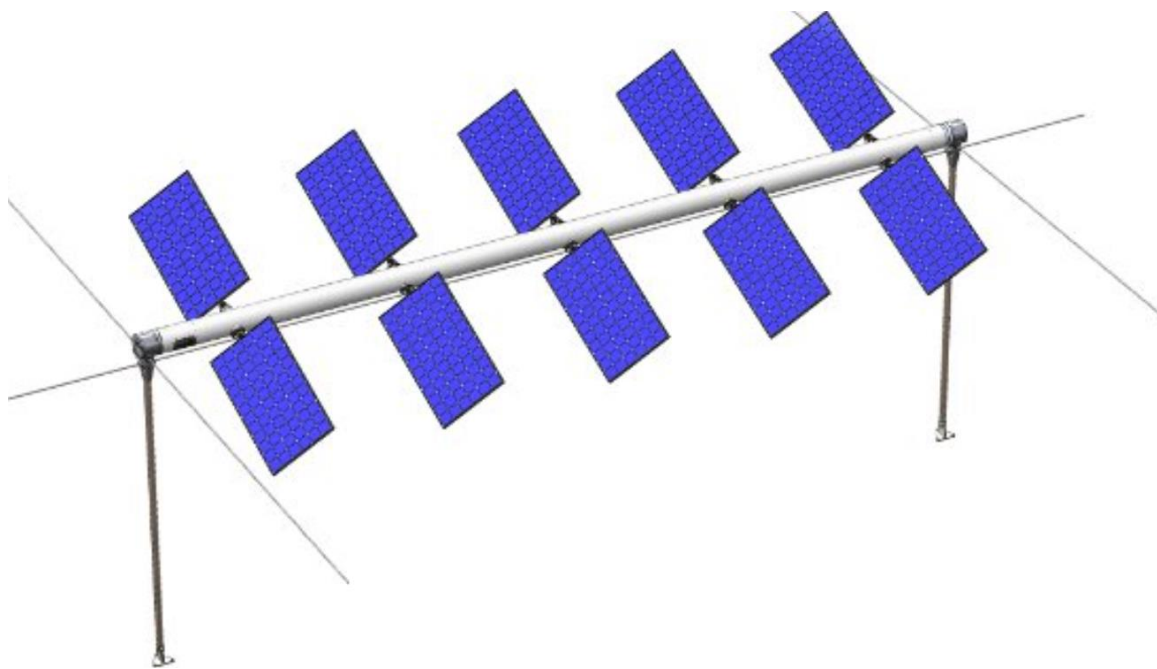


Figura 27: pannelli del tipo tracker 1.0.

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

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

Come evidenziato in Figura 28 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 29). 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.

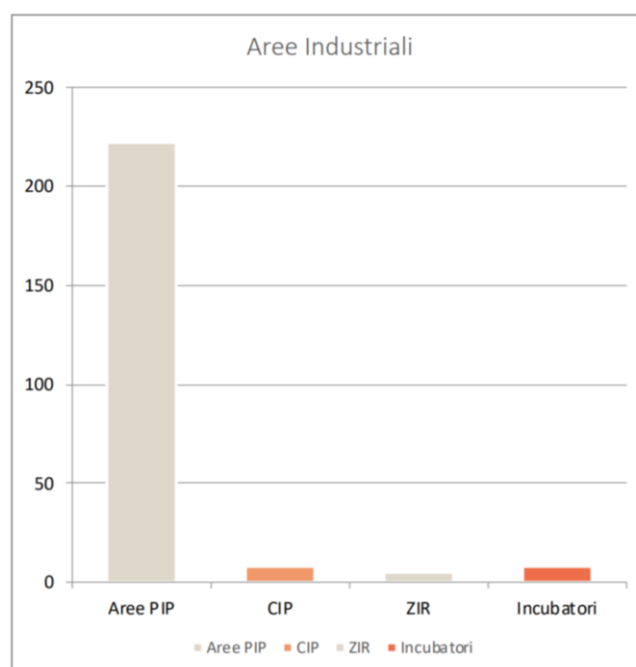


Figura 28: tipologia aree industriali del territorio regionale. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

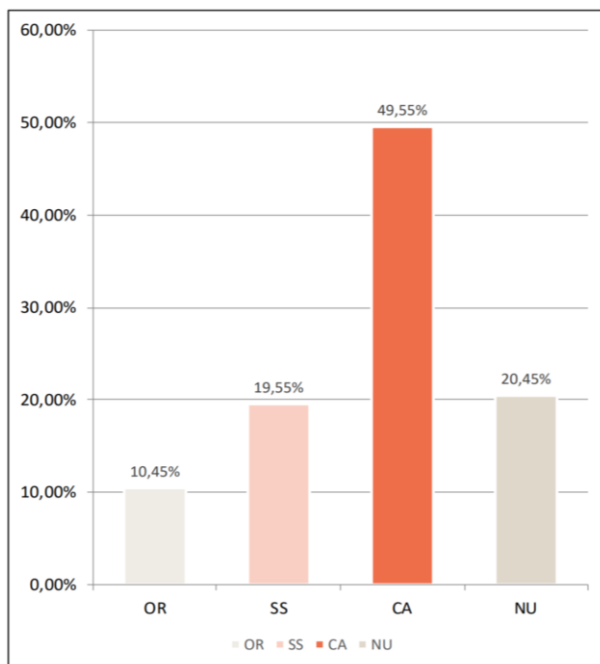


Figura 29: distribuzione per provincia delle aree P.I.P. della Sardegna. Fonte: “Le aree industriali della Sardegna”. Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

Si sono valutate le superfici a destinazione industriale che si sarebbero potute utilizzare per la realizzazione dell’impianto fotovoltaico nei Comuni di Stintino e Sassari. Si riportano i dati riassunti relativi alle aree industriali e i relativi lotti liberi:

Tabella 2: Dati delle aree industriali dei Comuni di Sassari e Stintino. Fonte: <https://www.sardegnaimpresa.eu/siaidevel/area>

	Sassari ZIR	Sassari CIPS	PIP STINTINO
Superficie totale PIP	3'024'331 m ²	1'462'570 m ²	17'394 m ²
Numero totale di lotti	363	75	14
Numero di lotti occupati	363	15	14
Numero di lotti liberi	0	60	0

Le superfici libere appaiono di oltre 130 ha all’interno dell’area Industriale di Truncu Reale nel Comune di Sassari; è inoltre presente nell’area vasta l’area industriale di Porto Torres, dove è particolarmente radicata la funzione produttiva del territorio. Tale area industriale è però densamente popolata da impianti fotovoltaici e potrebbe presentarsi il rischio di un **elevato effetto “concentrazione”** dovuto appunto all’elevato numero di elementi simili presenti in un areale ristretto.

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.

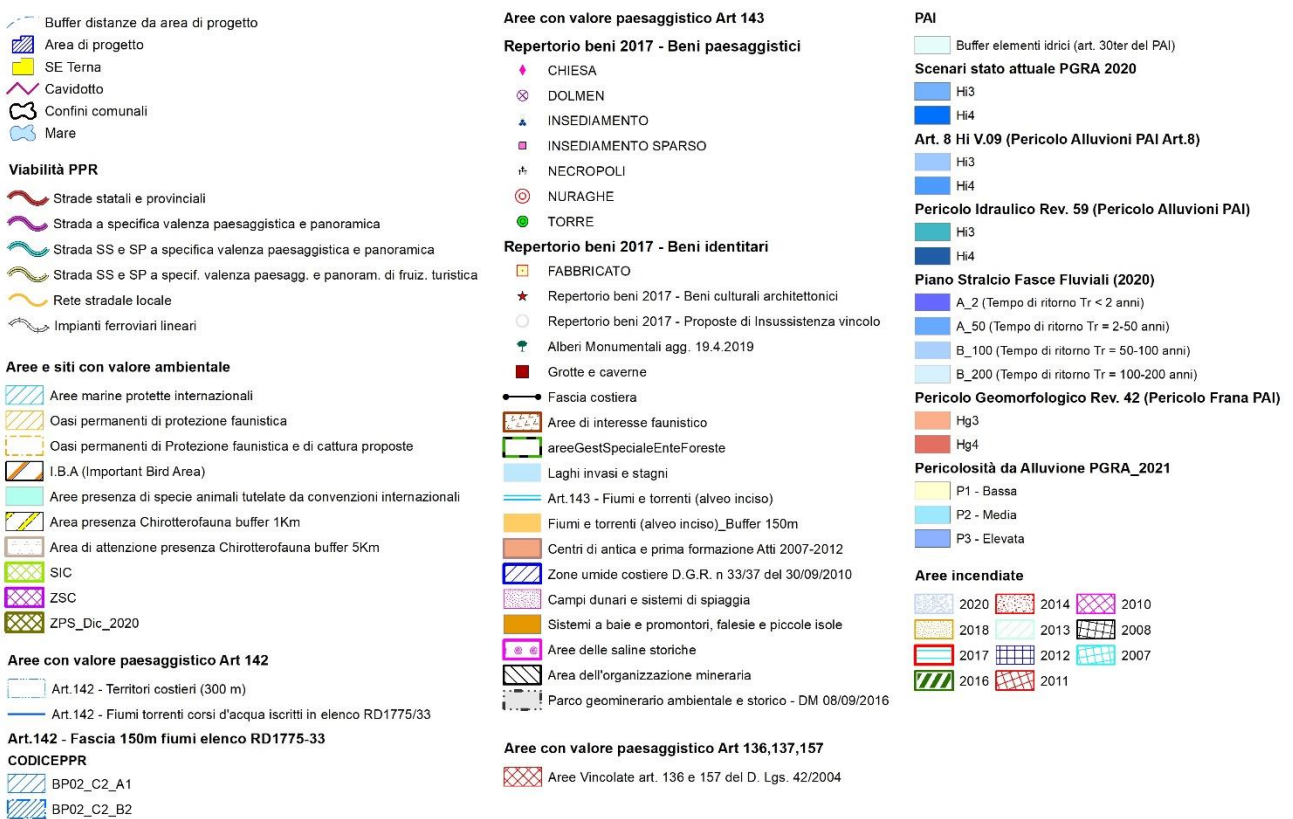
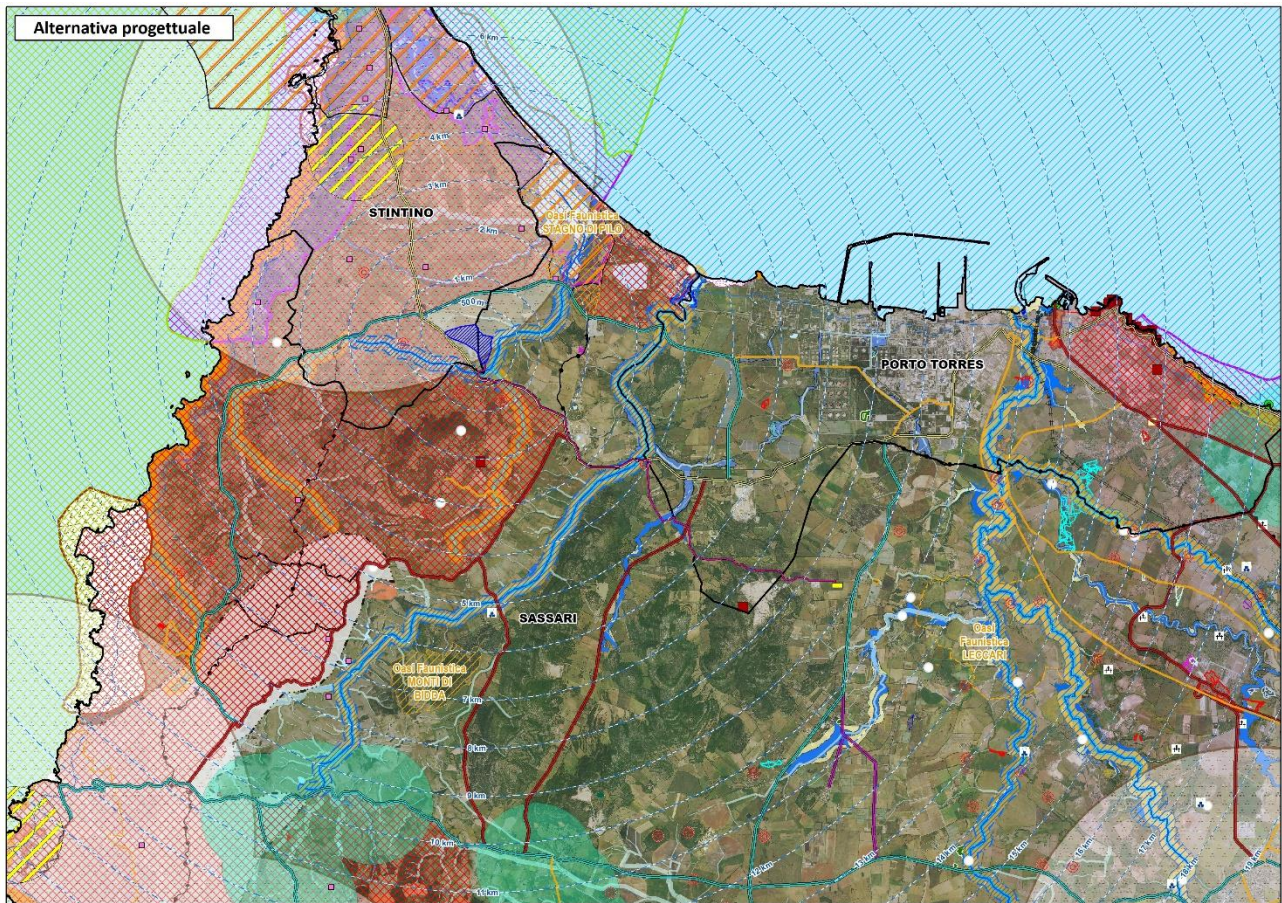


Figura 30: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

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”.

Nello specifico, l'intervento in progetto insiste in un'area agricola, 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. L'area ricade al confine di una *buffer zone* di tutela dei chirofiteri, ma come dimostrano alcuni studi scientifici (Greif & Siemers, 2010; Russo et al., 2012), il comportamento dei chirofiteri non è influenzato dalla presenza dei pannelli fotovoltaici poiché sono in grado di ecolocalizzare e riconoscere la differenza tra una superficie liscia e quella dell'acqua. Anche nei dintorni dell'area selezionata sono presenti aree non vincolate e potenzialmente atte ad ospitare un parco fotovoltaico. Il progetto è però ubicato su un terreno in cui attualmente opera un'azienda agricola già avviata da anni 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; a questo faranno da complemento le migliorie ambientali garantite dall'installazione di un parco agrivoltaico come il minor consumo d'acqua dato dal tipo di irrigazione più efficiente che verrà eseguita sui terreni (sistema “a goccia” contro l'attuale “a pioggia”) e dalla minore evapotraspirazione, la presenza di una copertura erbacea costante e sempreverde che ostacola l'erosione, il ruscellamento, la diffusione di polveri e la propagazione degli incendi. La copertura data dai pannelli costituirebbe inoltre uno schermo per gli eventi atmosferici di forte intensità che costituirebbero un danno per le colture.

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