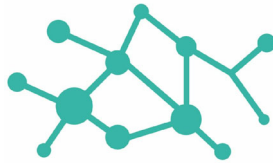




IMPIANTO AGRIVOLTAICO "NURRA 1"

COMUNE DI SASSARI

PROPONENTE



Tito srl

IMPIANTO AGRIVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE NEL COMUNE DI SASSARI

OGGETTO:
Quadro di riferimento progettuale

CODICE ELABORATO

VIA -R01.2

COORDINAMENTO



BIA srl
PIVA 03983480926
cod. destinatario KRRH6B9
+ 39 347 596 5654
energhiabia@gmail.com
energhiabia@pec.it
piazza dell'Annunziata n. 7
09123 Cagliari (CA) | Sardegna

GRUPPO DI LAVORO S.I.A.

Dott.ssa Geol. Cosima Atzori
Dott. Ing. Fabio Massimo Calderaro
Dott. Giulio Casu
Dott. Archeol. Fabrizio Delussu
Dott.ssa Ing. Silvia Exana
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio
Dott. Ing. Bruno Manca
Dott. Nat. Maurizio Medda
Dott. Ing. Michele Figliaru
Dott. Ing. Giuseppe Pili
Dott. Ing. Luca Salvadori
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Dott. Nat. Fabio Schirru
Dott. Agr. Vincenzo Sechi

REDATTORE

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

00	ottobre 2022	Prima emissione
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE

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 fotovoltaico.....	11
1.4 Verifica requisiti Impianto Agrivoltaico	18
1.4.1 A.1 Superficie minima per l'attività agricola	20
1.5 Dismissione dell'impianto	21
2. Analisi delle alternative progettuali	25
2.1 Alternativa zero	25
2.2 Alternativa tecnologica.....	28
2.3 Alternativa di localizzazione	29

1. Quadro di riferimento progettuale

1.1 Descrizione dell'area di progetto

Il presente studio riguarda l'iter autorizzativo 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 "**Nurra 1**", è costituito da strutture ad inseguimento monoassiale (trackers) in grado di generare una potenza complessiva di **67540 kWp** e sarà realizzato su un terreno in **area agricola** (Zone E) di superficie di circa **89,18 ha**, ricadente nel Comune di Sassari, in prossimità dell'incrocio tra la SP 46 e la SP 4, nell'omonima provincia (SS). La zona prevista per la realizzazione dell'impianto è situata vicino all'insediamento sparso dislocato tra la SP 04 e via Li Piani, a ridosso delle pendici ovest del sistema collinare situato al centro della Nurra. A breve distanza, lungo la direzione nord, è indicata la presenza della discarica di Scala Erre e di alcune aree estrattive di seconda categoria (cave), mentre a ridosso della costa è perimetrata la grande area industriale del Consorzio Provinciale di Sassari. 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 – esci 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.

L'area oggetto dell'impianto fotovoltaico è localizzata nella parte nord-ovest della regione Sardegna, nella parte nord-occidentale del territorio comunale di Sassari (SS), in prossimità dei confini comunali di Porto Torres e Stintino. Il progetto è situato nella piana agricola della Nurra (regione storica della Sardegna), a ridosso del sistema collinare esistente, racchiusa tra i centri di Porto Torres, Sassari, Stintino e Alghero, e in parte oggetto di bonifica durante gli anni '30. Il progetto si colloca su parte dei terreni agricoli situati a ridosso del fianco nord-occidentale del sistema collinare in prossimità dell'insediamento sparso situato lungo la SP 04 e la via Li Piani, e dell'incrocio tra la SP 46 e la SP 04.

La connessione fiancheggia le pendici nord del sistema collinare tramite la viabilità locale secondaria esistente che dalla cava di M. Alvaro 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 93, sul territorio di Sassari, a ridosso del confine comunale con Porto Torres.



Figura 1: inquadramento generale dell’impianto in proposta (fonte: Google Earth).

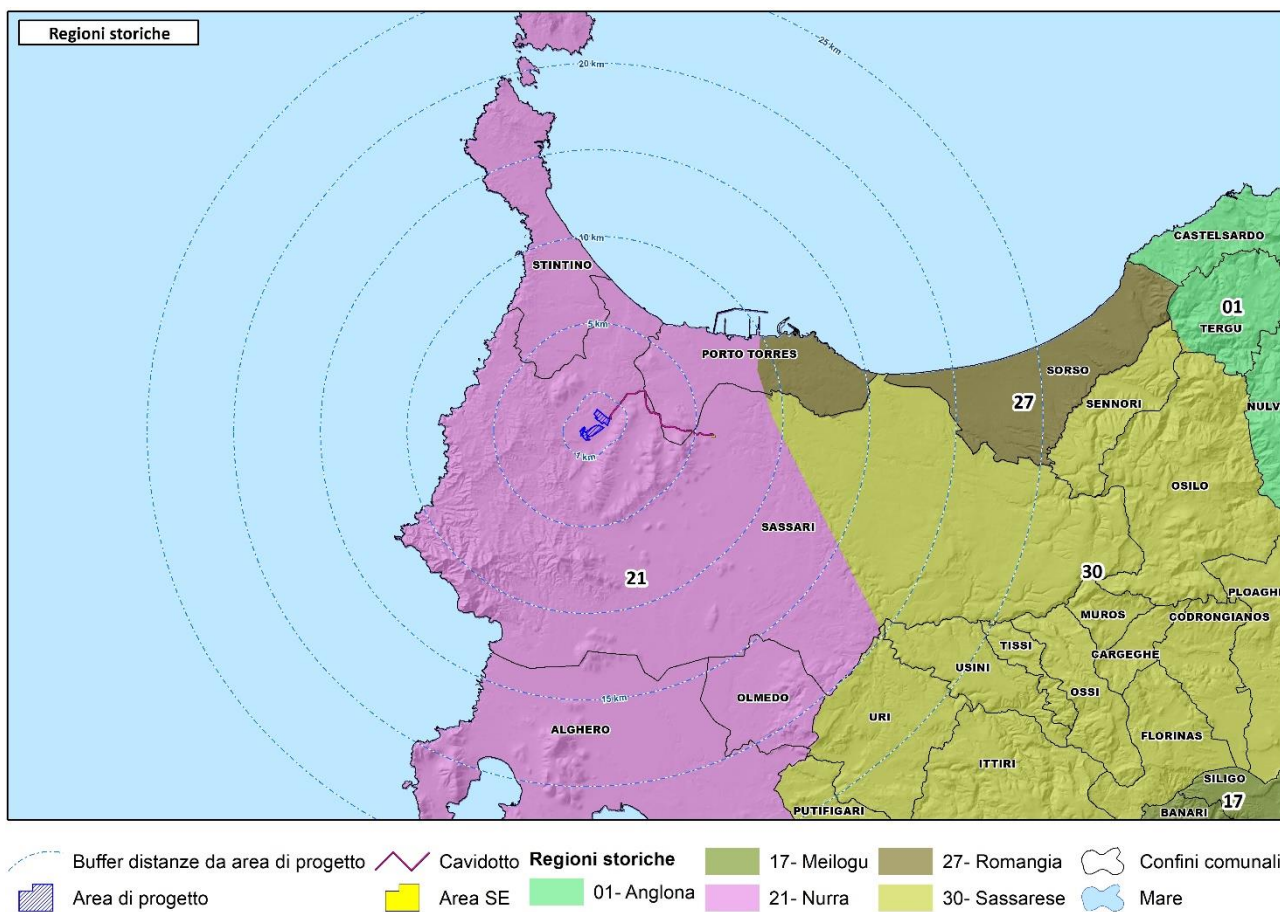


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

Il terreno destinato ad accogliere l’impianto ricade nelle aree agricole classificate dal PUC come zone agricole di importanza primaria in terreni non irrigui (E2.b), disciplinate dagli art. 43-45 delle NTA del Piano. La convivenza tra aree naturalistiche e industriali/produttive è ribadita anche a livello comunale, tramite il Piano Urbanistico, in cui vengono cartografate in prossimità dell’area di progetto sia zone di tutela (zone H), sia aree industriali e dedicate all’infrastruttura del territorio (zone D e G).

Lungo i perimetri ovest dell’impianto corre la SP 04, mentre i campi fotovoltaici a sud sono attraversati dalla SP 46, di collegamento tra la SP 04 e la SP 18. Attraverso quest’ultima è possibile raggiungere il centro urbano di Sassari e ricollegarsi alla SS 131 “Carlo Felice”, principale arteria stradale regionale da cui è possibile raggiungere direttamente i principali centri urbani, trasportistici e industriali dislocati sul territorio regionale.

Il centro urbano più vicino è Porto Torres con il relativo porto industriale, mentre l’aeroporto più vicino risulta essere quello di Alghero.

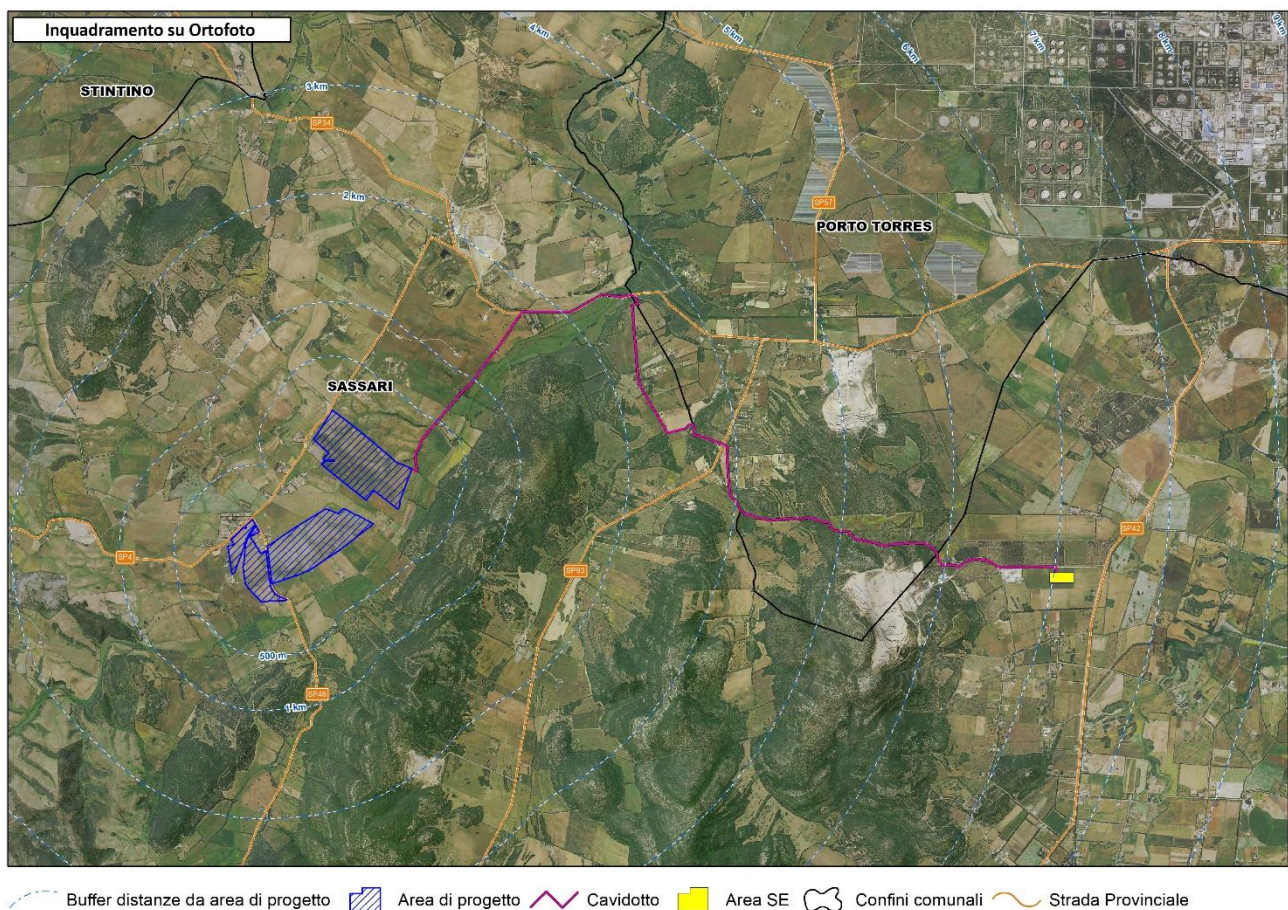


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

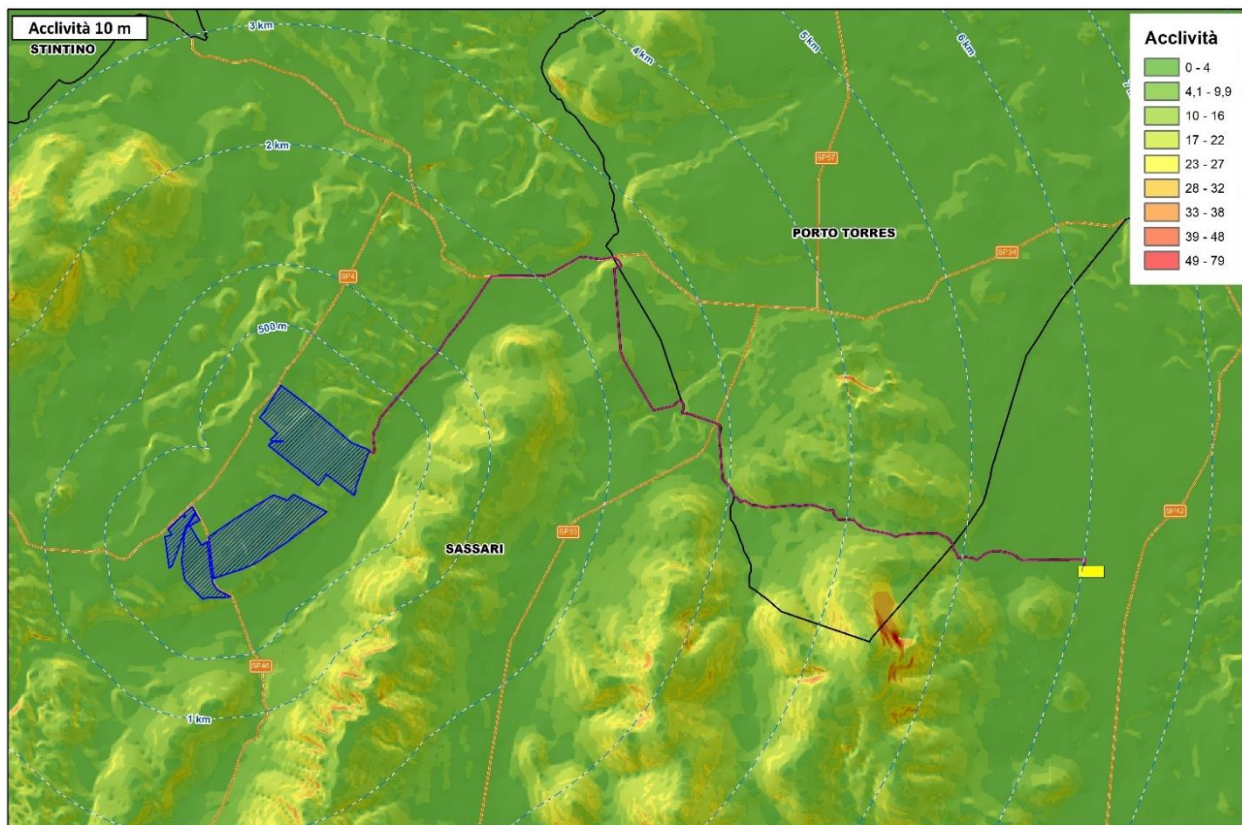


Figura 4: carta delle acclività.

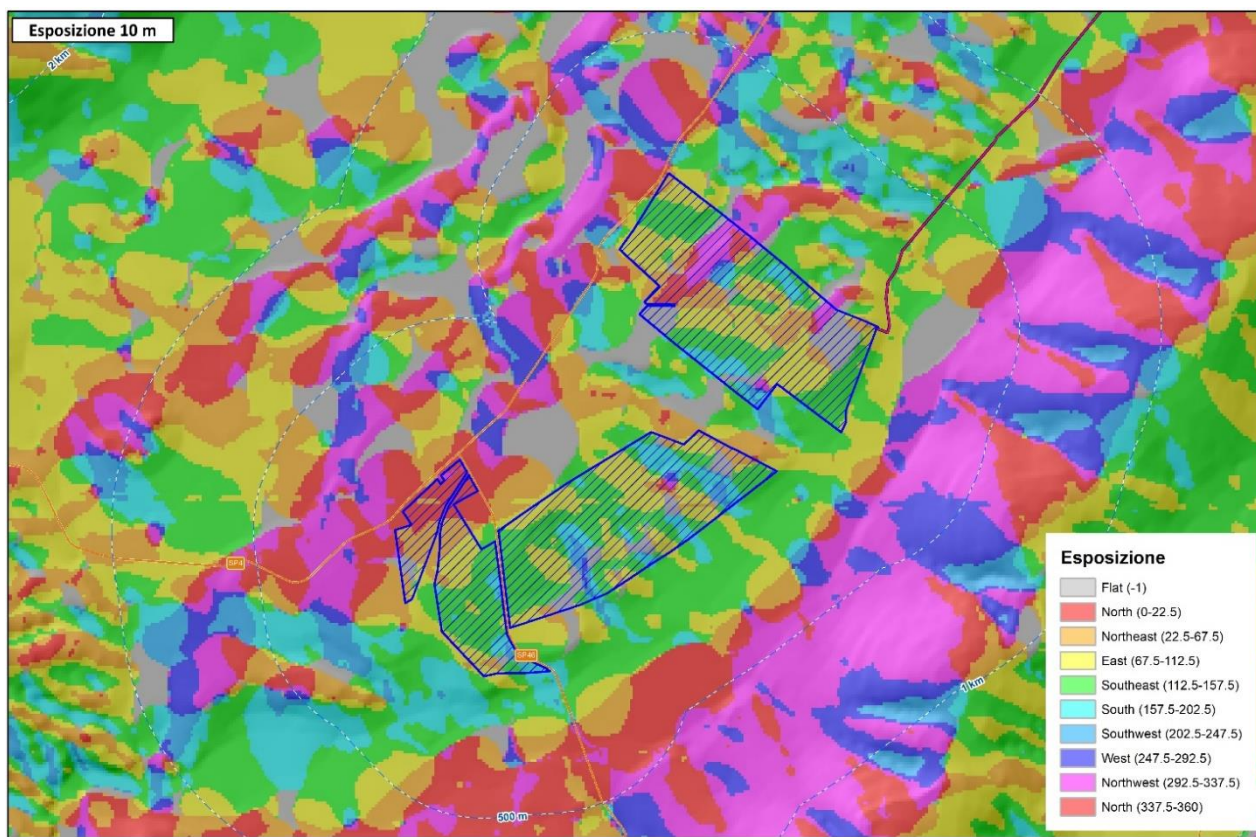
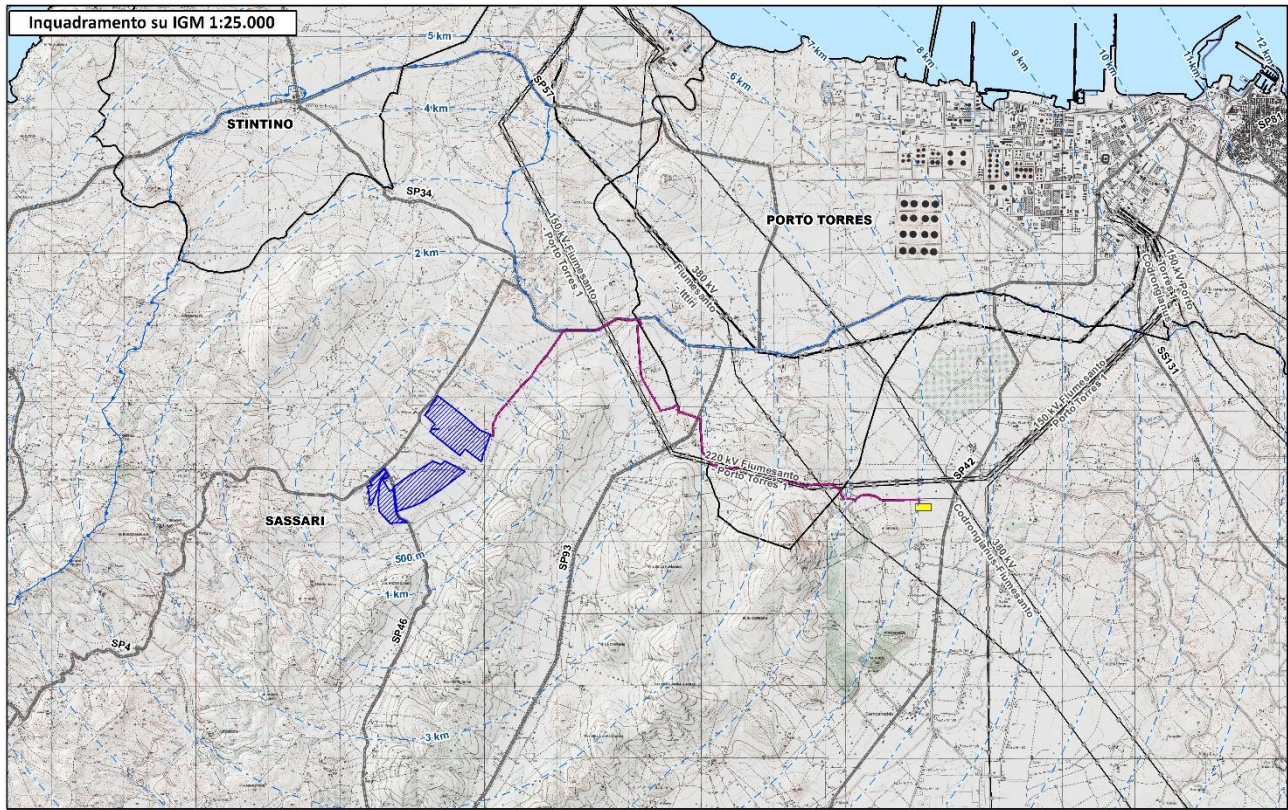


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.



- Buffer distanze da area di progetto
- Area di progetto
- Cavidotto
- Area SE
- Confini comunali
- Fascia Costiera
- Linea elettrica
- Strade SS e SP
- Mare

Figura 6: inquadramento su IGM 1:25.000.

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

-Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - fogli n.458 040, 440 160;

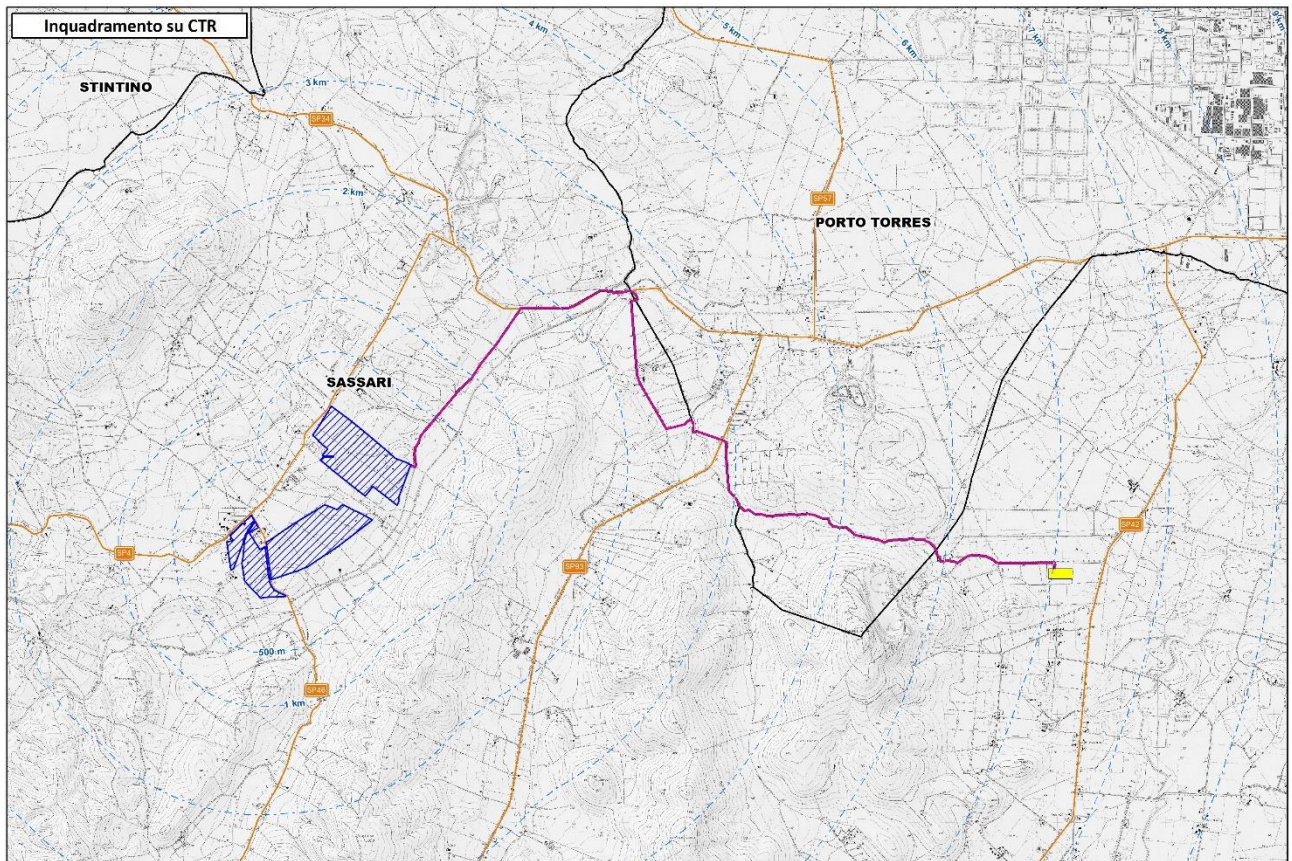


Figura 7: inquadramento dell'area su carta CTR, scala 1:10.000.

1.2 Report fotografico stato dei luoghi



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



Figura 9: panoramica (210120_SAS_P050_M).



Figura 10: panoramica (220730_SAS_P070_M).



Figura 11: panoramica (220730_SAS_P072_M).



Figura 12: panoramica (220730_SAS_P081_M).



Figura 13: panoramica (220820_SAS_P169_M).



Figura 14: panoramica (210120_SAS_P048_M).

1.3 Descrizione dell’impianto fotovoltaico

La centrale agrivoltaica per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominata “Nurra 1” avrà una potenza di picco di **67'540,2 kWp** pari alla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati, e una potenza nominale di **55'000 kW**, pari alla somma delle potenze in uscita (lato AC) dei **275** inverter fotovoltaici da **200 kW** presenti in impianto.

I moduli fotovoltaici saranno installati a terra mediante tracker monoassiali.

Il layout è stato progettato rispettando le trame particellari dei reticoli idrologici e stradali.

L’impianto è suddiviso in 5 campi corrispondenti a 5 linee MT a 36 kV ARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato che collegano l’impianto alla nuova SE Terna. Ciascun campo è ulteriormente diviso in sottocampi.

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 36 kV/800V da 2000 kVA e un quadro BT. Dal quadro BT sono alimentati gli inverter da 200 kWac dislocati in campo. All’interno di ciascun campo le cabine di sottocampo sono collegate a stella alla rispettiva cabina di campo mediante linee **MT a 36 kV ARE4H5EX in cavo tripolare elicordato interrato**. Sono presenti in totale 35 cabine di sottocampo.

I moduli fotovoltaici, ciascuno con potenza nominale di picco pari a 700 Wp, saranno raggruppati in stringhe da 26 moduli.

I moduli fotovoltaici verranno montati su **strutture di sostegno ad inseguimento automatico su un asse (tracker monoassiali)** e verranno ancorate al terreno mediante profili metallici infissi nel terreno naturale esistente sino ad una determinata profondità, in funzione della tipologia di terreni e dell’azione del vento. Il tipo di fondazione dei tracker, in pali metallici a profilo aperto infisso tramite battitura, non comporta alcun movimento di terra.

Per il calcolo di tale azione l’area interessata dall’impianto ricade nella “zona 5) Sardegna (zona a oriente 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.

Ogni tracker, posizionato secondo la direzione Nord-Sud, ruota intorno al proprio asse indipendentemente dagli altri, guidati dal proprio sistema di guida. La figura seguente, unitamente alle dimensioni principali del tracker, mostra le posizioni estreme: la posizione assunta all’alba, al mezzogiorno solare e al tramonto e gli intervalli di rotazione.

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

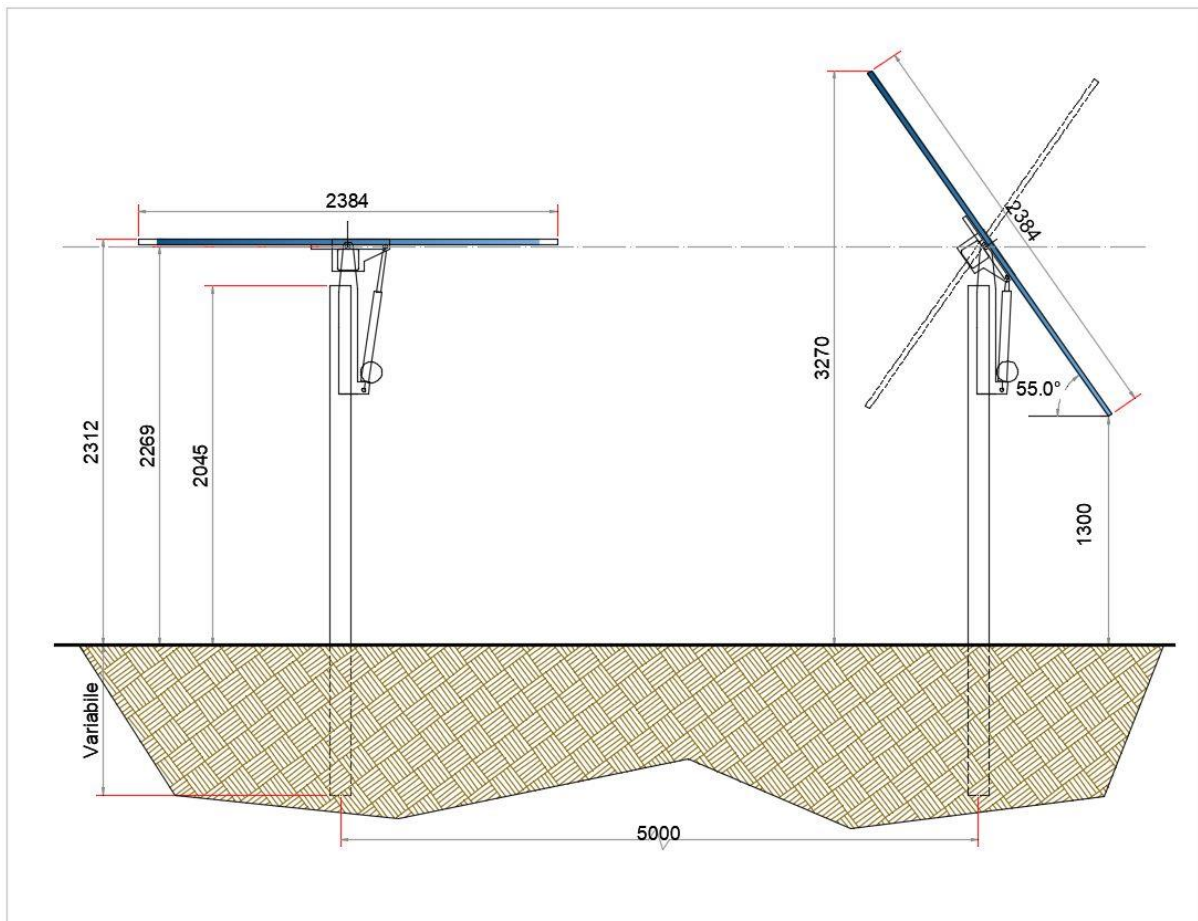
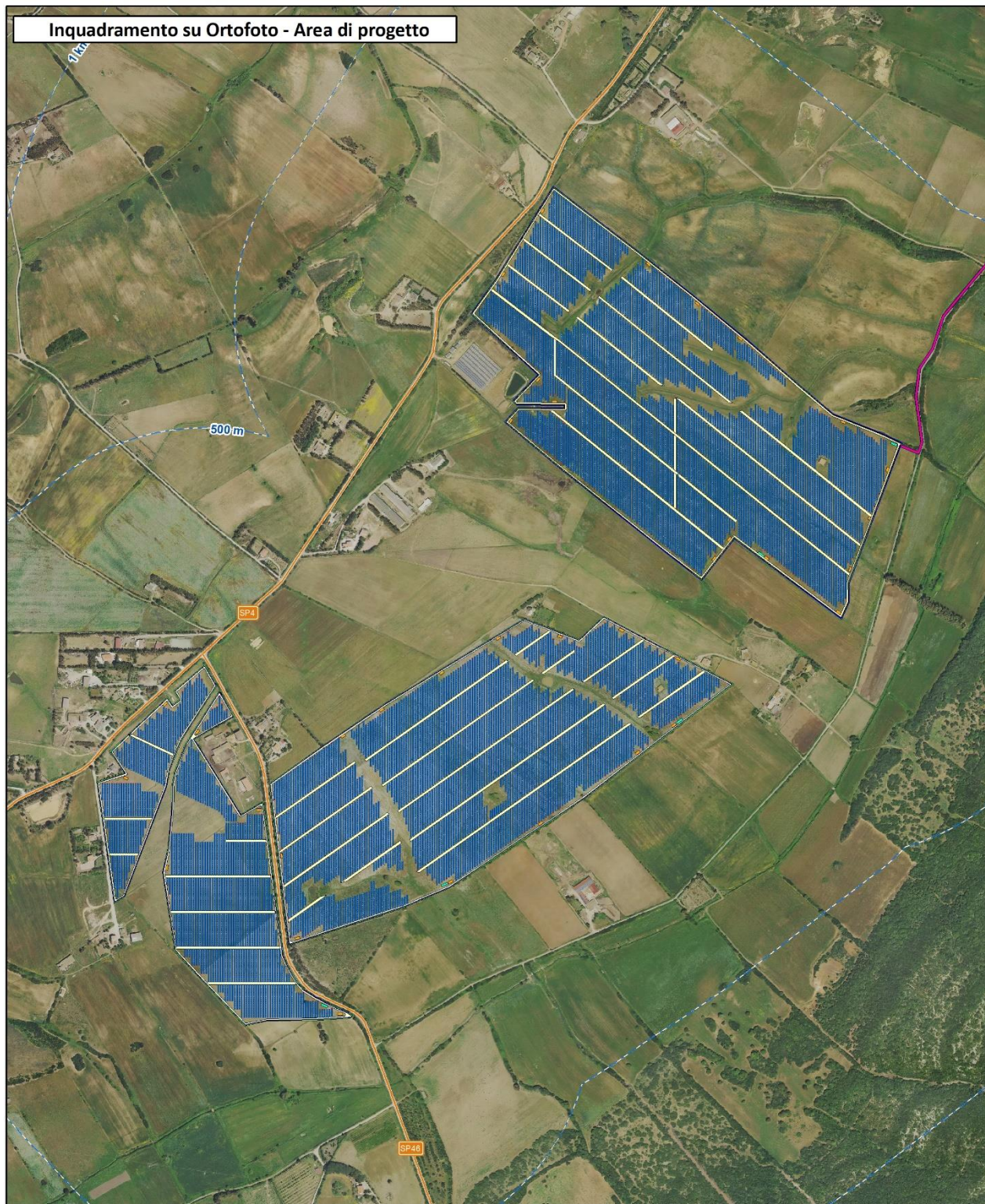


Figura 15: Tracker - Inseguitore mono-assiale - intervalli di rotazione.



Figura 16: struttura tipo di sostegno dei trackers.

I pannelli fotovoltaici utilizzati, della potenza di 700 W, hanno dimensioni in pianta di 2384 x 1303 mm. La scelta effettuata sulla scorta delle linee guida sull'agrivoltaico, relativamente all'altezza dei moduli da terra, è stata quella di optare per l'altezza minima da terra di 1,30 m, come riportato nello schema che segue.



- | | | | | | |
|--|-------------------------------------|--|----------------------|--|--------------------|
| | Buffer distanze da area di progetto | | Pannelli FV | | Cavidotto |
| | Ingressi | | Viabilità interna | | Inverter |
| | Fascia di mitigazione | | Cabine di campo | | Strada Provinciale |
| | Recinzione | | Cabine di sottocampo | | |

Figura 17: inquadramento su ortofoto dell'impianto agrivoltaico.

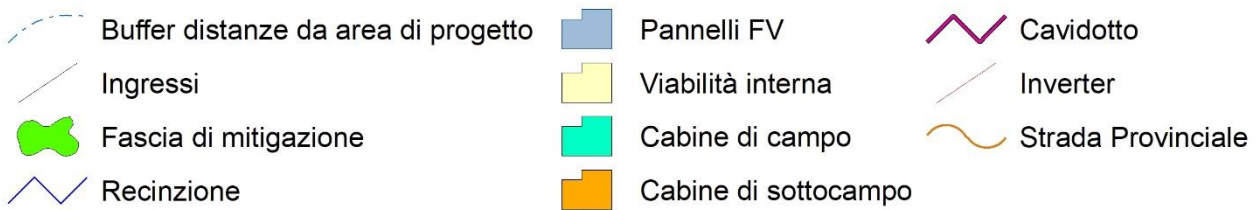
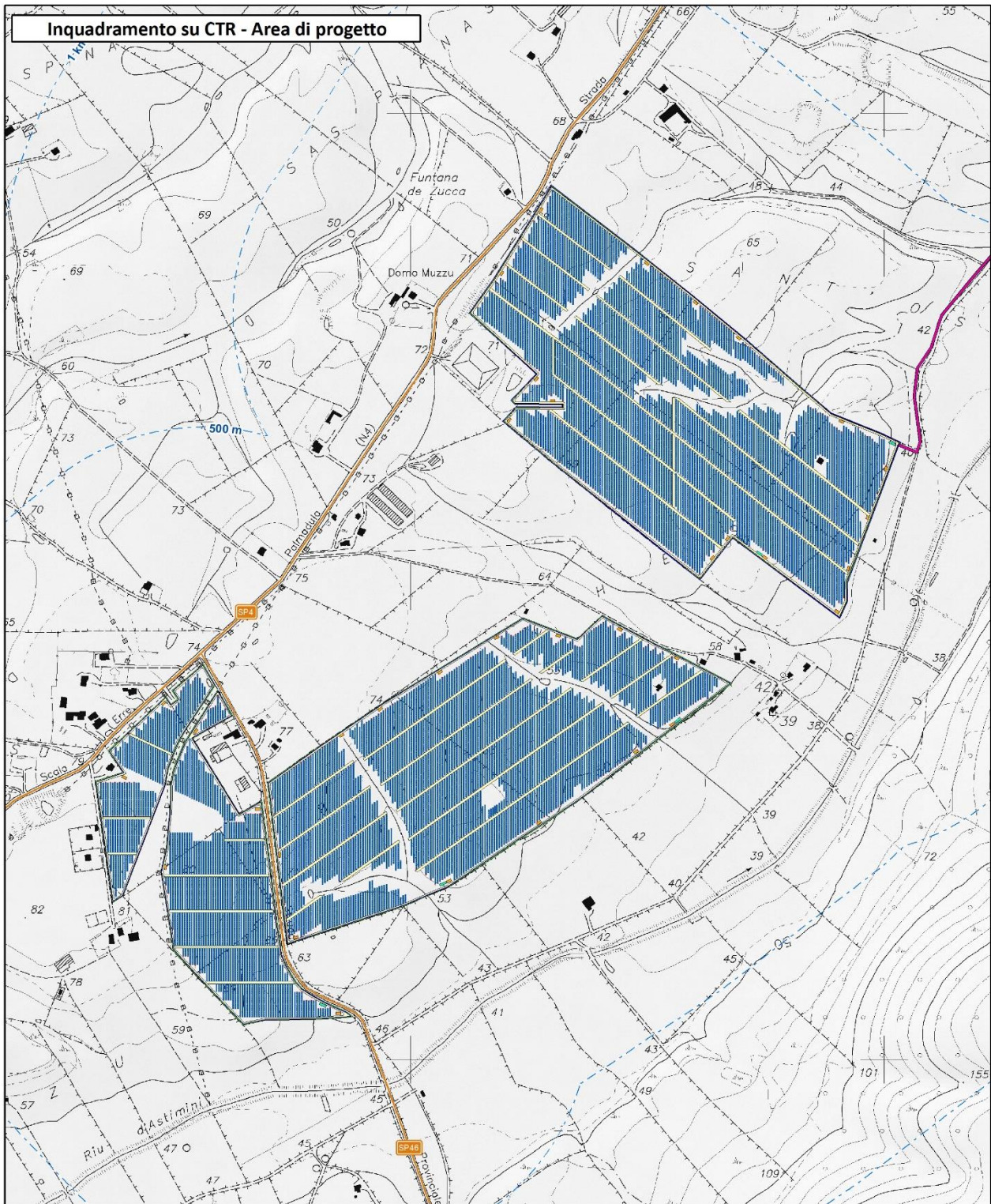


Figura 18: inquadramento su CTR dell'impianto agrovoltaico.

L'impianto si articola su tre diverse aree, due contigue ed una leggermente più distante, come evidenziato nella fig. 2 riportata di seguito.

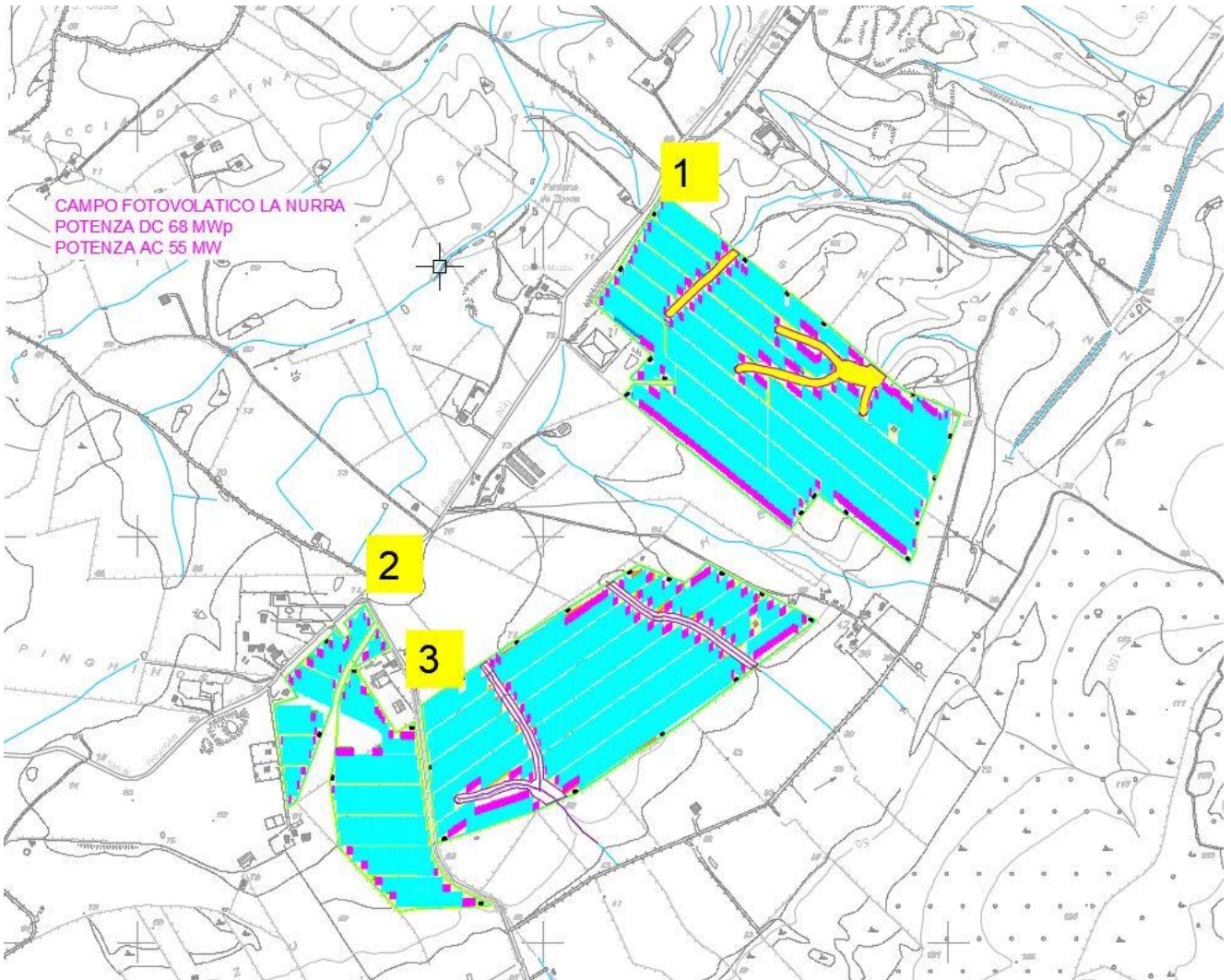


Figura 19: Area d'impianto con individuazione accessi.

Gli accessi principali alle varie aree dell'impianto sono evidenziati con in numeri 1, 2 e 3, più precisamente saranno da strada provinciale n.4 Scala Erre Palmadula il n.1 e 2, da strada provinciale n.46 il n.3.

All'interno del campo fotovoltaico, 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 inferiore a 2000 m², trascurabile rispetto all'intera superficie occupata di circa 89,18 ha (rapporto pari a 0,0023).

Elettrodotto 36 kV

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla nuova SE Terna, saranno cavi multipolari con conduttori in alluminio riuniti in elica visibile sia per i collegamenti interni ai campi fotovoltaici sia per i collegamenti dall'impianto verso la SE Terna.

Per l'attraversamento dei fiumi è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.).

Nel caso in questione si dovrà attraversare il Fiume Santo. È prevista l'utilizzazione della T.O.C. per posare un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà in sub-alveo il fiume stesso. Il cavidotto conterrà tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica e il conduttore di terra. I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312.

Trasformatori MT/BT

Trasformatori 2000 kVA

È prevista la fornitura in opera di n. **35 trasformatori MT/BT** da 2000 kVA per l'alimentazione dei sottocampi fotovoltaici.

Trasformatori da 100 kVA

È prevista la fornitura in opera di n. 3 trasformatori MT/BT per l'alimentazione degli impianti ausiliari (uno per ogni cabina di campo).

Recinzione

A delimitazione dell'impianto, lungo il perimetro, sarà posta una recinzione modulare in pannelli metallici realizzata con filo zincato elettrosaldato e poi plastificato in poliestere; colore verde RAL 6005. Diametro esterno del filo Ø 5,00 mm (con tolleranza ± 0,5 mm) e maglia 50x50 mm con nervature orizzontali di rinforzo.

Per l'accesso all'impianto sarà previsto, per ogni distinta area, un cancello costituito da profili in acciaio zincato a caldo con luce di apertura pari ad almeno 6 metri sorretto da due pilastri in cemento armato. I cancelli potranno 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 tampone costituita da essenze arbustive ed arboree compatibili con la serie di vegetazione potenziale; la fascia tampone avrà la funzione di mitigazione dell'impatto visivo del parco fotovoltaico e di incremento dei servizi ecosistemici di regolazione e supporto forniti dall'area stessa.

Le essenze arboree e arbustive di nuovo impianto saranno garantite secondo un piano di manutenzione della durata di due anni che prevederà interventi di irrigazione di soccorso, sostituzione degli individui

morti o deperenti e potatura di eventuali appendici necrotiche. Il periodo di manutenzione inizierà a decorrere dalla data di emissione del certificato di ultimazione dei lavori.

Gli obiettivi da ottenere dall'intervento di mitigazione saranno:

- assicurare un adeguato effetto barriera, il che presuppone la messa a dimora di una cortina verde perimetrale sufficientemente compatta;
- prevedere la messa a dimora di essenze coerenti con il contesto vegetazionale locale;
- minimizzare le perdite di producibilità della centrale, escludendo o limitando fortemente gli effetti dovuti all'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici ad opera delle piante che non devono per questo superare i 2,8 metri di altezza;
- evitare la spontanea proliferazione delle specie vegetali al di fuori della fascia strettamente prevista per la loro messa a dimora, al fine di scongiurare danni agli elementi dell'impianto ad opera degli apparati radicali o epigei delle piante;
- garantire adeguati spazi di accesso al sito, in accordo con quanto previsto dal progetto;

La scelta delle specie erbacee da impiegare come bordure e fasce di mitigazione degli impatti dell'impianto fotovoltaico in progetto è stata effettuata sulla base dei seguenti criteri:

- studio della flora erbacea locale;
- conservazione, recupero e riqualificazione delle essenze arboree e arbustive presenti nell'area;
- specie erbacee autorisemianti;
- buona resistenza alla siccità;
- equilibrata composizione floristica tra leguminose e graminacee;
- apparato radicale profondo;
- adattamento al tipo di terreno.

Sistema di illuminazione e di videosorveglianza e antintrusione

La realizzazione del sistema di videosorveglianza prevede la posa di telecamere poste sul perimetro dell'impianto. 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

Dovranno inoltre essere utilizzati faretto di adeguata potenza luminosa quando la scena da riprendere non è sufficientemente illuminata.

Lungo il perimetro dell'impianto, utilizzando i pali della videosorveglianza, saranno posti alcuni proiettori da esterno che illuminino il sito. Per limitare e ridurre il più possibile l'inquinamento luminoso e non influenzare la fauna notturna il sistema di illuminazione entrerà in funzione solo in caso di emergenza e di manutenzione straordinaria.

Per l'ancoraggio dei pali di illuminazione si adopereranno, in generale, plinti prebabbricati in c.a.v. a sezione rettangolare con pozzetto per ispezione incorporato. Il plinto sarà armato con rete metallica elettrosaldata.

Cabine elettriche MT

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 elettriche saranno distinte in cabine di campo e cabine di sottocampo.

1.4 Verifica requisiti Impianto Agrivoltaico

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L'obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo.

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "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.

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.

In relazione ai vari requisiti individuati in tale documento, nella presente relazione è stato analizzato esclusivamente il requisito “A”, lasciando alle altre relazioni specialistiche la verifica degli altri requisiti.

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.

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;

1.4.1 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 circo-scrive 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).

Nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia (dal 2010 al 2013) la densità di potenza media delle installazioni a terra risultava pari a circa 0,6 MW/ha, relativa a moduli fotovoltaici aventi densità di circa 8 m²/kW (ad. es. singoli moduli da 210 W per 1,7 m²). Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

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

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

Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 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		67 540,2	kW		
S _{pv}		299 719,48	m²		
Superficie RECINTATA:		891 833	m²		
REQUISITO A		S _{agricola}	S impianto.	S _{tot}	
A1	Superfici	806 873	395 411,80	891 833	m ²
	S _{agricola} ≥ 0,70 S _{tot}	0,7	624 283	m ²	verificato
A2	LAOR max ≤ 40% =	33,61%			verificato

1.5 Dismissione dell’impianto

La vita produttiva dell’impianto agrivoltaico proposto si estende all’incirca per 30 anni. Al termine della sua attività si prevede la dismissione dell’intero impianto incluse le strutture annesse. La fase di smantellamento dell’impianto comporterà il necessario ripristino dell’area con la restituzione alle condizioni ante-operam, così da evitare qualsiasi incidenza sull’ambiente.

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 simbolo

previsto dalla Norma EN 50419 indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE (Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche). Tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma dovranno seguire l'iter dello smaltimento per i RAEE.

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" (legge34/2008) 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.

Relativamente allo smaltimento dei pannelli fotovoltaici 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;

I pannelli fotovoltaici sono identificati con il C.E.R. 20.01.36

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 moduli, i pali utilizzati per l'illuminazione e videosorveglianza e la recinzione metallica saranno rimossi tramite smontaggio meccanico e successivo conferimento ad aziende di recupero metallo.

I materiali, una volta smontati, saranno accatastati, separati per tipologia (acciaio, alluminio e plastica) e successivamente smaltiti nei centri autorizzati.

Per quanto attiene al ripristino del terreno, a parte i plinti dei pali di illuminazione, non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto per l'ancoraggio al suolo delle strutture non si utilizzeranno elementi in calcestruzzo gettati in opera.

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

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

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

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

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

All'interno della centrale 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.

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.

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

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dal fatto se detti materiali potranno essere riutilizzati o portati a smaltimento e/o recupero (vedi pannelli fotovoltaici, strutture metalliche, ecc.). Quindi si procederà prima alla eliminazione di tutte le parti (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.) riutilizzabili, con loro allontanamento e collocamento in magazzino; poi si procederà alla demolizione delle altre parti non riutilizzabili. Questa operazione avverrà tramite operai specializzati, dove preventivamente si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto dalla linea e-distribuzione S.p.A. di riferimento. 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 un periodo di tempo di 247 giorni, come indicato nel cronoprogramma (elaborato PD-R18).

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 20) 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%).

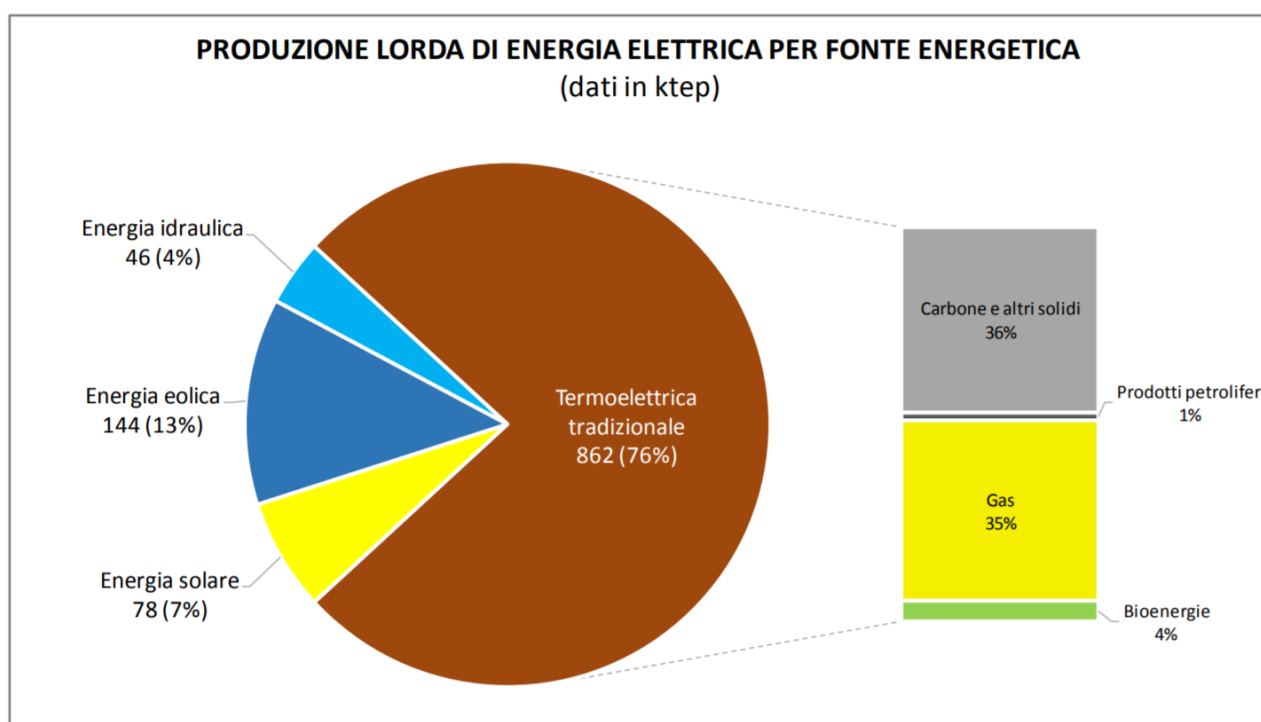


Figura 20: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018. Fonte: Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS, 2019.

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.

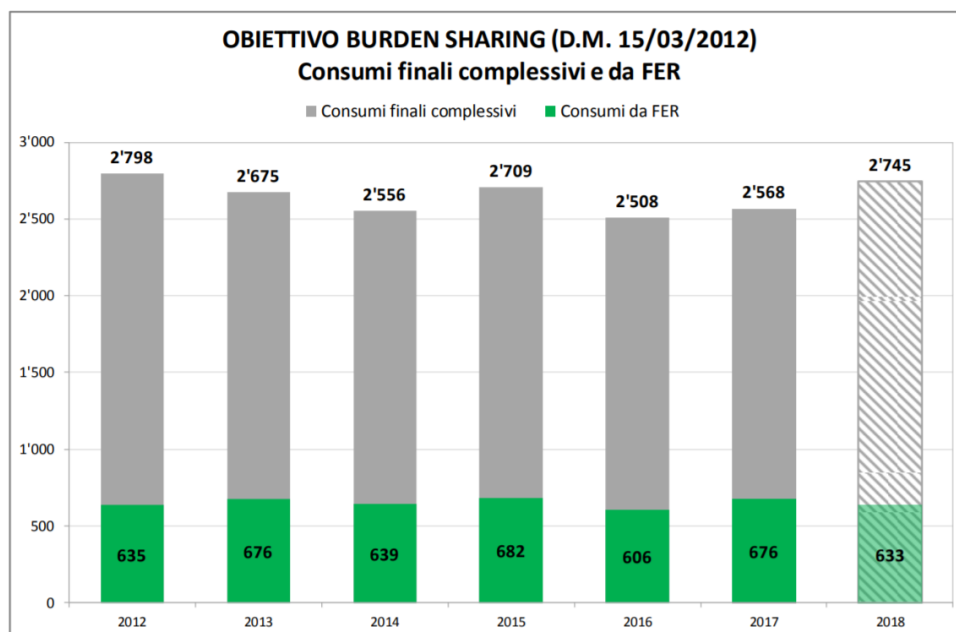


Figura 21: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna (espressa in termini percentuali). Fonte: dati GSE del 2012 al 2017 e dati BER per anno 2018.

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 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.

L’analisi condotta sull’area di progetto e riportata nella relazione agronomica specialistica, ha individuato suoli con tessitura da franco-sabbiosa a franco-argillosa, dotati di sostanza organica da scarsa a media; le principali limitazioni d’uso sono l’eccesso di scheletro (elevata rocciosità affiorante e pietrosità), e la

scarsa profondità. Per questo motivo sono stati collocati tra la II e la IV Classe della Land Capability Classification. L'uso quasi esclusivo del pascolo in alcune aree, in una situazione di fragilità pedologica e agronomica ha portato come logica conseguenza ad un ulteriore depauperamento del suolo agrario in particolare della frazione legata alla sostanza organica, principale pilastro della fertilità dei terreni agrari. Difatti una parte consistente dell'area oggetto di intervento all'attualità è utilizzata per il pascolamento libero da parte del bestiame bovino. Pertanto, allo stato attuale l'area si presenta in uno stato di forte impoverimento della fertilità potenziale, con un riflesso diretto ed immediato sulla potenzialità produttiva. Inoltre, l'azione del pascolamento monospecifico, unito al calpestamento prodotto dai bovini, protratto negli anni ha portato ad un impoverimento floristico del cotico erboso naturale anche per l'azione di selezione sulle specie pabulari svolta dai bovini.

Il progetto proposto intende migliorare l'intera superficie a pascolo naturale in superfici a “prato pascolo polifita permanente”. In questo modo, dal 4° anno l'incremento della fertilità del suolo per l'apporto della sostanza organica lasciata sul terreno dal prato permanente migliorato e dal pascolamento controllato degli ovini sarà ogni anno incrementata.

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;
- mancato aumento della composizione floristica delle specie erbacee costituenti il prato (che inevitabilmente ospiterà nel tempo specie pabulari anche spontanee) a vantaggio del ripristino e successivo mantenimento di un agro-eco-sistema naturale, importante anche per garantire habitat privilegiati per la fauna selvatica e per l'entomofauna e la microfauna utile (inclusi gli insetti pronubi).

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.

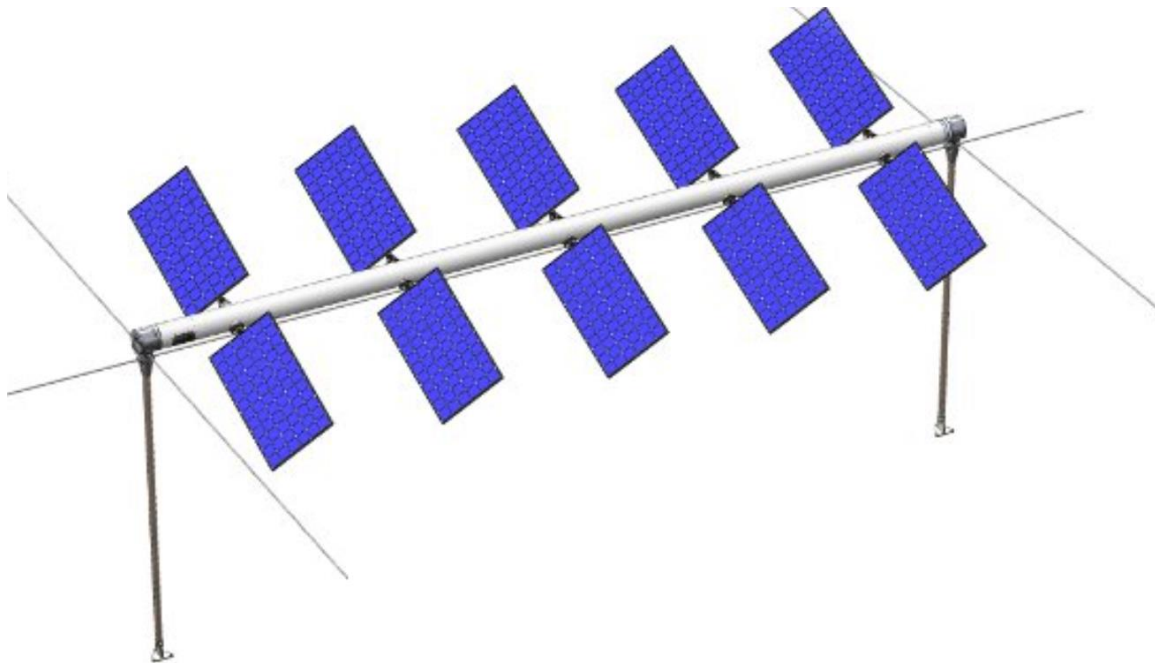


Figura 22: pannelli del tipo tracker 1.0.

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**;
- 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;
- minori impatti positivi sulla componente atmosfera in quanto le ore equivalenti sarebbero circa 1500 h (contro le 1850 h della soluzione proposta);
- criticità tecniche dovute a limitazioni di installazione in zone ventose come il territorio sardo.

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 23 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 24). 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;

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

- 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.

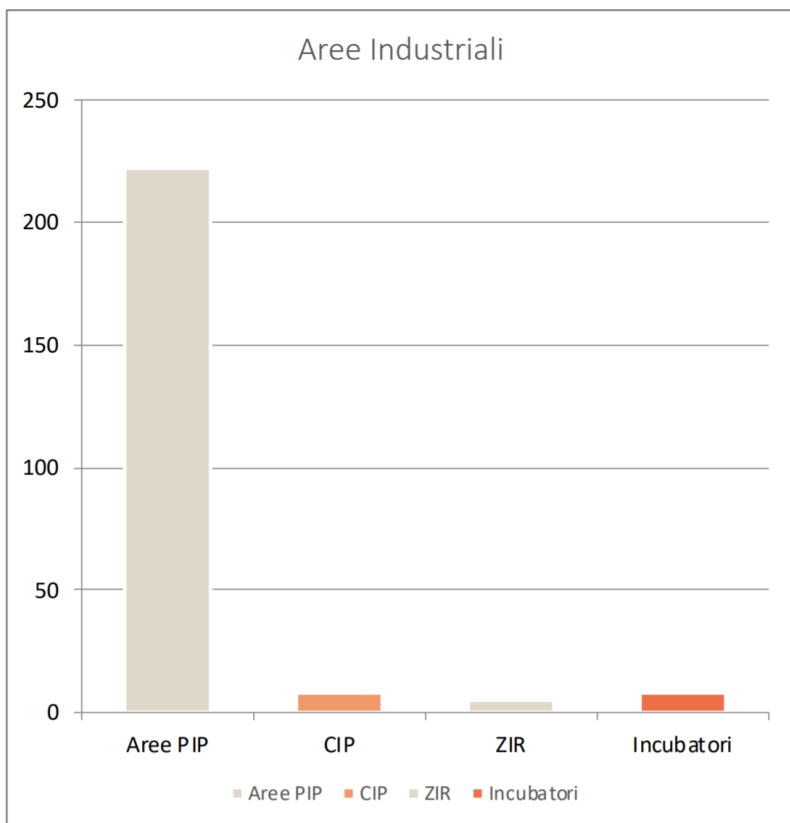


Figura 23: tipologia aree industriali del territorio regionale. Fonte: “Le aree industriali della Sardegna”. Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

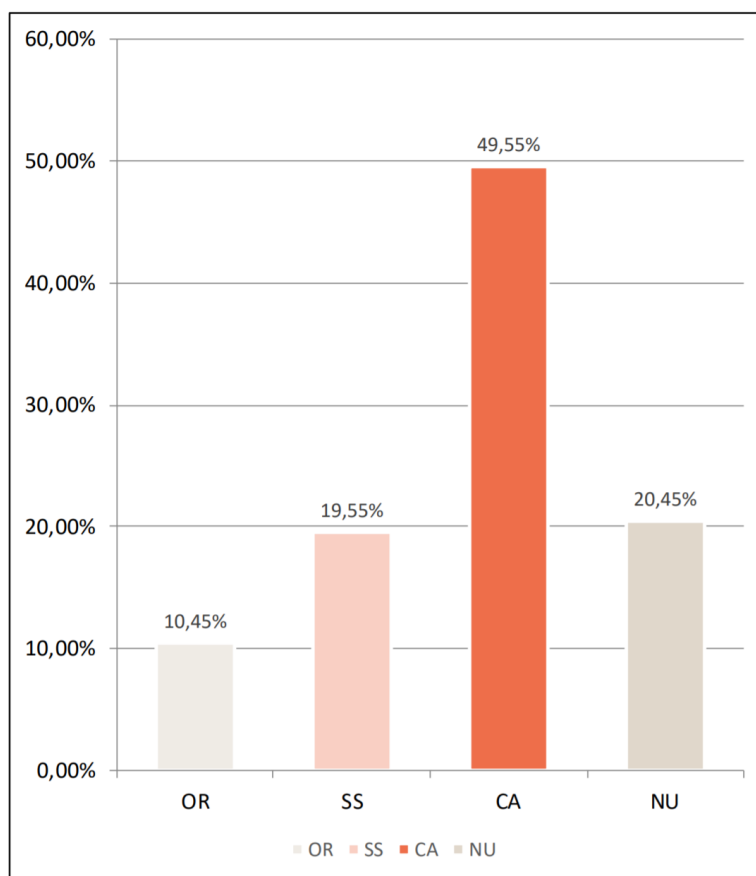


Figura 24: distribuzione per provincia delle aree P.I.P. della Sardegna. Fonte: “Le aree industriali della Sardegna”. Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

Si sono valutate le superfici a destinazione industriale che si sarebbero potute utilizzare per la realizzazione dell’impianto agrivoltaico nel Comune di Sassari. Si riportano i dati riassunti relativi alle due aree P.I.P. e i relativi lotti liberi:

Tabella 1: Dati tecnici delle aree P.I.P. del Comune di Sassari. Fonte: Portale regionale Sardegna Aree Industriali (<https://www.sardegnaimpresa.eu/siaidevel/selectProvinciaAreaElenco?prov=2>).

	Sassari ZIR	Sassari CIPS
Superficie totale PIP	3'024'331 m ²	2'427'570 m ²
Numero totale di lotti	363	212
Numero di lotti occupati	363	179
Numero di lotti liberi	0	6

Le superfici libere nelle aree P.I.P. sono costituite, dunque, da 6 lotti nell’area CIPS di Sassari. Tali superfici di terreno non costituiscono un’alternativa di localizzazione per l’installazione di una centrale elettrica da fotovoltaico.

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

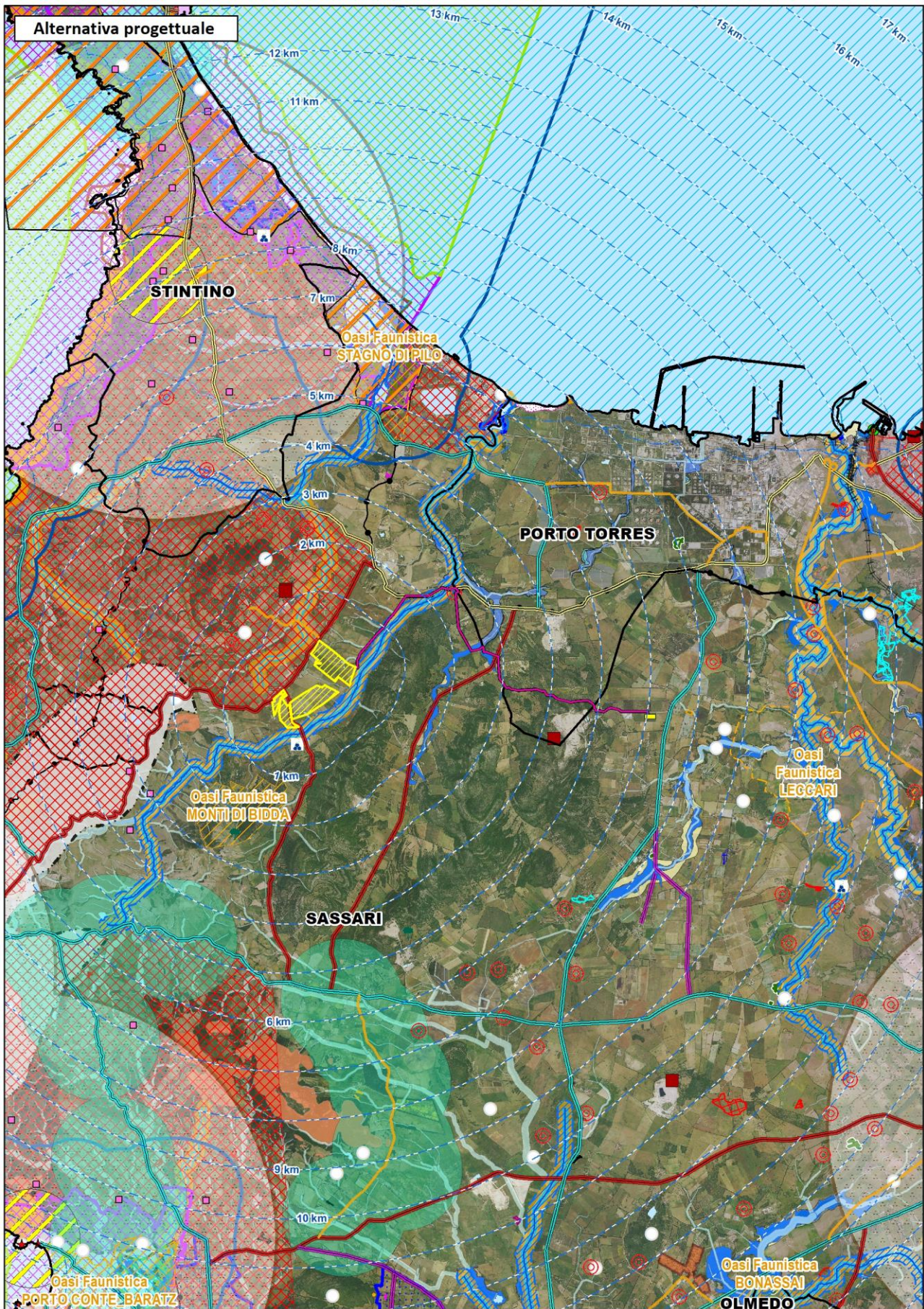
necessario prevedere “una quota di impianti a terra, marginale rispetto alla superficie agricola oggi utilizzata (SAU) e che può essere indirizzata verso aree agricole dismesse o situate vicino a infrastrutture, in ogni caso garantendo permeabilità e biodiversità dei suoli”. Una necessità legata al raggiungimento 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”.

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.

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.

A partire dall'area della sottostazione elettrica si è analizzata la vincolistica complessiva dell'area di intervento. Si sono naturalmente escluse dall'analisi le aree con forte pendenza poiché non idonee all'installazione di un impianto fotovoltaico, oltre che per motivi tecnici di realizzazione e manutenzione, anche perché un impianto in tali aree sarebbe visibile da tutto il territorio circostante.

Come visibile in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, le aree più idonee nelle quali non sussistono vincoli di natura idrogeologia, geomorfologica o storico-archeologica, sono quelle ad ovest ed est dei due sistemi collinari della Nurra in località Sa Corredda; poiché la zona ad Est è già interessata da proposte progettuali, si è scelta l'area proposta in progetto.



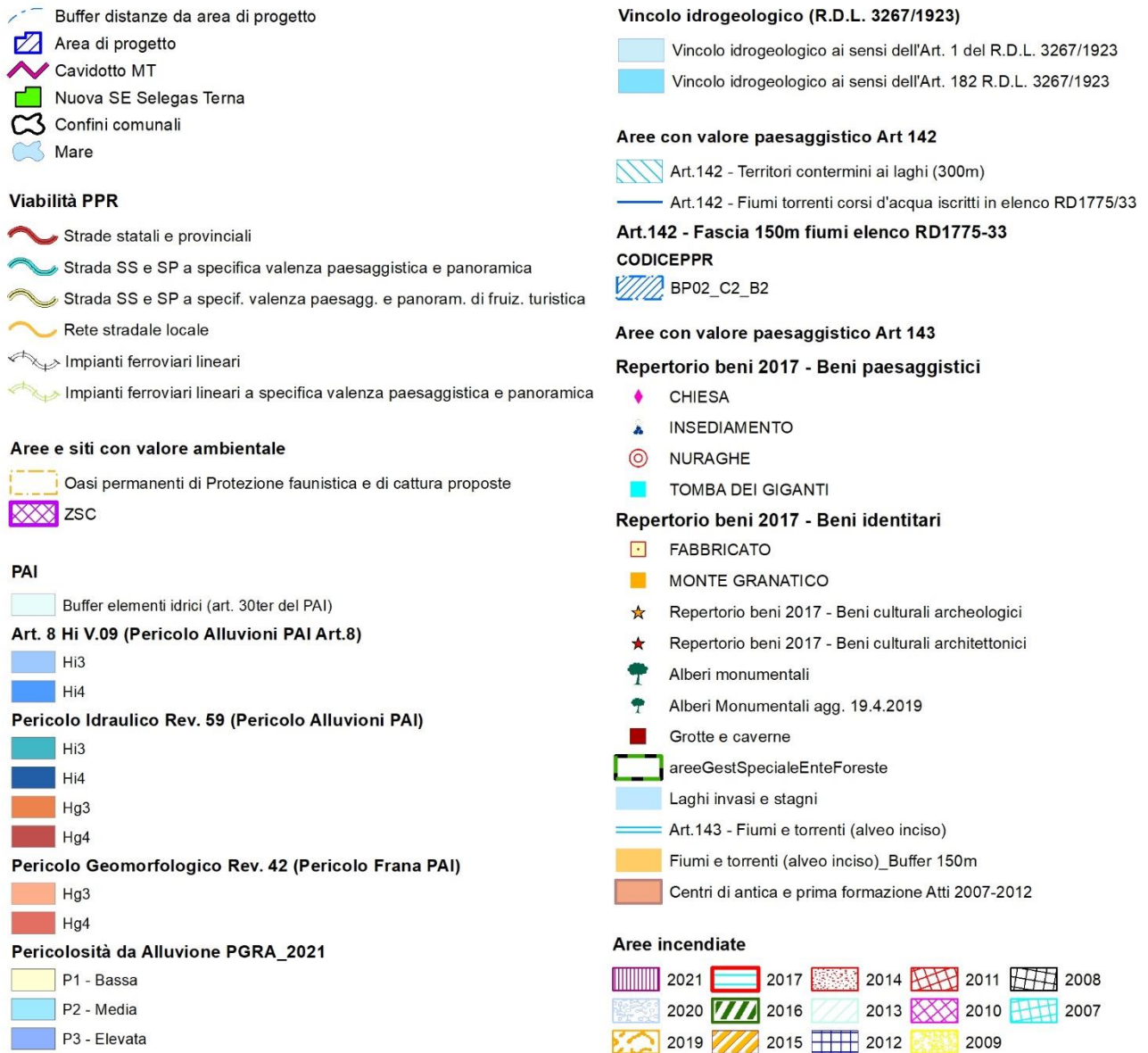


Figura 25: vincolistica complessiva nell’area vasta di intervento.

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.