



IMPIANTO FOTOVOLTAICO "FV UTA"

COMUNE DI UTA

PROPONENTE

CVA.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE NEL COMUNE DI UTA
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

CODICE ELABORATO

VIA-R01.2

OGGETTO:
Quadro di riferimento progettuale

COORDINAMENTO

bia energia viva

BIA srl
P.IVA 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. Giulio Casu
Dott. Agr. Federico Corona
Fad System Srl
Dott.ssa Ing. Silvia Exana
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnolo
Dott. Giorgio Lai
Dott. Federico Loddo
Dott. Giovanni Lovigu
Dott. Ing Bruno Manca
Dott. Nat. Maurizio Medda
Ing. Giuseppe Pipitone
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas
Dott. Nat. Fabio Schirru
Dott. Archeol. Matteo Tatti
Federica Zaccheddu

REDATTORE

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

00	gennaio 2024	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	10
1.3 Descrizione dell'impianto fotovoltaico.....	12
1.3.1 Moduli fotovoltaici	15
1.3.2 Strutture di supporto.....	16
1.3.3 Inverter di cabina.....	17
1.3.4 Power station	18
1.3.5 Quadri BT e MT.....	20
1.3.6 Inverter di stringa	20
1.3.7 Cabina generale di impianto.....	20
1.3.8 Cavidotti	21
1.3.9 Recinzione.....	21
1.3.10 Sistema di illuminazione, videosorveglianza e antintrusione	22
1.3.11 Viabilità.....	23
1.3.12 Opere di drenaggio	24
1.3.13 Sistema di accumulo	26
1.4 Dismissione dell'impianto	27
2. Analisi delle alternative progettuali	31
2.1 Alternativa zero	31
2.2 Alternativa tecnologica.....	36
2.3 Alternativa di localizzazione	38

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 fotovoltaico 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 **FV UTA**, avrà una potenza di picco complessiva di **98,550 kWp** e sarà realizzato su dei terreni in **area agricola** (Zone E) di superficie di circa **125 ha**, ricadenti nel Comune di Uta, in provincia di Cagliari (CA). Le opere di rete ricadono nel Comune di Uta e nel Comune di Assemini.

L'impianto in proposta risulta essere situato su aree idonee ai sensi del comma c-ter) p.to 1 e c-quater dell'art. 20, comma 8 del Dlgs 199/21.

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 collegato alla rete di trasmissione di alta tensione tramite collegamento in antenna fino alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) denominata "Rumianca 2" della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "UTA-Villasor". Il collegamento avverrà tramite cavidotto interrato a 36 kV di lunghezza complessiva pari a 7,3 km circa lungo un tratto di viabilità di parco, un tratto di Strada Provinciale SP1, un tratto di Strada Provinciale SP92 e un tratto di strada interpodereale fino all'accesso alla costruenda SE. Il cavidotto arriverà in una sottostazione di utenza (SST) a 36 kV ubicata in prossimità della SE Rumianca 2 e successivamente con un tratto di ulteriori 100 m circa entrerà direttamente sullo stallo riservato a 36 kV nella SE stessa. Parte dell'energia prodotta verrà utilizzata nel sistema di batterie di accumulo (Battery Energy Storage System –BESS e la restante, verrà immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso.

Per quanto riguarda la documentazione relativa alle opere di rete su RTN incluse nel preventivo di connessione di Terna si rimanda al progetto di un impianto fotovoltaico denominato "MACCHIAREDDU 3" per il quale è stata presentata istanza di VIA (PNIEC-PNRR) al MASE in data 02.08.2022 (Codice Procedura n. 8787) dalla società EnergyMac3 Srl, in qualità di capofila nominata da Terna per la parte delle opere di connessione su RTN.

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.

Il comune di Uta si trova nella regione storica del Campidano, nella parte meridionale della regione denominata Campidano di Cagliari, in prossimità con la regione del Caputerra.

La zona prevista per la realizzazione dell'impianto è situata in prossimità del perimetro inferiore della casa circondariale "E. Scalas", a ridosso del perimetro ovest della grande area industriale di Macchiareddu, lungo il quale sono già stati realizzati diversi impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili (eolico e fotovoltaico).

L'ingresso all'impianto e parte del perimetro superiore sono situati lungo la SP01, di collegamento tra l'area industriale di Macchiareddu e il territorio comunale di Santadi, attraverso il parco di Gutturu Mannu e la foresta di Pantaleo.

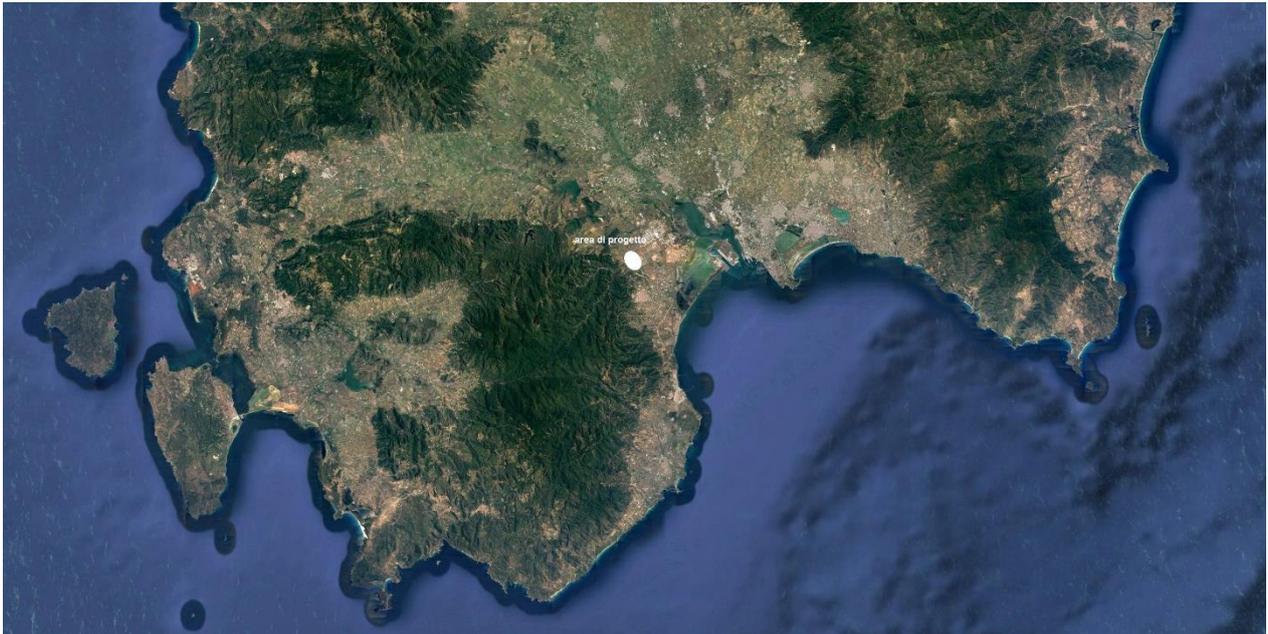


Figura 1: inquadramento generale dell'impianto in proposta.

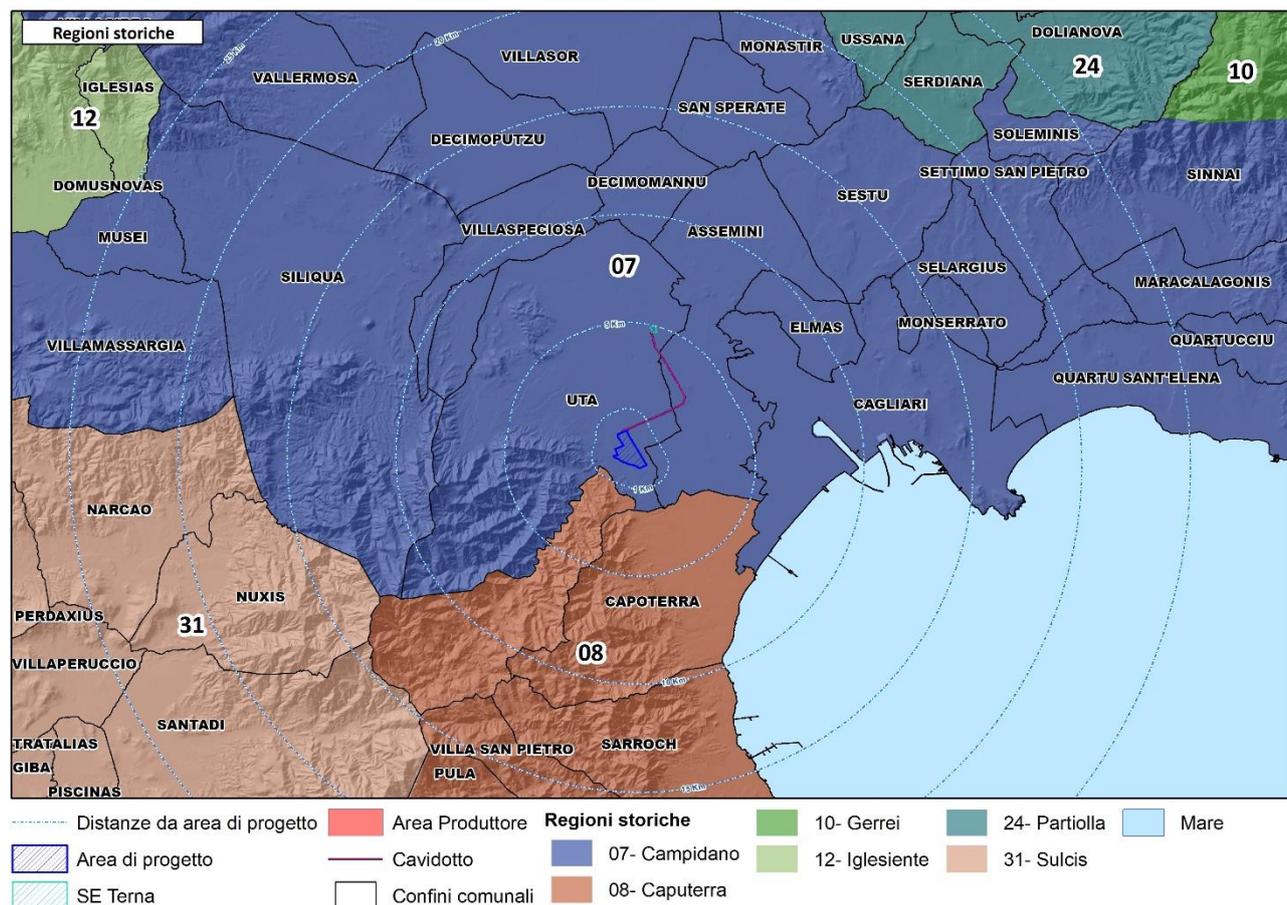


Figura 2: inquadramento territoriale su Regioni Storiche.

Il Comune di Uta è situato nella piana campidanese tra due fiumi principali, su una superficie pari a circa 134 km² posta ad un'altitudine di circa 6 m s.l.m.

L'area oggetto dell'impianto di produzione è posta nella periferia sud del territorio comunale, in prossimità del confine territoriale con Assemini e a ridosso del perimetro della grande area industriale di Macchiareddu e della casa circondariale "E. Scalas".

La superficie è caratterizzata da un andamento prevalentemente pianeggiante, con un dislivello complessivo di circa 14 m tra il perimetro ovest e il perimetro sud-est.

L'impianto è collocato nelle campagne agricole del comune situate tra le zone industriali e le pendici del parco regionale di Gutturu Mannu, a circa 2,2 km a nord del centro urbano di Capoterra. A ridosso del perimetro est, in corrispondenza dell'area industriale provinciale, sono stati già realizzati alcuni impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile sia di tipo fotovoltaico a terra, sia di tipo eolico. Il carattere produttivo dell'area circostante è rafforzato, oltre che dalla presenza dell'area industriale di Macchiareddu, dalla vicinanza alle due aree produttive storiche delle saline Conti-Vecchi (oggi sede FAI) e del parco geominerario storico e ambientale del Sulcis. In un buffer di circa 10 km sono, inoltre, perimetrare le ulteriori due aree industriali del CIP di Cagliari ricadenti sul territorio di Elmas e di Sarroch.

A ridosso del perimetro superiore dell'area di progetto scorre la SP01, di collegamento tra la zona industriale di Macchiareddu e il territorio di Santadi, il cui tracciato stradale attraversa il sistema montuoso del Sulcis e del parco naturale di Gutturu Mannu.

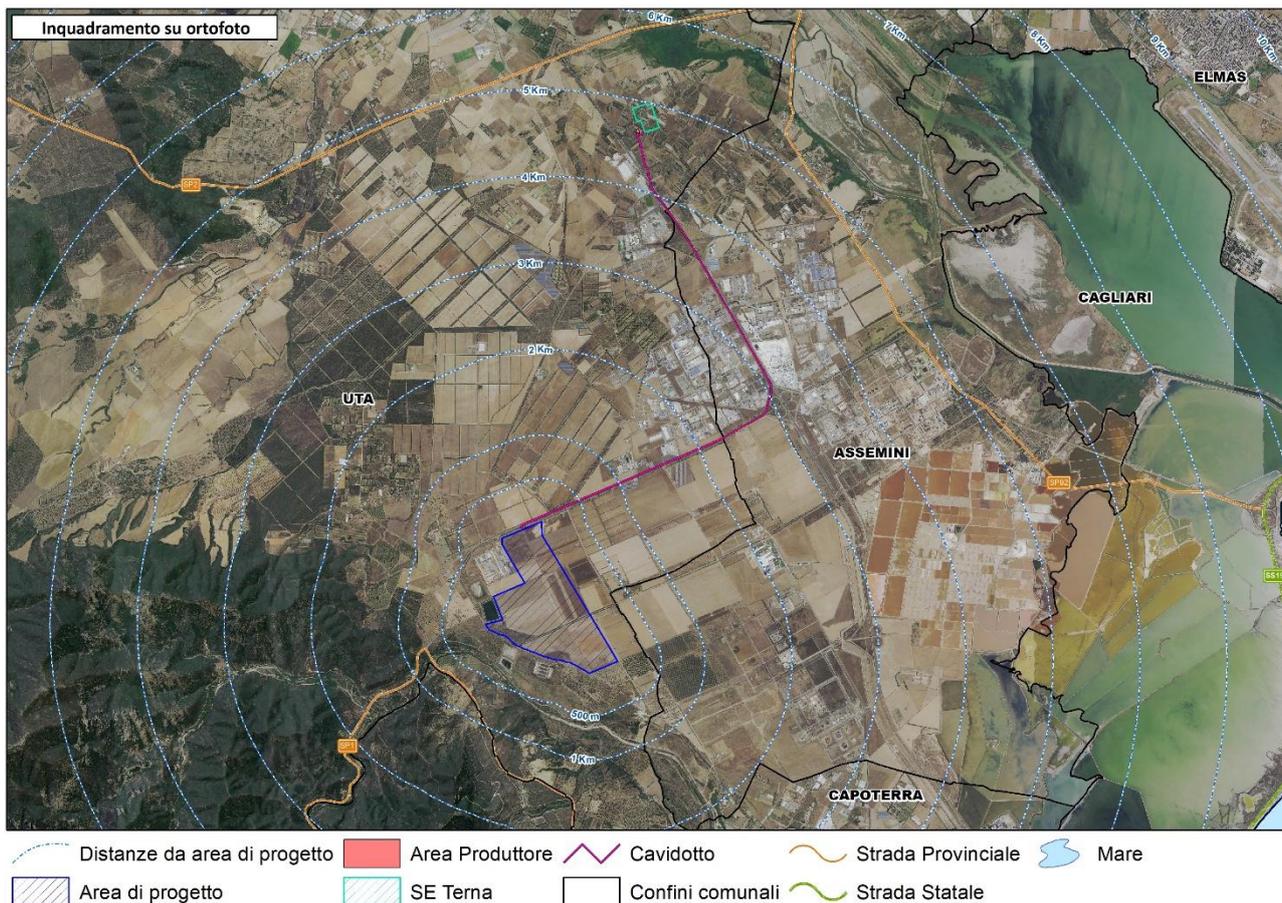


Figura 3: inquadramento su ortofoto.

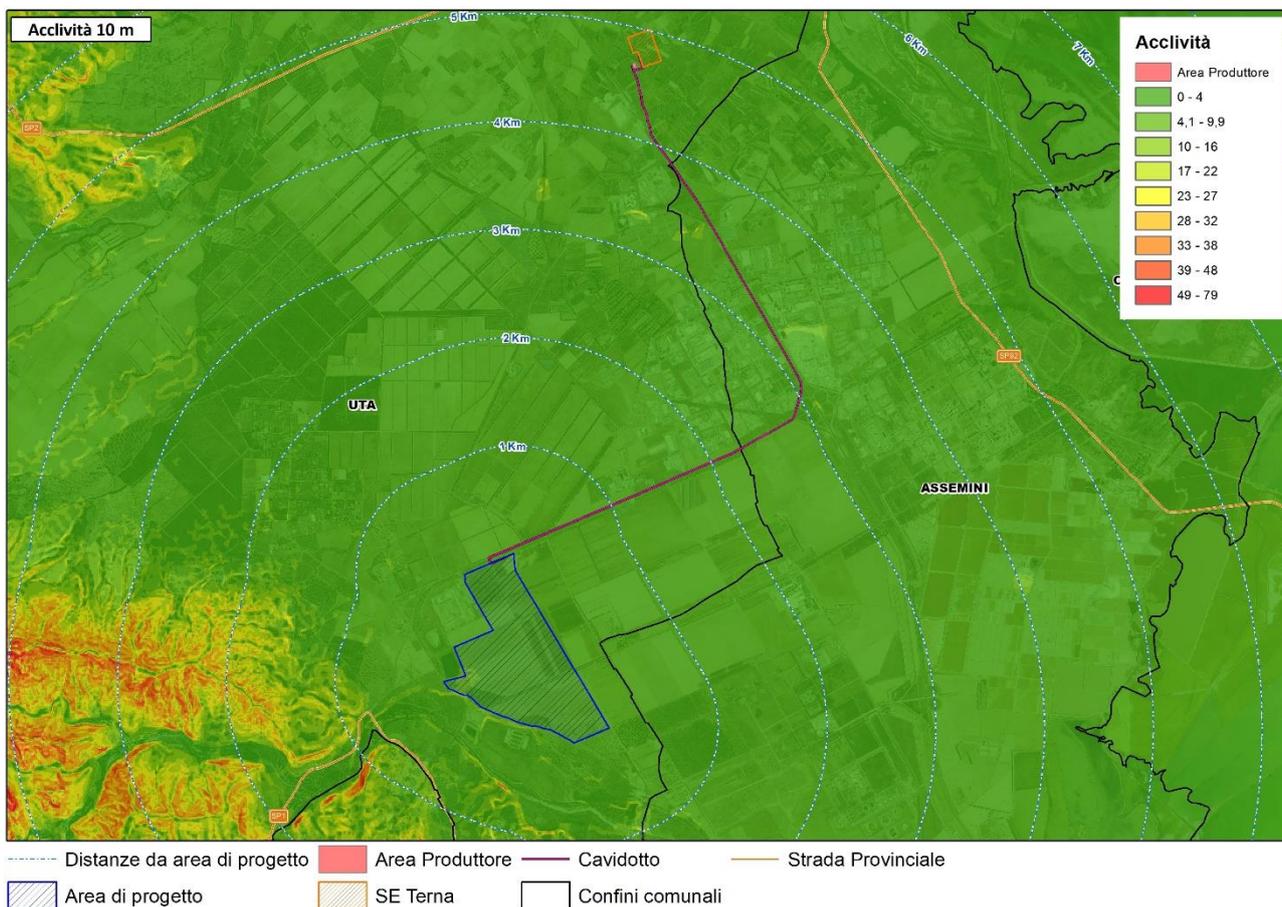


Figura 4: carta delle acclività.

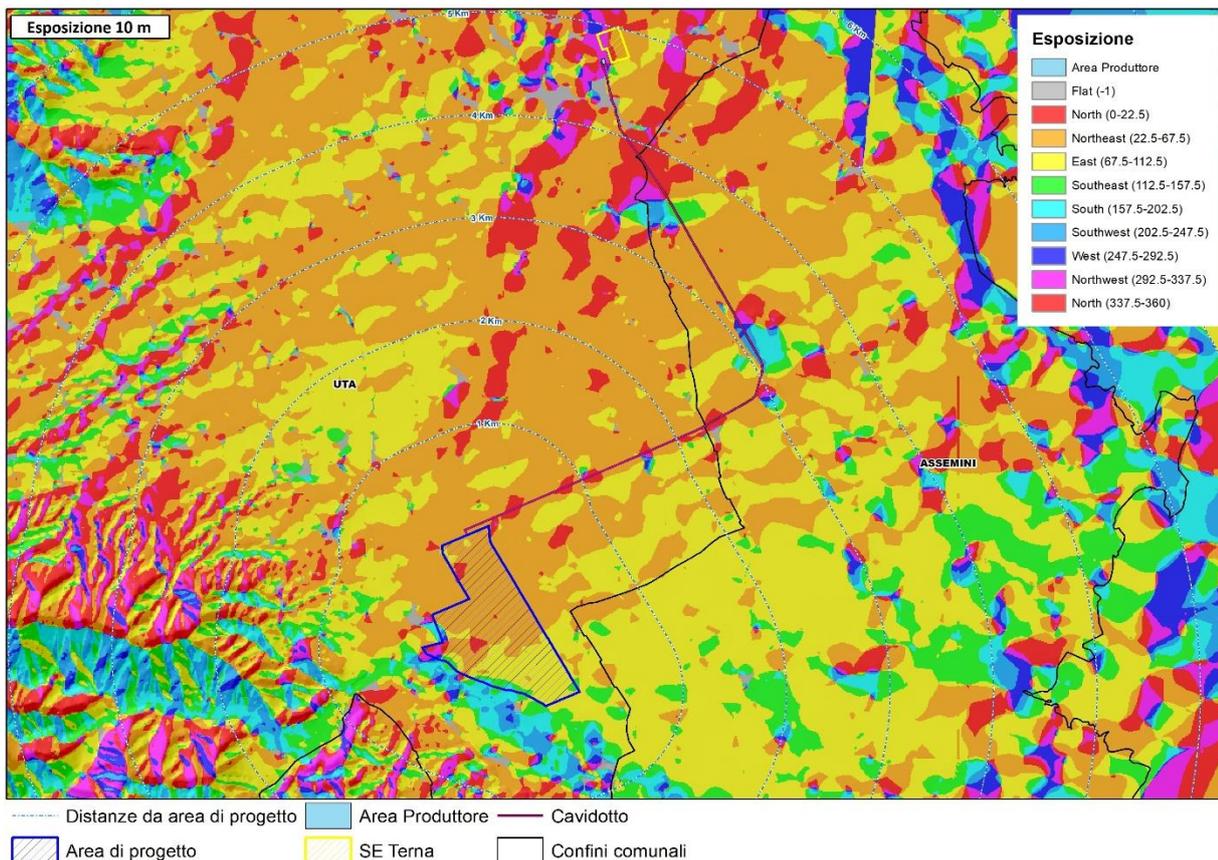


Figura 5: carta delle esposizioni dei versanti.

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

-Carta Tecnica Regionale - Scala 1:10.000 - fogli n.556 160.

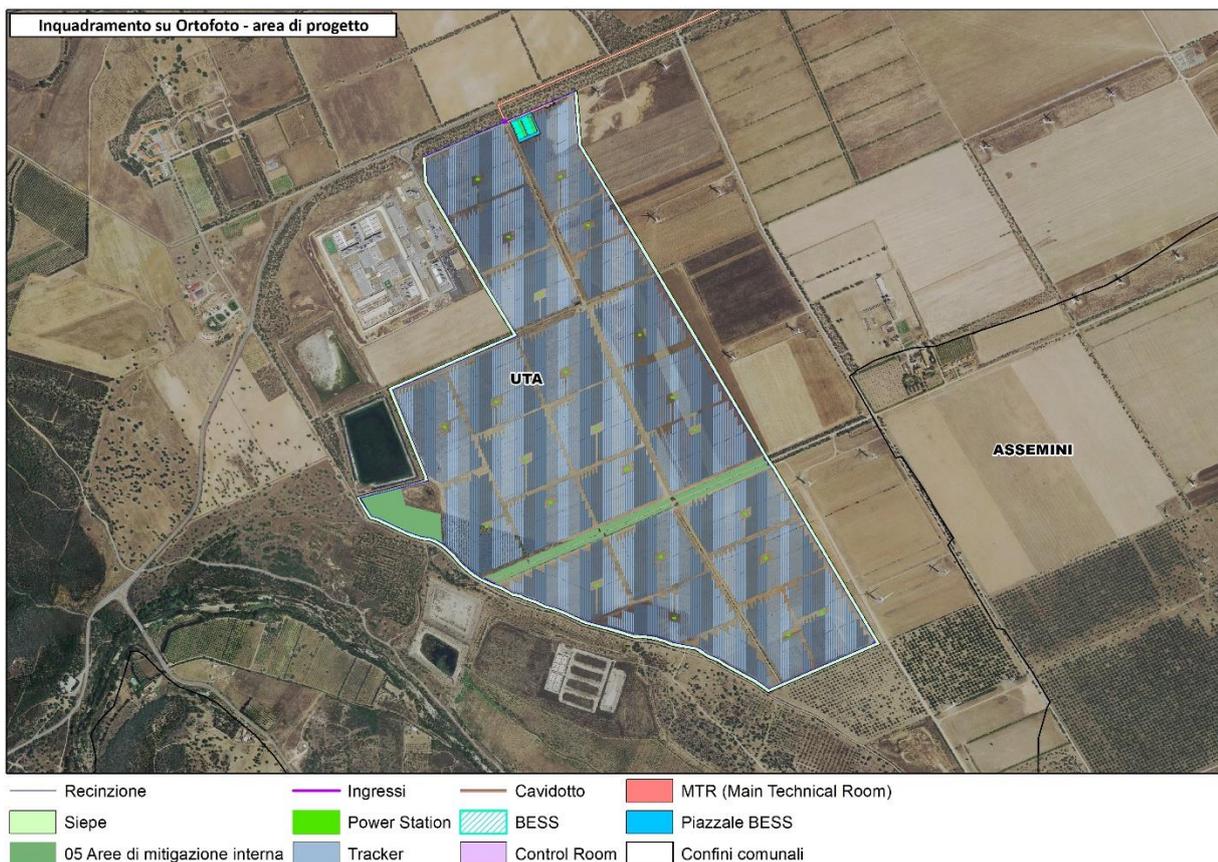


Figura 6: Inquadramento dell'area nella Carta Tecnica Regionale (CTR) – Scala 1:10.000. Dettaglio sull'area.

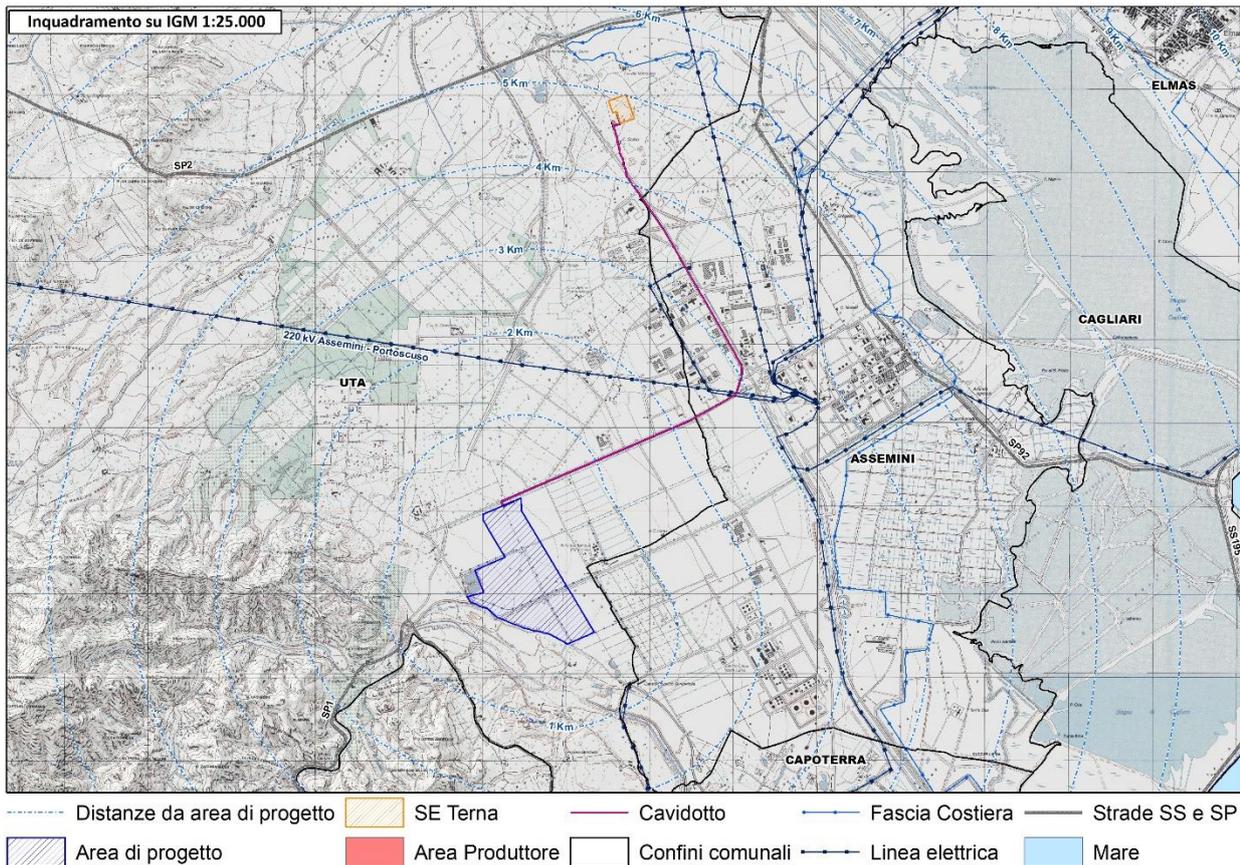


Figura 7: inquadramento su IGM 1:25.000.

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

Centri urbani	Distanza (km)	Infrastrutture	Distanza (km)
Cagliari	20,7 km	SS 130 (Siliqua)	29,5 km
Capoterra	6,2 km	Porto Ind. Cagliari	14 km
Uta	12,2 km	Aeroporto (Cagliari)	18,7 km
Iglesias	55,2 km	Porto Ind. Oristano	102 km
Sarroch	24,3 km	Porto Ind. Porto Torres	241 km

Il terreno è annotato al N.C.T. del Comune di Uta ai seguenti fogli e particelle:

1) Impianto fotovoltaico "FV UTA":

- Foglio di mappa catastale n. 49 del comune di Uta, particelle n° 188-190 e foglio 50, particelle n° 360-361-362-363-364-365-366-367-368-369, esteso ettari 125 circa.

2) Area BESS:

Foglio di mappa catastale n. 49 del comune di Uta p.lla 188.

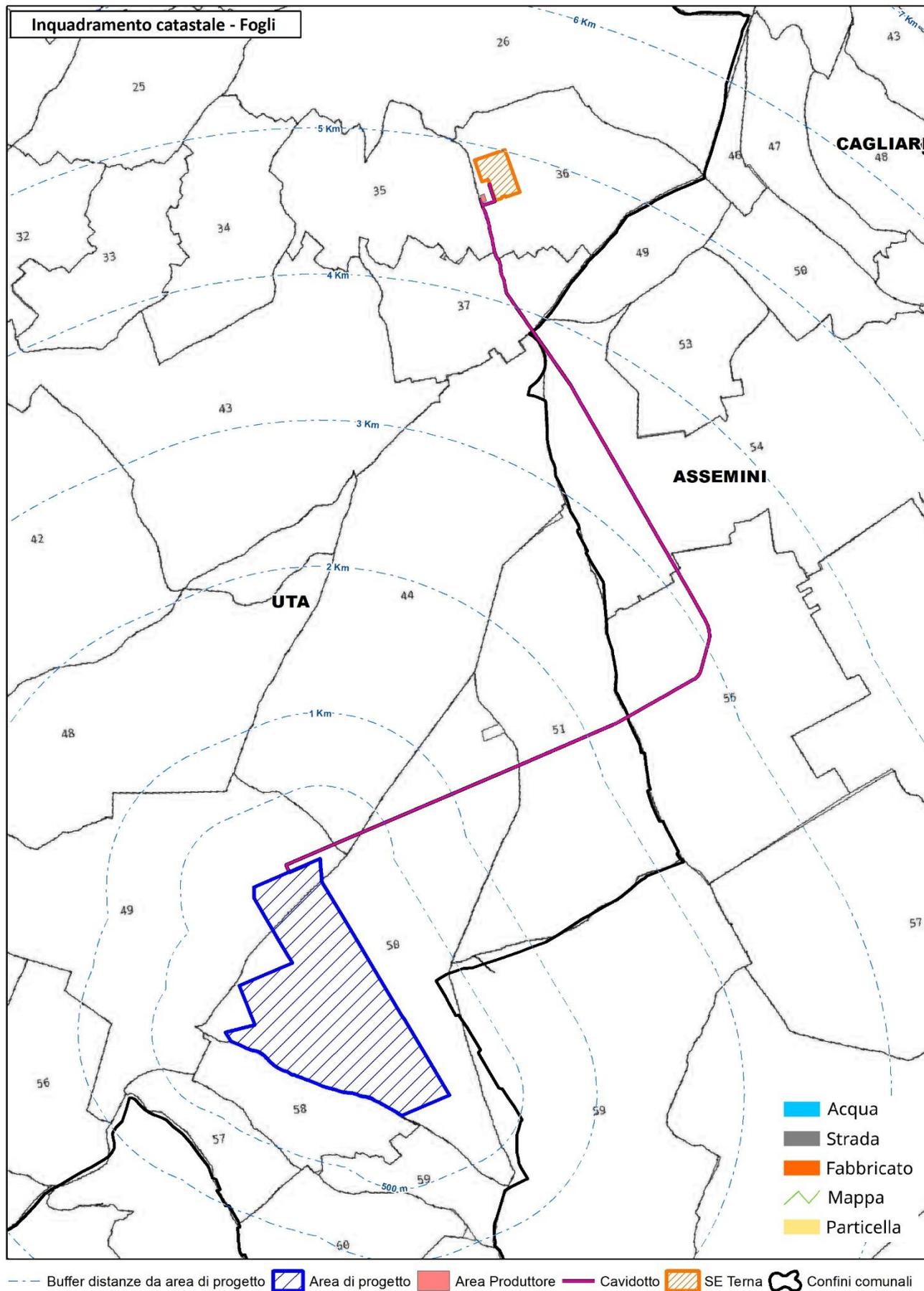


Figura 8: inquadramento catastale dell'area di progetto - fogli.

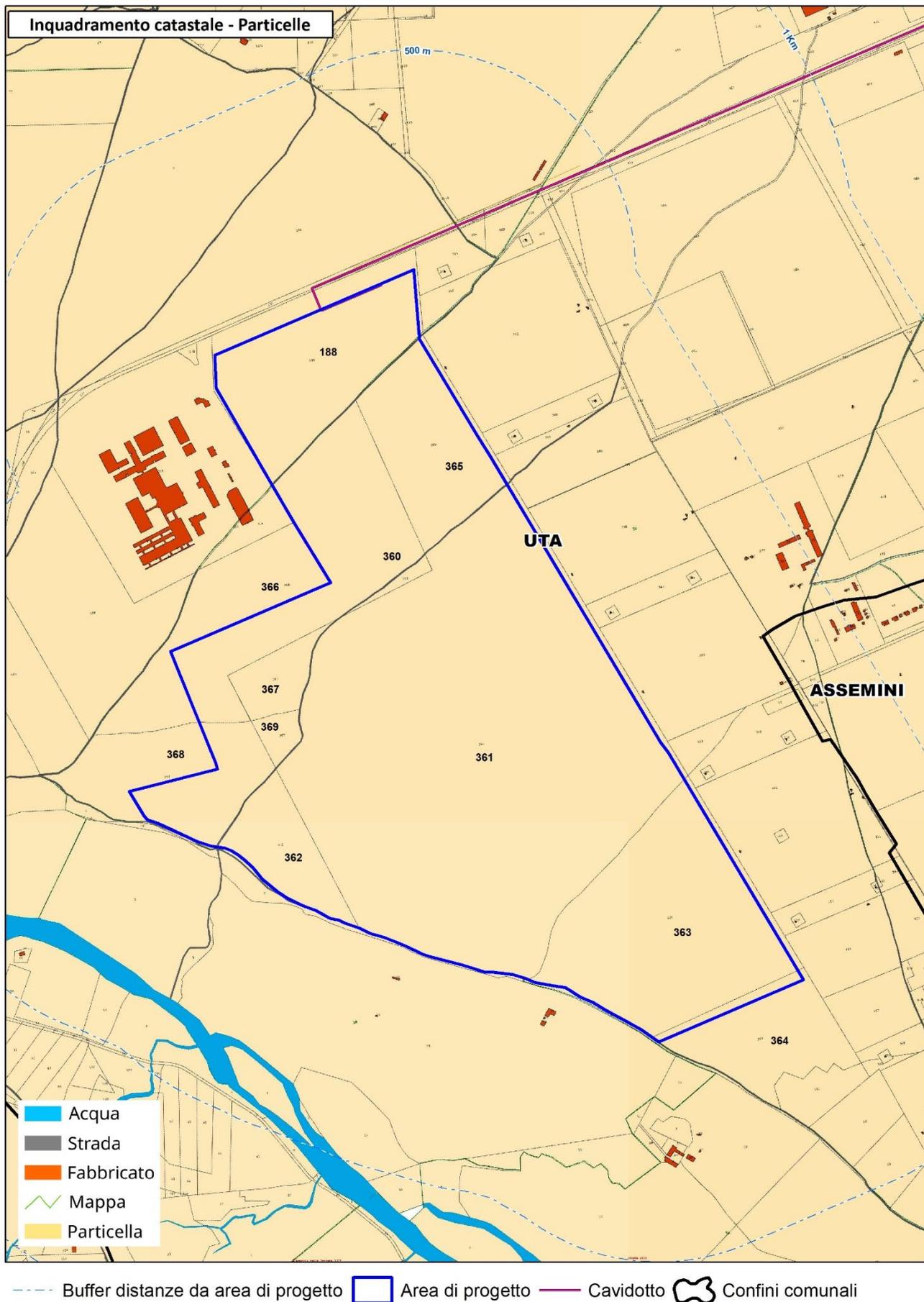


Figura 9: inquadramento catastale dell'area di progetto - particelle.

1.2 Report fotografico stato dei luoghi



Figura 10: planimetria con indicate le posizioni di scatto delle panoramiche.



Figura 11: panoramica (pan 09).



Figura 12: panoramica (pan 15).



Figura 13: panoramica (pan 08).



Figura 14: panoramica (pan 01).



Figura 15: panoramica (pan 01).

1.3 Descrizione dell'impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza di picco complessiva pari a **98.550 kWp**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , con distribuzione dello spettro solare di riferimento (Massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C , secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

L'impianto fotovoltaico in oggetto è composto complessivamente da **157.680** moduli fotovoltaici del tipo N-type in silicio monocristallino, collegati in serie da 24 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da string box, collegati ad inverter centralizzati presso le Power Station, in numero totale pari a 426. L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà, quindi, suddiviso in 23 aree di potenza variabile; ciascuna di queste a sua volta è formata da un variabile numero di stringhe.

Le stringhe di ogni sottocampo verranno attestate a gruppi che variano da 15 a 16 presso gli String Box, dove avviene il parallelo delle stringhe e il monitoraggio dei dati elettrici.

L'impianto fotovoltaico, nel suo complesso sarà costituito dalle seguenti componenti:

- moduli fotovoltaici in numero di 157.680 raggruppati in stringhe da 24 moduli: saranno installati su apposite strutture metalliche ad inseguimento monoassiale fissate al terreno attraverso pali metallici;
- n. 426 String box che ricevono i cavi BT provenienti dalle stringhe di impianto e hanno lo scopo di parallelare i cavi verso gli inverter centralizzati ubicati all'interno delle power station;
- n. 23 Inverter centralizzati (un inverter per ogni power station), che hanno lo scopo di ricevere i cavi BT provenienti dagli string box e di trasformare la corrente da continua (CC) ad alternata (AC);
- n. 23 Power Station (PS) o cabine di campo che avranno la funzione di elevare la tensione da bassa ad alta (BT/36 kV); esse saranno raggruppate e collegate tra loro, ove possibile, in entra-esce fino alla cabina principale di impianto. Ogni PS raccoglie l'energia prodotta da ciascun campo di cui si compone l'impianto, con potenze variabili da 3,75 MWp a 4,59 MWp;
- una linea interrata BT di collegamento fra string box e Inverter centralizzati;
- linee interrate AT – 36 kV - di collegamento fra le Power Station dell'impianto fotovoltaico "FV Uta" e le MTR di impianto;
- n. 5 Cabine Elettriche MTR (Main Technical Room) per la connessione e la distribuzione; in esse verranno convogliate le linee AT relative ai sottocampi di cui si compone l'impianto;
- linee di connessione a 36 kV tra le MTR di impianto e la costruenda SE;
- n. 1 Control Room destinata ad ospitare uffici e relativi servizi: monitoraggio della strumentazione di sicurezza e locale deposito;

- un'area adibita allo storage - BESS - composta da 12 container prefabbricati che ospitano i rack di batterie, power station (PCS) e una linea di connessione AT all'impianto di produzione.
- un collegamento elettrico dell'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione di alta tensione che avverrà tramite collegamento in antenna fino alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) denominata "Rumianca 2" della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "UTA-Villasor". Il collegamento avverrà tramite cavidotto interrato a 36 kV di lunghezza complessiva pari a 7,3 km circa lungo un tratto di viabilità di parco, un tratto di Strada Provinciale SP1, un tratto di Strada Provinciale SP92 e un tratto di strada interpodereale fino all'accesso alla costruenda SE. Il cavidotto arriverà in una sottostazione di utenza (SST) a 36 kV ubicata in prossimità della SE Rumianca 2 e successivamente con un tratto di ulteriori 100 m circa entrerà direttamente sullo stallo riservato a 36 kV nella SE stessa. Parte dell'energia prodotta verrà utilizzata nel sistema di batterie di accumulo (Battery Energy Storage System –BESS e la restante, verrà immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso.

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, monitoraggio, viabilità di servizio, cancelli e recinzioni.

Ai fini della connessione alla rete di distribuzione dell'impianto fotovoltaico in progetto, la società promotrice ha richiesto e ottenuto dal distributore apposito **preventivo di connessione identificato con codice pratica 202200630** condizionato all'autorizzazione, contestualmente alle opere di cui al presente progetto, delle opere necessarie per la connessione alla rete sopra citata. La connessione avverrà attraverso realizzazione di un collegamento in antenna fino alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "UTA - Villasor". Tali opere di rete, rientrando negli interventi di adeguamento e/o sviluppo della rete di distribuzione e/o della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), risultano essere Opere di Pubblica Utilità. Tali opere connesse, come indicato ai sensi dall'art. 1 octies della L. n.129/2010, costituiscono un unicum dal punto di vista funzionale con il progetto dell'impianto fotovoltaico in esame, e pertanto dovranno essere autorizzate in uno con lo stesso impianto fotovoltaico, ai sensi del D.Lgs. 387/03, art. 12 commi 3 e 4bis. L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda a tutti i relativi elaborati specialistici.

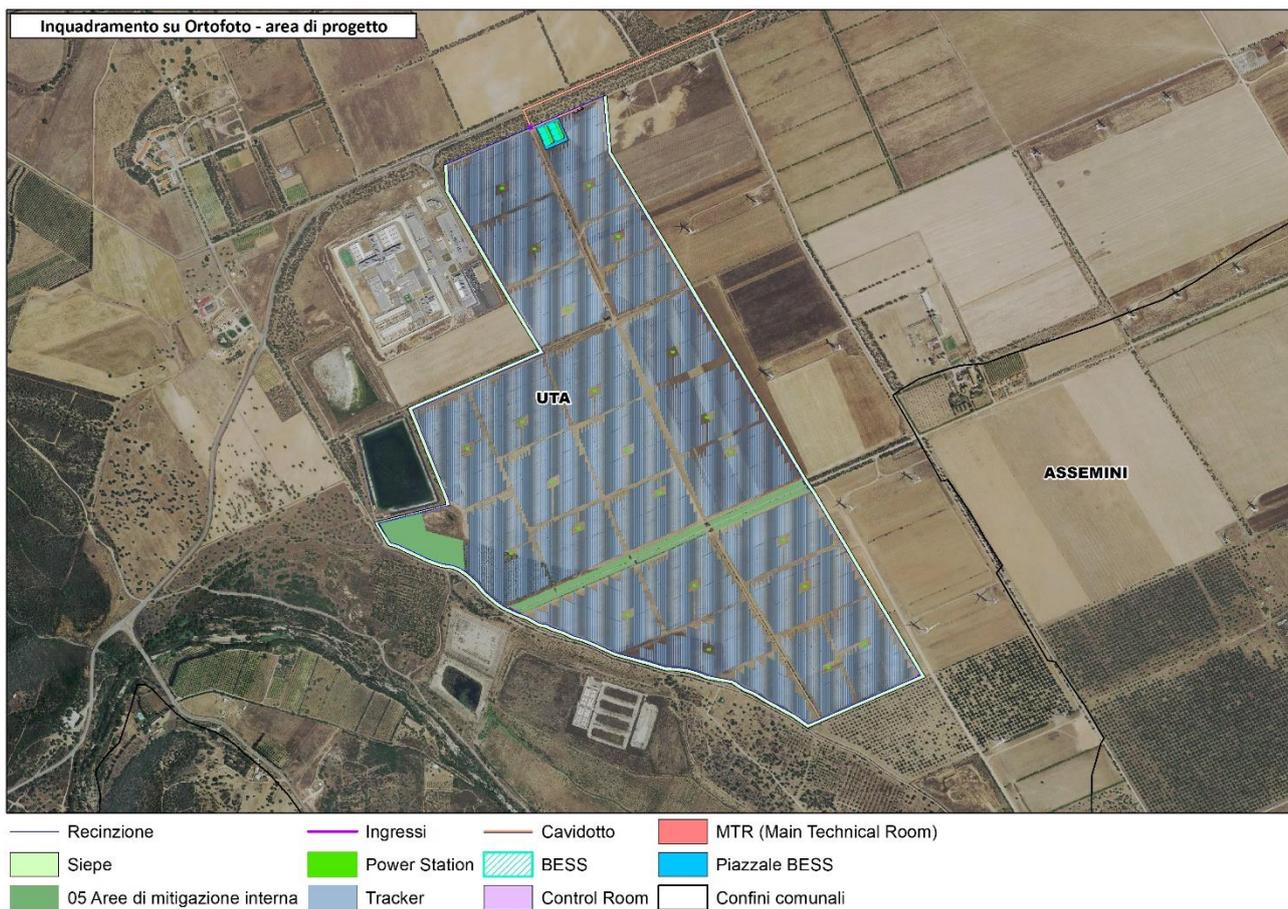


Figura 16: inquadramento su ortofoto - dettaglio.

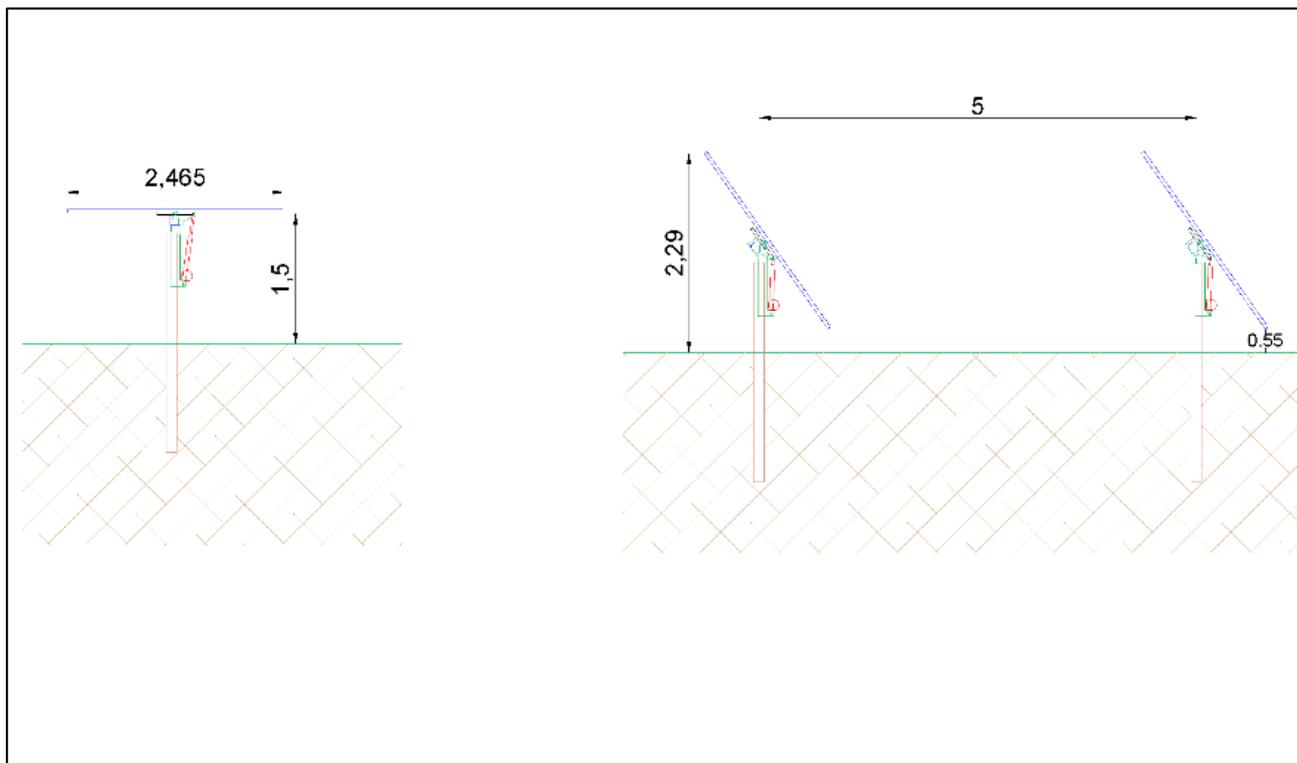


Figura 17: sezione trasversale dei tracker.



Figura 18: struttura tipo di sostegno dei trackers.

1.3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta dei moduli Jinko Solar Tiger Neo N-type, modello JKM625N-78HL4-BDV, moduli in silicio monocristallino bifacciale a 156 celle (2x78), la cui potenza di picco è pari a 625 Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 24. La tecnologia N-type consente il funzionamento della cella fotovoltaica su un letto composto dalla componente negativa di fosforo che, non reagendo con l'ossigeno come il boro, consente l'aumento della efficienza del modulo eliminando il difetto di "Ricombinazione" ossigeno-silicio-boro.

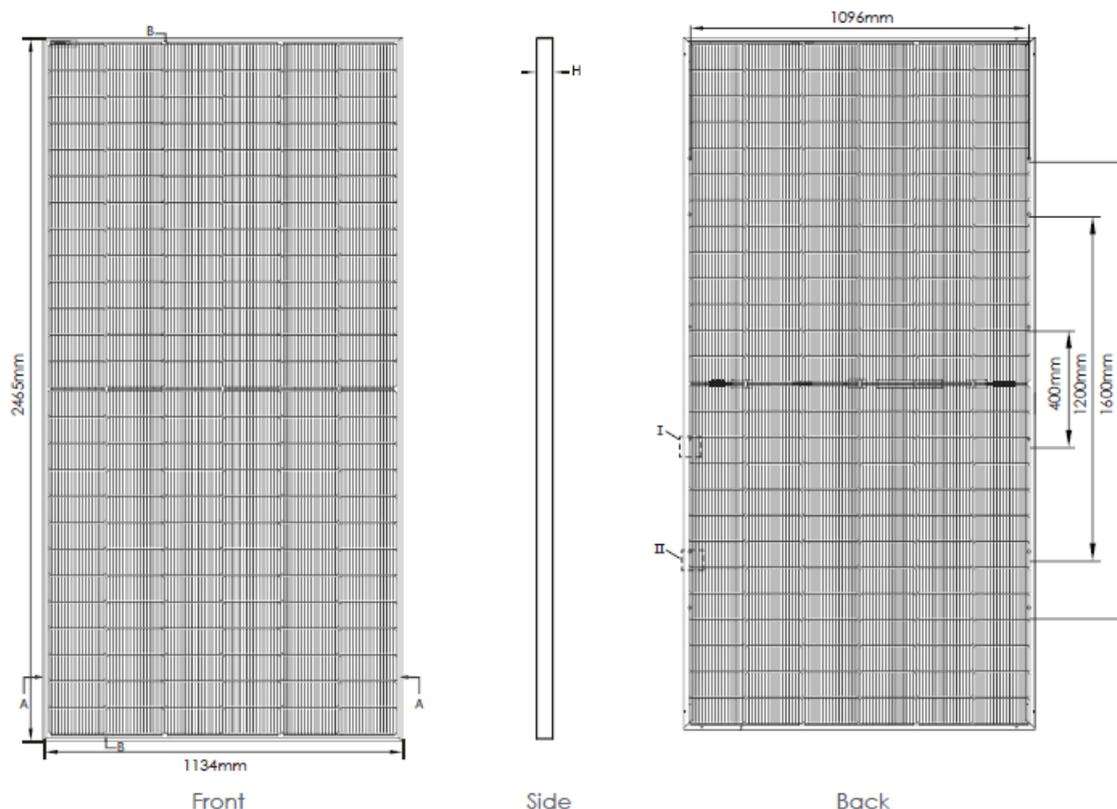


Figura 19: dati dimensionali modulo fotovoltaico.

I moduli previsti hanno una potenza nominale di 625 Wp, per un numero complessivo di moduli, pari a 157.680, consentendo così di raggiungere una potenza nominale di picco del campo fotovoltaico pari a 98.550 kWp.

I moduli previsti in progetto sono del tipo "bifacciali", con vetro da 2 mm sulla parte anteriore e da 2 mm sulla parte posteriore e garantiscono una efficienza, pari a 22,36% in condizioni STC ed una tolleranza di potenza di 0 +3%.

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

1.3.2 Strutture di supporto

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da moduli fotovoltaici posizionati su strutture ad inseguimento monoassiale, ancorate a terra attraverso apposite fondazioni, e connessi elettricamente in stringhe serie/parallelo su inverter centralizzati in bassa tensione.

Le strutture ad inseguimento monoassiale avranno asse di rotazione lungo la direttrice Nord – Sud; tali strutture permettono al piano dei pannelli di seguire la rotazione del sole E-O.

Le strutture sono suddivise in 2 tipologie, tutte di larghezza complessiva pari a 2,465 m (ovvero la larghezza del modulo) e lunghezza variabile in funzione del numero di moduli come a seguire esplicitato:

- strutture mono-stringa da 24 pannelli – lunghezza complessiva pari a circa 28,156 m, costituita da 2 campate complessive da 12 moduli;
- strutture da 48 pannelli (2 stringhe) – lunghezza complessiva pari a circa 55,852 m, costituita da 2 campate complessive ciascuna da 24 moduli;
- strutture da 72 pannelli (3 stringhe) – lunghezza complessiva pari a circa 84,028 m, costituita da 3 campate complessive ciascuna da 24 moduli.

I pannelli sono collegati a dei profilati ad omega trasversali alla struttura, che a loro volta sono connessi mediante un corrente longitudinale con sezione quadrata. Grazie a questo sistema la parte mobile è in grado di ruotare intorno ad un asse orizzontale posto ad una altezza pari a circa 1,50 m fuori terra, con un angolo di rotazione di +/- 55°, sfruttando così al meglio l'assorbimento dell'energia solare. Il corrente che governa il moto della struttura è sostenuto da pilastri cui è collegato mediante delle cerniere con asse parallelo al tubolare. Nella cerniera centrale trova collocazione una ghiera metallica che, collegata ad un motore ad azionamento remoto, regola l'inclinazione del piano dei pannelli.

La struttura potrà all'occorrenza anche essere realizzata in modo da accostare un numero diverso di pannelli. Anche in queste configurazioni la struttura rimarrà del tutto simile a quella modulare, a meno della lunghezza, e presenterà la medesima sezione.

1.3.3 Inverter di cabina

Presso ciascuna cabina sarà installato un inverter del tipo centralizzato del tipo SUNNY CENTRAL UP, del produttore SMA. Ciascuna tipologia di inverter di progetto presenta la medesima tecnologia di conversione, il medesimo software di controllo e le stesse funzioni di interfaccia di rete.



Figura 20: inverter modulare.

1.3.4 Power station

Le Power Station hanno la funzione di raccogliere l'energia proveniente dagli string box ed elevare la tensione da bassa (BT) ad alta tensione (AT).

L'energia prodotta dai sistemi di conversione CC/CA (inverter centralizzati), sarà immessa nel lato BT di trasformatori 36/0,6 kV per le Power Station dotate di inverter "Sunny Central 4000 UP" e 36/0,66 per le Power Station dotate di inverter "Sunny Central 4400 UP".

Ciascuna power station all'interno conterrà, oltre al trasformatore, i quadri MT, gli inverter e tutti i sistemi accessori utili all'espletamento dei controlli e di misura.

La Power Station è costituita da uno shelter prefabbricato progettato per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità nell'ambiente in cui verranno installati.

Tutte le componenti sono idonee per l'installazione all'esterno, con differenti compartimenti per le diverse sezioni di impianto: le pareti e il tetto dei cabinati sono isolati al fine di garantire una perfetta impermeabilità all'acqua.

I cabinati saranno posati su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni, ove saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Ciascuna Power Station conterrà al suo interno gli inverter e l'alimentazione degli ausiliari, nonché la protezione della linea verso il trasformatore.

Nella stessa sarà presente anche l'impianto elettrico di messa a terra adeguatamente dimensionato e comprensivo di cavi di alimentazione, di illuminazione, di prese elettriche di servizio e di tutto quanto necessario al perfetto funzionamento della power station.

Saranno, inoltre, presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

Le cabine potranno eventualmente anche essere realizzate mediante elementi componibili in calcestruzzo armato vibrato tali da garantire pareti interne e struttura di copertura lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione dei box, nell'eventualità, dovrà essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità.

In quest'ultimo caso, il box prefabbricato dovrà garantire tutte le idonee condizioni di temperatura, protezione e umidità per le apparecchiature che dovrà ospitare.

In particolare, si tratta di n° 23 power station composte da shelter di dimensioni planimetriche pari a 6,1x2,44 m ciascuna. In corrispondenza del basamento saranno presenti le aperture per il passaggio dei cavi (coperte con fibrocemento compresso), e aperture per accesso alla vasca di fondazione.

Presso l'impianto nel suo complesso si prevede l'utilizzo di due tipologie di Power Station, dotata di n.1 trasformatori MT/BT 36/0,60-0,66 kV di taglia variabile.



Figura 21: power station tipo.

1.3.5 Quadri BT e MT

Presso ciascuna PS sarà installato un quadro di parallelo in bassa tensione, necessario al parallelo delle linee provenienti dalle String Box.

Il quadro consentirà anche il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.

Presso ciascuna PS verrà installato un trasformatore BT/AT ad olio delle seguenti tipologie:

- a singolo secondario a 36/0,60 kV ad alta efficienza per le Power Station SMA Sunny Central UP 4000, da 4 MW:
- a singolo secondario a 30/0,66 kV ad alta efficienza per le Power Station SMA Sunny Central UP 4400 da 4,4 MW.

Tutti i trasformatori saranno del tipo isolati in resina, idonei per l'installazione all'interno delle cabine prefabbricate in c.a.v., opportunamente protetti per impedire l'accesso alle parti in tensione.

1.3.6 Inverter di stringa

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

1.3.7 Cabina generale di impianto

L'intervento prevede la costruzione di cinque cabine principali di impianto denominate MTR. Tali cabine potranno essere prefabbricate o avere o struttura portante in calcestruzzo prefabbricato con stessi ingombri e caratteristiche prestazionali.

Tali edifici sono denominati MTR ovvero "Main Technical Room" e sono destinati ad ospitare i quadri di alta tensione a 36 kV per il collettamento dell'energia proveniente dai diversi sottocampi, il parallelo e la partenza verso il punto di consegna.

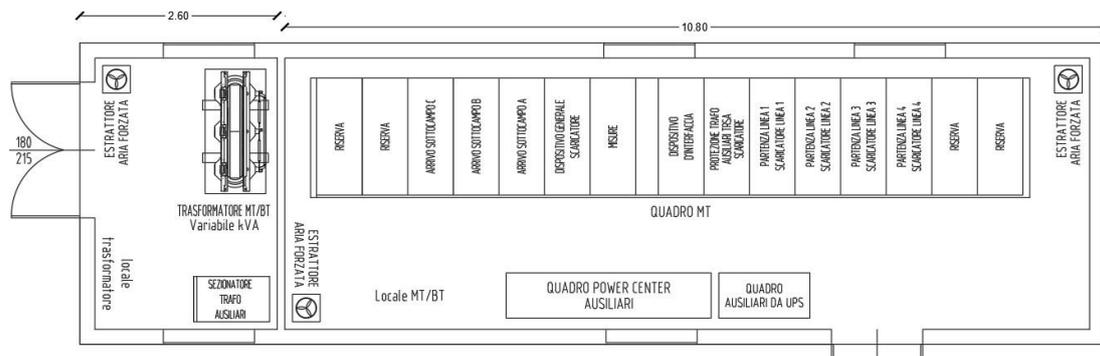


Figura 22: layout MTR tipo.

La struttura di ciascuna MTR, avrà forma rettangolare con dimensioni planimetriche di 13,50 m x 4,00 m, e si svilupperà su un solo livello con altezza massima dal piano campagna pari a 3,20 m. La struttura portante verticale sarà costituita da pilastri in c.a. collegati ad una **fondazione superficiale, composta da una piastra di fondazione dalle dimensioni planimetriche pari a 14,50 x 5,00 m e spessore 0,4 m**. L'edificio presenta due distinte aperture, una per il locale quadri MT e l'altra per il locale trafo ausiliari, oltre alle griglie per l'aerazione dei locali.

1.3.8 Cavidotti

Il progetto dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, prevede differenti modalità di posa per i cavi (AT, BT, segnale), a seconda che si faccia riferimento alle aree interne all'impianto o piuttosto ai collegamenti esterni all'impianto.

Tutti i cavi di progetto, da usare sia per il collegamento interno tra le varie PS che per la connessione al punto di consegna, saranno del tipo schermato con **conduttore in alluminio e formazione a trifoglio elicordato**, o equivalente.

In generale, per tutte le linee elettriche a 36 kV, si prevede la posa dei cavi ad una profondità minima di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

1.3.9 Recinzione

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione degli impianti; la recinzione sarà formata da rete metallica a pali fissati con plinti. In dettaglio, si prevede di

realizzare una recinzione di tutta l'area di impianto e delle relative pertinenze. Si prevede di mantenere una distanza degli impianti dalla recinzione medesima minima di 15 m, quale fascia di protezione e schermatura di cui 10 m di fascia a verde e 5 metri di viabilità perimetrale. **Sarà previsto un franco di 30 cm alla base di tutta la recinzione perimetrale per consentire il passaggio della fauna di piccola e media taglia.**

Di seguito si riporta la tipologia di recinzione prevista in progetto.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione è prevista l'installazione di alcuni cancelli carrabili per l'accesso alle differenti zone dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

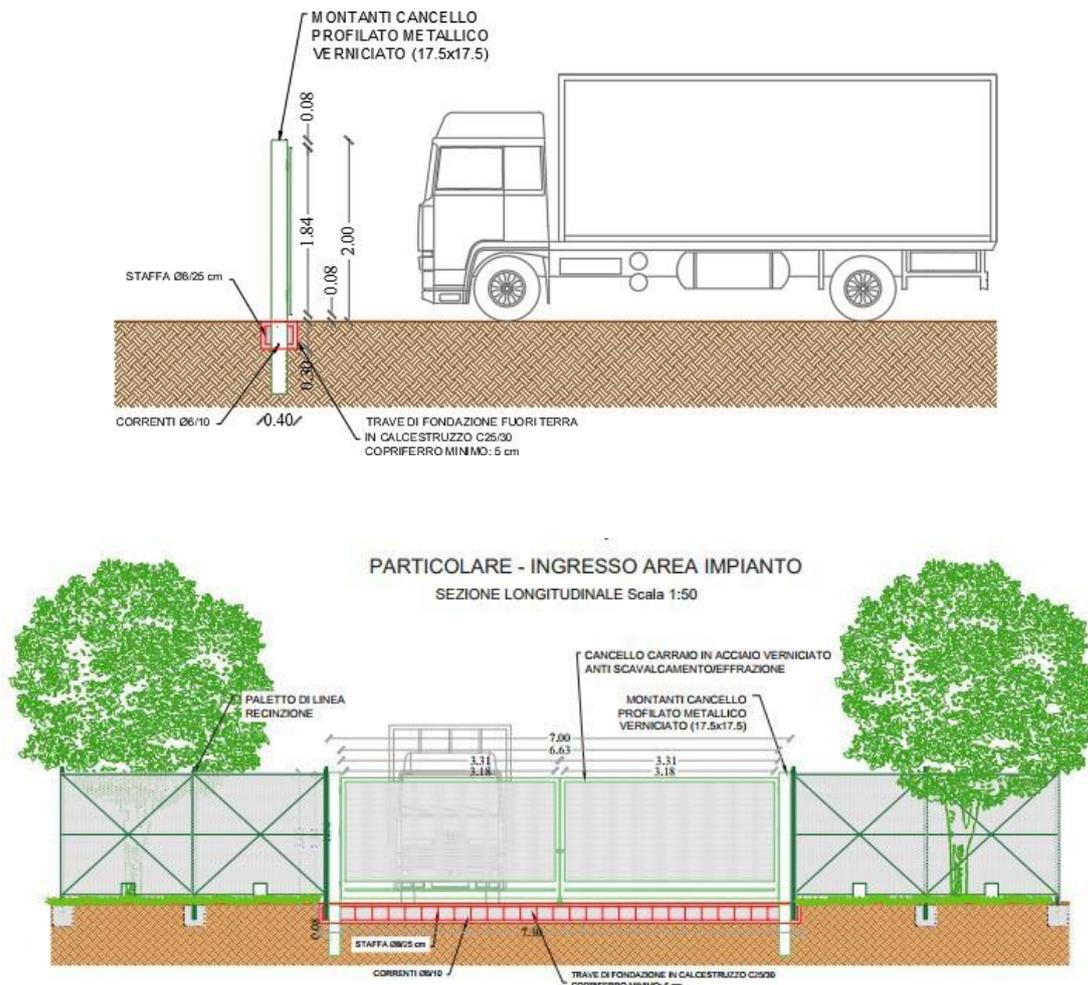


Figura 23: tipologico cancelli di ingresso.

1.3.10 Sistema di illuminazione, videosorveglianza e antintrusione

Il sistema di sicurezza e antintrusione ha lo scopo di preservare l'integrità dell'impianto contro atti criminosi mediante deterrenza e monitoraggio delle aree interessate.

Il sistema previsto in progetto si basa sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico.

La prima misura che verrà attuata per garantire la sicurezza dello stesso contro intrusioni non autorizzate è quella di impedire o rilevare qualsiasi tentativo di accesso dall'esterno installando un sistema di antintrusione perimetrale.

Il sistema di videosorveglianza in progetto dovrà prevedere i seguenti componenti:

- n. 1 postazione di video sorveglianza e video-analisi, dotata di NVR e di monitor;
- fino a 150 aree soggette ad osservazione;
- accesso diretto da web, sia al sistema di videosorveglianza in tempo reale che all'archivio delle registrazioni.

Il sistema risponderà ai seguenti macro-requisiti:

- affidabilità del sistema;
- possibilità di monitoraggio real-time ed in differita, con crescente livello di fluidità delle immagini, da 1 (uno) fps fino a 25 (venticinque) fps;
- memorizzazione dei dati su "site" differenziati, al fine di consentire il reperimento delle immagini anche in caso di atti vandalici compiuti direttamente sul posto.

Il sistema in progetto integra anche i servizi di video-analisi, con l'implementazione, oltre alle normali funzionalità di videosorveglianza, di funzionalità di videocontrollo attivo, al fine di individuare e di trasmettere in "tempo reale" le segnalazioni di allarme al verificarsi di situazioni critiche, o quantomeno anomale, quali ad esempio:

- l'attraversamento di una linea o poligonale immaginaria (anti-vandalismo);
- la rimozione di un oggetto (sottrazione di beni od oggetti);
- l'abbandono di un oggetto (antiterrorismo);
- gli assembramenti ingiustificati (in parchi o aree definite "critiche");
- la direzione di marcia per auto, conteggio di auto o persone, ecc.

La definizione delle zone e delle regole del sistema di video-analisi sarà implementata in fase di progettazione esecutiva.

Inoltre, considerata la specificità dell'opera, con il presente progetto si è ritenuto opportuno prevedere un sistema di allarme ed antintrusione presso le cabine di impianto (PS, MTR e Control Room), nei quali, oltre alle apparecchiature elettriche sono contenuti anche il CED e le apparecchiature che consentono il monitoraggio e telecontrollo dell'intero sistema.

1.3.11 Viabilità

Le opere viarie saranno costituite da una regolarizzazione di **pulizia del terreno, dalla successiva compattazione del sottofondo naturale, dalla fornitura e posa in opera di brecciolino opportunamente costipato per uno spessore di trenta/quaranta centimetri circa**, poiché si tratta di strade dove sovente

transitano cavi in cavidotto. I cavidotti saranno differenziati a seconda del percorso e del cavo che accoglieranno.

Si prevede la realizzazione di una strada sterrata per l'ispezione dell'area di impianto lungo tutto il perimetro dell'impianto e lungo gli assi principali e per l'accesso alle piazzole delle cabine.

1.3.12 Opere di drenaggio

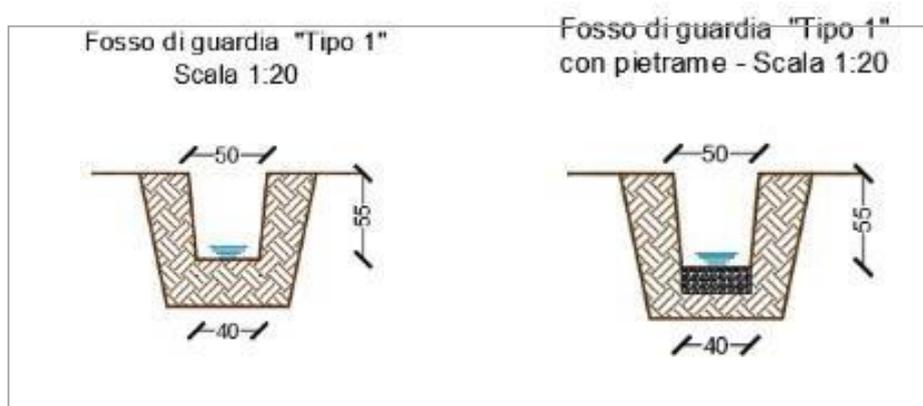
La durabilità dell'area di impianto e dell'impianto stesso dal punto di vista strutturale è garantita da un efficace sistema idraulico di allontanamento e drenaggio delle acque meteoriche. Gli interventi da realizzarsi nell'area in esame sono stati sviluppati secondo due differenti linee di obiettivi:

- mantenimento delle condizioni di "equilibrio idrogeologico" preesistenti (ante realizzazione del parco fotovoltaico "FV UTA");
- regimazione e controllo delle acque che defluiscono lungo la viabilità (aree tra le stringhe per operazioni di manutenzione) del parco, attraverso la realizzazione di una adeguata rete drenante, volta a proteggere le opere civili presenti nell'area.

Al fine di garantire l'assenza di un potenziale fenomeno erosivo nelle aree di impianto e per creare un sistema di smaltimento delle acque meteoriche superficiali in grado di allontanare le minime portate, eventualmente scolanti sul terreno, è stato progettato un sistema di fossi di guardia interno all'impianto. Le opere di drenaggio, pertanto, sono le seguenti: per i particolari costruttivi ed ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati grafici dedicati.

Fosso di guardia in terra "Tipo 1" avente le seguenti caratteristiche geometriche:

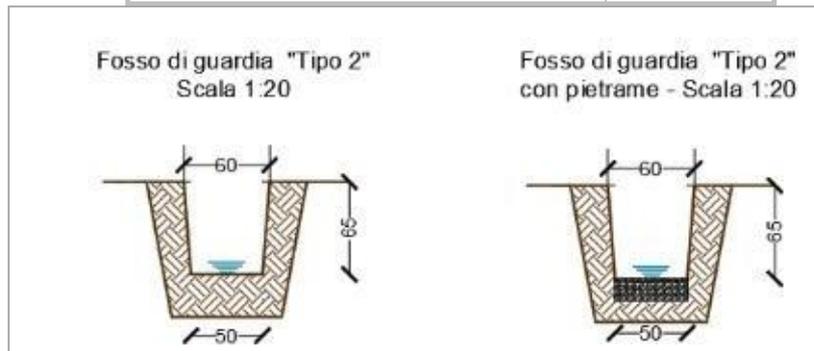
<i>Sezione trapezia</i>	
Larghezza base [m]	0,40
Larghezza in superficie [m]	0,50
Altezza [m]	0,55



In alcuni tratti, con pendenze superiori al 10%, tali fossi di guardia possono presentare il **fondo rivestito con pietrame** di media pezzatura ($d = 5-10$ cm), per uno spessore di 15 cm, al fine di ridurre l'azione erosiva della corrente idrica.

Fosso di guardia in terra "Tipo 2" avente le seguenti caratteristiche geometriche:

<i>Sezione trapezia</i>	
Larghezza base [m]	0,50
Larghezza in superficie [m]	0,60
Altezza [m]	0,65



Anche questa tipologia di fosso di guardia, nei tratti con pendenze superiori al 10%, presenta il **fondo rivestito con pietrame** di media pezzatura ($d = 5-10$ cm), per uno spessore di 15 cm.

Fosso di guardia in terra "Tipo 3" avente le seguenti caratteristiche geometriche:

<i>Sezione trapezia</i>	
Larghezza base [m]	0,60
Larghezza in superficie [m]	0,70
Altezza [m]	0,75



Anche il fosso di guardia "tipo 3", nei tratti con pendenze superiori al 10%, presenta il **fondo rivestito con pietrame** di media pezzatura ($d = 5-10$ cm), per uno spessore di 15 cm.

Tutte le opere di progetto sono dei semplici fossi di guardia in terra e, solamente qualora necessario in funzione delle pendenze, con rivestimento del fondo in pietrame.

Questo significa che in ogni caso tali sistemi di drenaggio, garantiranno la stessa permeabilità del suolo ante operam e non andranno ad incrementare il deflusso delle portate che sono naturalmente convogliate dai bacini descritti, in condizione ante operam.

1.3.13 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è stato dimensionato rispettando l'ottimizzazione dei flussi di potenza dell'impianto fotovoltaico progettato ed in previsione di futuri ulteriori sviluppi.

Il sistema è progettato per un' ora di accumulo, al quale corrisponde un C-rate (corrispondente alla potenza massima) di 1,0.

Come da figura a seguire, l'impianto si costituisce di 6 sottosistemi, ciascuno dei quali dotato di un interruttore AT, un trasformatore AT/BT a doppio secondario e un inverter.

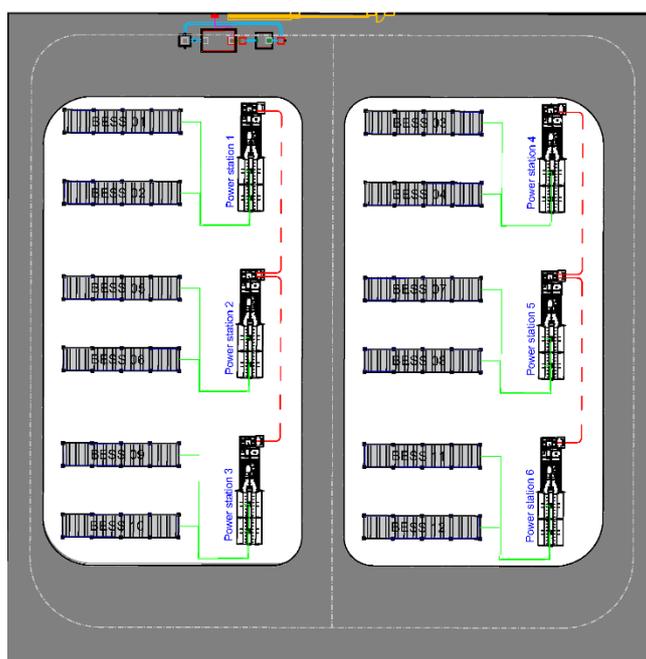


Figura 24: pianta sistema BESS di progetto.

L'impianto sarà composto di elementi alloggiati all'interno di container suddivisi come a seguire:

- 6 container PCS;
- 12 container batterie ESS. Ciascun sistema PCS conterrà a sua volta:
- 1 inverter tipo SUNNY CENTRAL STORAGE UP;

- 1 trasformatore compreso all'interno delle unità MVPS 4000-S2;
- 1 quadro ausiliari.
- Dodici container batterie ESS;
- 15 rack per pack;
- Un quadro di parallelo;
- Un sistema di spegnimento incendio;
- Quadri ausiliari;
- Sistema di ventilazione forzata e/o condizionamento. Per tutti i dettagli si rimanda ai relativi elaborati di progetto.

1.4 Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto fotovoltaico 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, sarà conservata la recinzione in quanto funzionale all'attività agricola presente.

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

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

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

16.02 scarti provenienti da apparecchiature elettriche ed elettroniche;

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

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

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

Le strutture di sostegno dei pannelli, in acciaio, saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

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

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

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 ripristinato lo strato superficiale con terreno vegetale adatto al contesto. Il materiale di risulta sarà successivamente smaltito presso impianti di recupero e riciclaggio degli inerti da demolizione.

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

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

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

Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori.

RIPRISTINO VEGETAZIONALE

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

2. Analisi delle alternative progettuali

2.1 Alternativa zero

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

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

Il Piano recepisce ed è coerente ai principali indirizzi di pianificazione energetica messi in atto a livello europeo e nazionale, con particolare attenzione agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ quantificati pari a -50%¹. Il Terzo Rapporto di Monitoraggio del PEARS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2020 (Figura 25) e appare evidente come l'energia elettrica prodotta in Sardegna attraverso centrali termoelettriche o impianti di cogenerazione alimentati a fonti fossili o bioenergie rappresenti ben il 75% del totale; segue la produzione attraverso impianti eolici (13% della produzione totale), la produzione da impianti fotovoltaici (9%) e infine la produzione da impianti idroelettrici (3%).

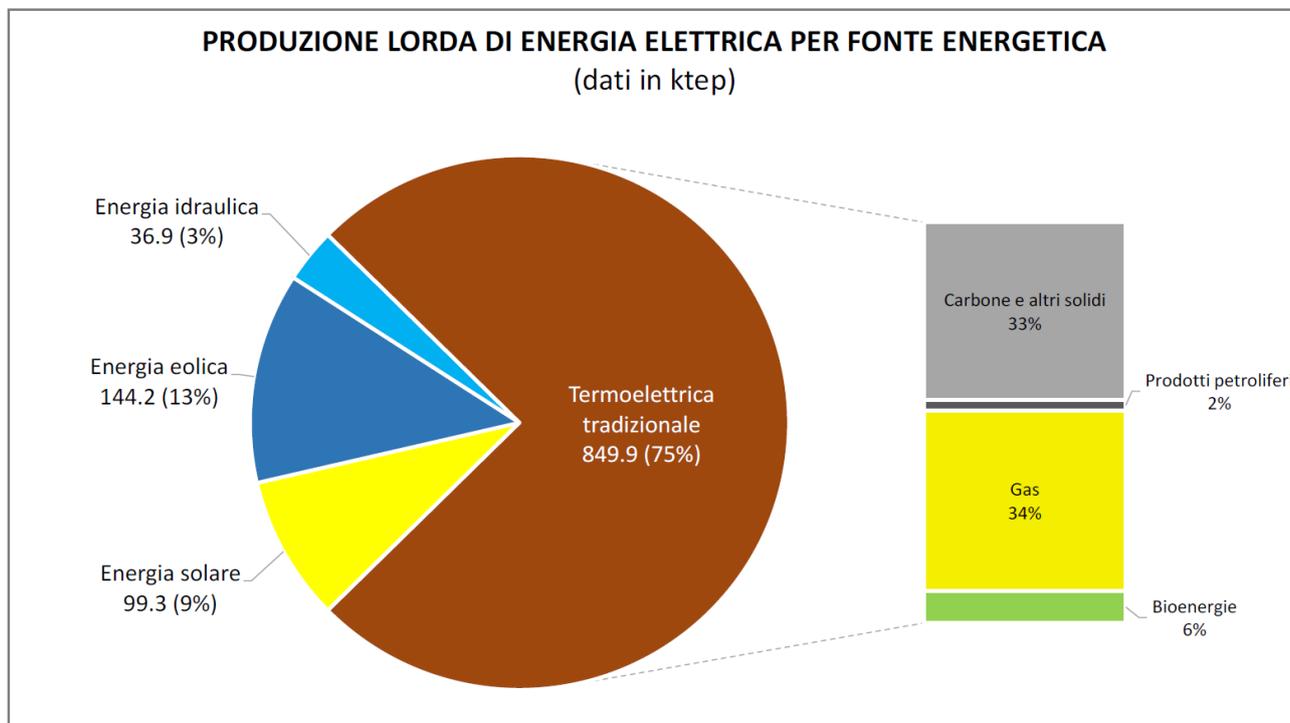


Figura 25: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2020. Fonte: (Regione Autonoma della Sardegna, 2023).

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

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

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

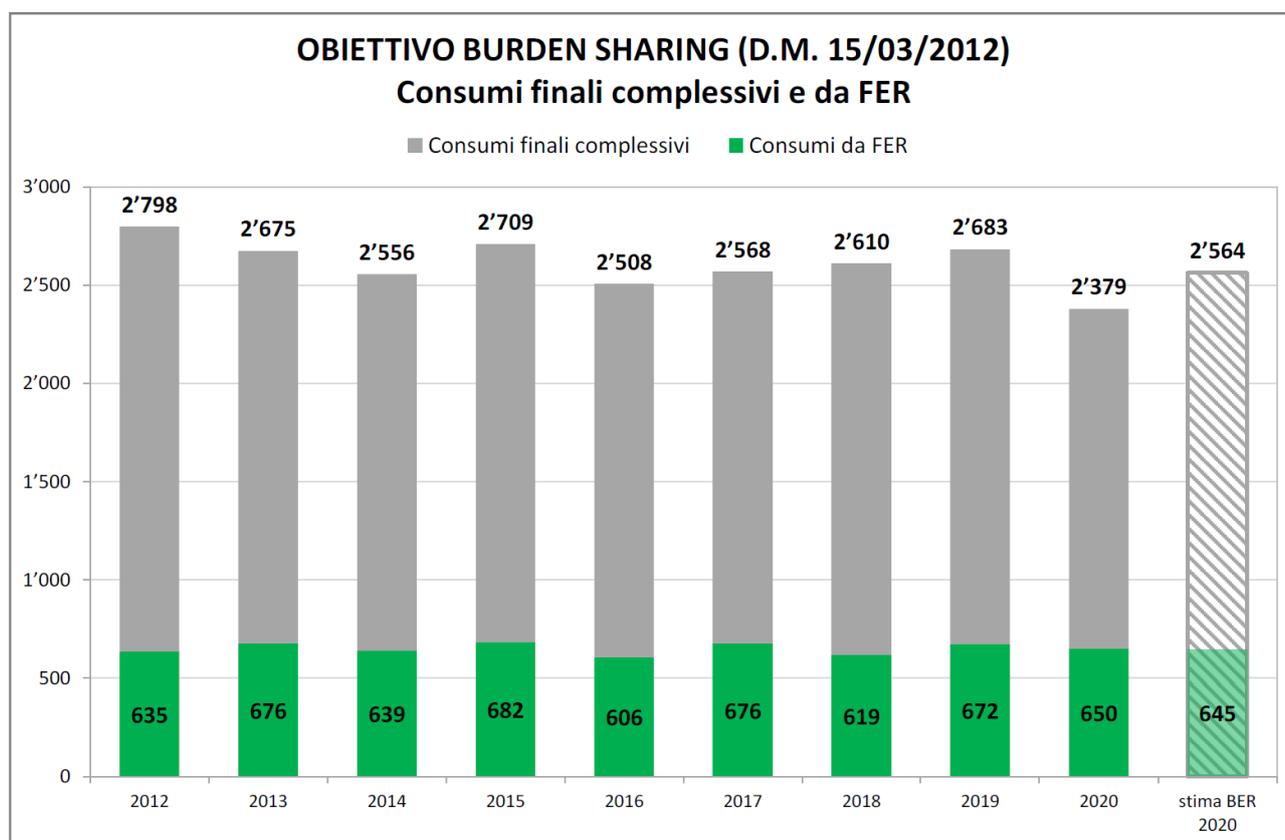


Figura 26: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna. Fonte: dati GSE dal 2012 al 2020, elaborazione degli autori a partire da dati BER per anno 2020).

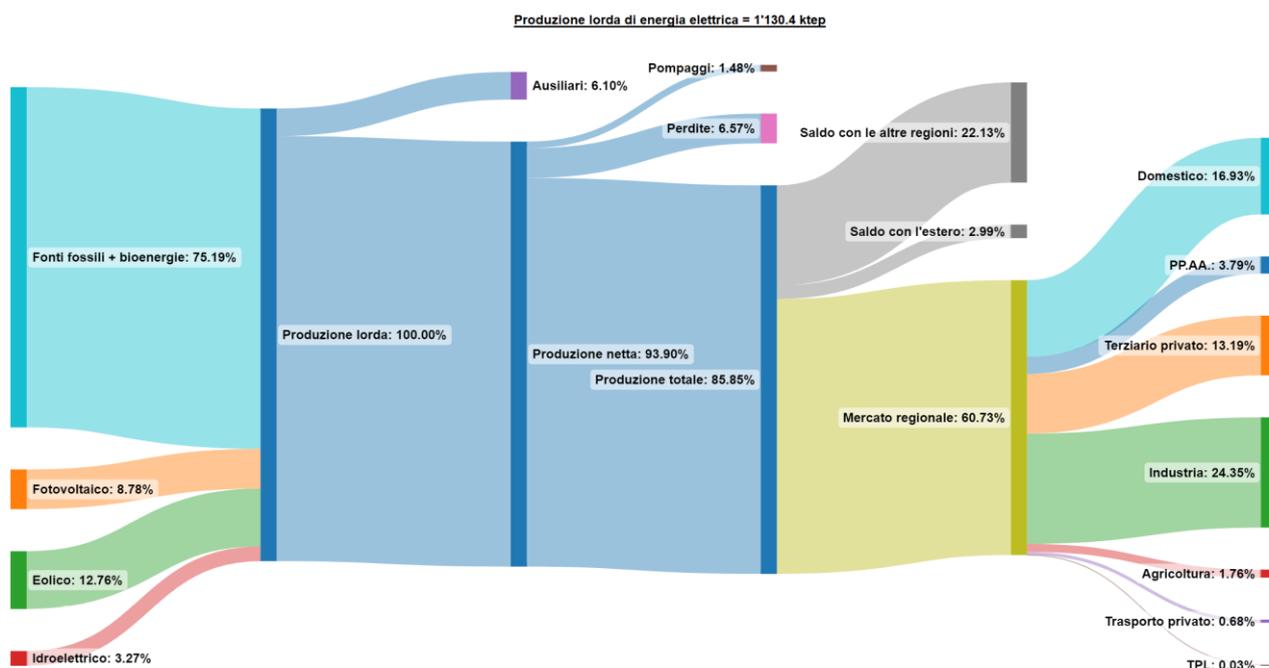


Figura 27: Diagramma di Sankey relativo al macrosettore Elettricità (produzione, distribuzione e usi finali), dati relativi al 2020 espressi in quote percentuali rispetto alla produzione lorda (Fonte: Terna S.p.A. - elaborazione degli autori, 2022).

Nella figura successiva, in analogia con quanto riportato nel Secondo Rapporto di Monitoraggio e nel PEARS, si restituisce l'andamento delle emissioni di CO2 associate alle attività sviluppate in Sardegna in forma normalizzata rispetto alle emissioni del 1990. Appare evidente come i dati del 2020 ricavati dal BER confermino il trend in progressivo calo e in avvicinamento all'obiettivo regionale di riduzione delle emissioni del 50% al 2030. Analizzando i dati puntuali relativi ai tre macrosettori, è possibile verificare che tale risultato sia principalmente dovuto ai cali registrati nelle emissioni associate ai consumi termici (più che dimezzate rispetto al 1990 e caratterizzate da una riduzione annua del 8% negli ultimi 10 anni), mentre si rileva un continuo aumento delle emissioni legate al macrosettore dei trasporti (+34% rispetto al 1990, con un aumento annuo dello 0.2% negli ultimi 10 anni). Invece, per quanto riguarda il settore delle trasformazioni, a seguito della crescita avvenuta tra il 1990 e il 2010, negli ultimi 10 anni si assiste ad un calo del 23% circa (-2.9% annuo).

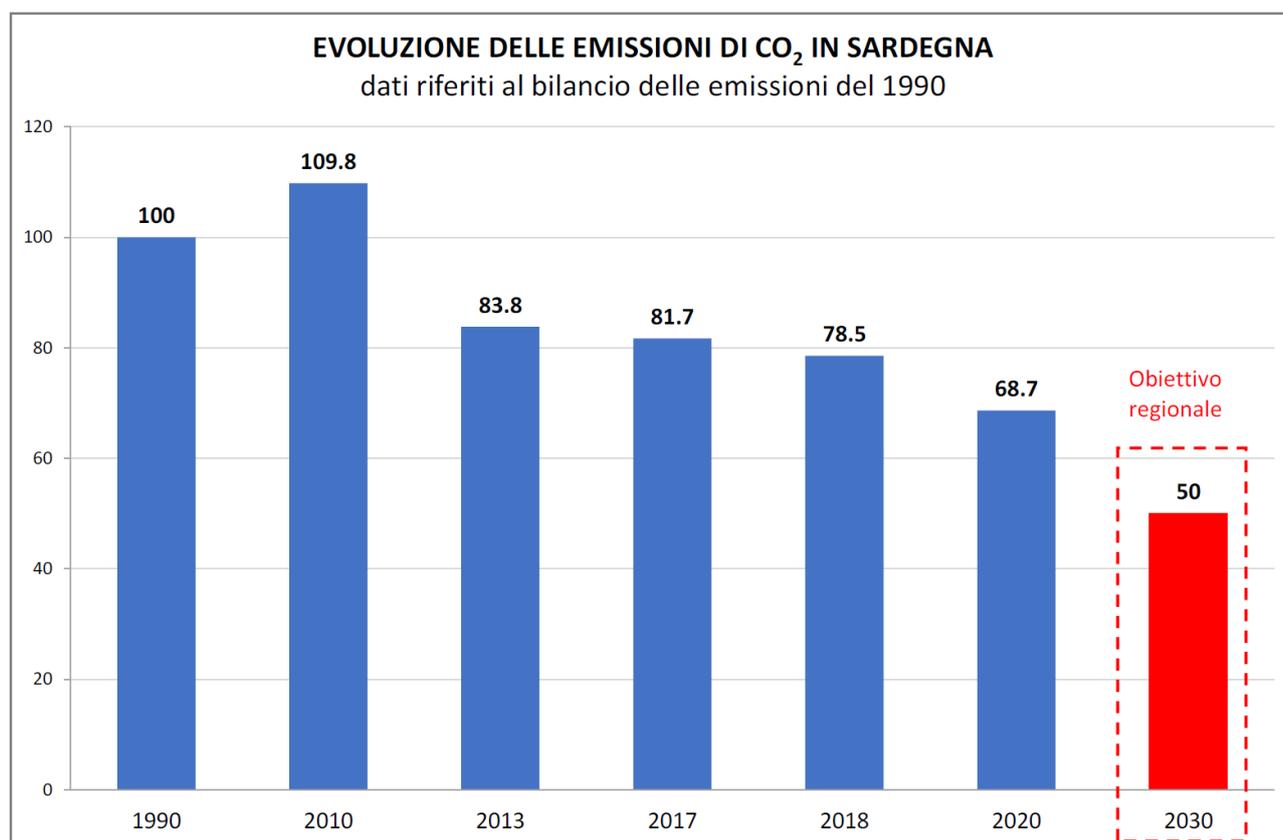


Figura 28: Evoluzione delle emissioni di CO₂ in Sardegna riferite al bilancio delle emissioni del 1990, dati ricavati dal PEARS integrati con le emissioni stimate a partire dal BER 2017, 2018 e 2020 (Fonte: elaborazione degli autori, 2022).

Il Piano Energetico Regionale conferma la necessità di favorire un mix di fonti rinnovabili sul territorio, soprattutto con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico e la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti.

Il PEARS indica come obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori del 1990.

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

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 ormai 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".

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

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

Le aree in questione sono definite "brownfield" dal Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna - all. b) alla Delibera G.R. 59/90 del 27/11/2020- che, secondo la definizione del DM 10.09.2010, corrispondono ad "aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati" e rappresentano aree preferenziali dove realizzare gli impianti (per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

Dal punto di vista della sottrazione permanente di suolo, essa interesserà aree attualmente utilizzate marginalmente ai fini agricoli ed in fase di progressivo abbandono dovuto da un lato all'incremento dei costi energetici e di produzione in generale commisurati alla bassa capacità produttiva del sito e dall'altra al mancato ricambio generazionale nella conduzione dell'attività di impresa.

Si ritiene che in tale contesto l'installazione degli impianti fotovoltaici non comporterà condizioni di degrado del sito ma che potrebbe consentire di mantenere una certa permeabilità dei suoli che, non essendo più sottoposti ad operazioni di coltivazione convenzionali, potrebbero addirittura migliorare l'immagazzinamento della sostanza organica con conseguente miglioramento generale delle condizioni biotiche della pedosfera.

In relazione alla scelta della tecnologia FV, è opportuno evidenziare come il previsto impiego di moduli fotovoltaici installati su apposite strutture metalliche ad inseguimento monoassiale fissate al terreno attraverso pali metallici, riduca il fenomeno dell'isola di calore consentendo il passaggio di luce e acqua, necessari per le funzioni vitali ospitate dal suolo.

Gli impatti sulla componente vegetale erbacea possono considerarsi trascurabili in quanto nelle aree di impianto sono attualmente presenti esclusivamente specie annuali da foraggio. La disposizione delle stringhe di pannelli fotovoltaici, durante la fase di esercizio, non impedirà lo sviluppo delle specie erbacee della flora spontanea tipica dell'area, che andranno a ricolonizzare il suolo libero.

Non si prevedono impatti sulla vegetazione arborea; gli eucalitteti presenti sono infatti già governati a ceduo per essere utilizzati come legna da ardere e come tali sottoposti a periodici tagli con turni di 7-10 anni.

L'**alternativa zero** porterebbe, dunque, a proseguire lo sfruttamento agricolo attuale del terreno. La realizzazione del parco fotovoltaico, invece, si configurerebbe come occasione per convertire risorse a favore

del miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale, non unicamente sotto il profilo agronomico ma anche come contributo alla conversione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

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

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

2.2 Alternativa tecnologica

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

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

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

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

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

Escludendo i sistemi fissi, che non massimizzano la produzione di energia, 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).

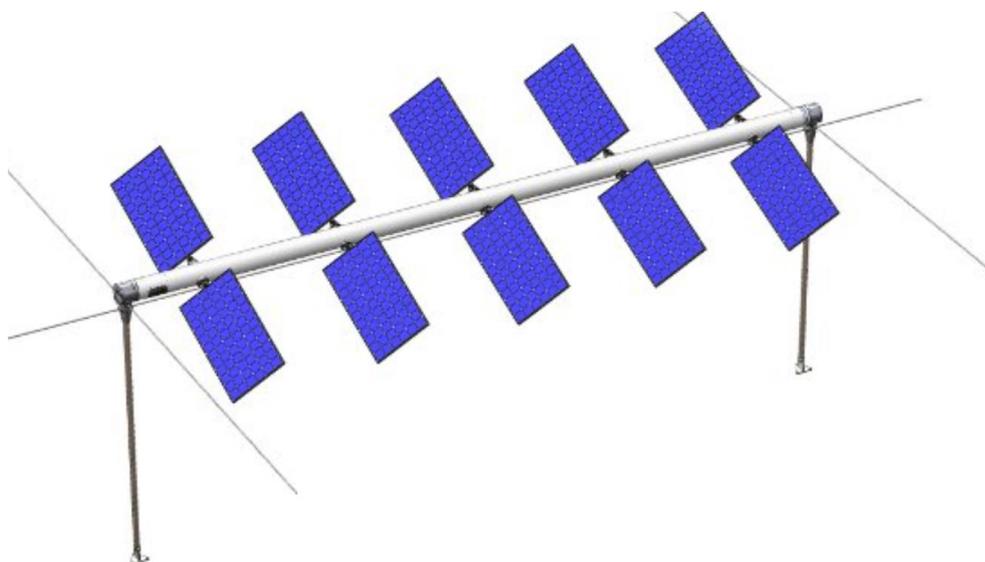


Figura 29: pannelli del tipo tracker 1.0.

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 che aumenterebbero le operazioni di movimento terra per la loro installazione, l'utilizzo e la produzione di calcestruzzo, minore reversibilità dell'intervento.
- **impatti negativi dovuti ad un maggiore utilizzo di metallo.** La rotazione dei pannelli, infatti, è garantita da un profilo orizzontale in acciaio, in grado di ruotare sul proprio asse lungo 14 m (tracker) e da 4 profili secondari montati perpendicolari all'asse orizzontale, in grado di ruotare sul proprio asse.

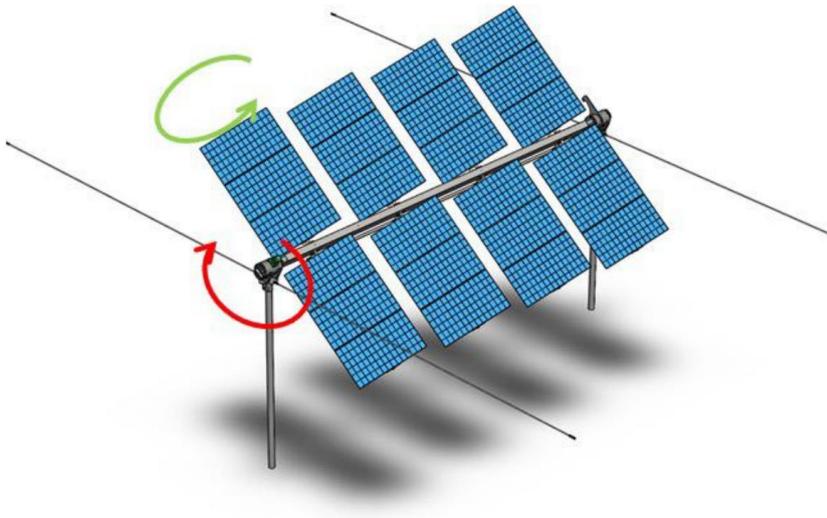


Figura 30: struttura in acciaio che sostiene i pannelli verticali e ne permette la rotazione.

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

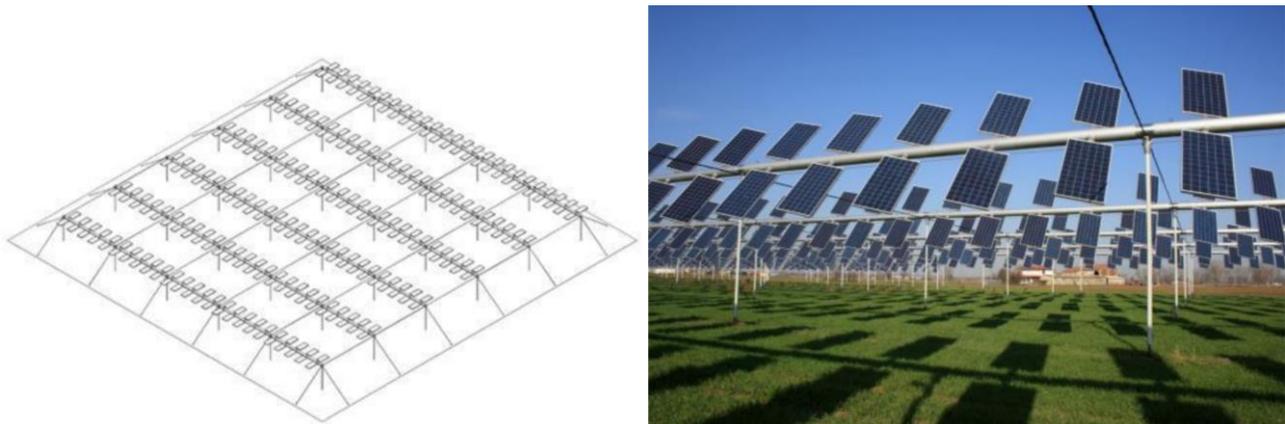


Figura 31: rete di cavi di acciaio che connette i pannelli fotovoltaici.

2.3 Alternativa di localizzazione

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

“La Regione Autonoma della Sardegna ha riorganizzato i consorzi industriali con la legge n. 10 del 25 luglio 2008, che ha identificato n. 8 Consorzi Industriali Provinciali (C.I.P.) ed ha avviato la liquidazione dei soppressi Consorzi ZIR. I sopracitati C.I.P. sono caratterizzati, oltre che per la dislocazione di tipo provinciale, anche per la tipologia di attività produttiva delle aziende insediate, per esempio i Consorzi di Macchiareddu, di

Portovesme e Porto Torres sono caratterizzati dalla presenza di aziende energivore dei settori petrolchimico e metallurgico; il Consorzio di Oristano caratterizzato per le aziende dell'agroalimentare ed infine il Consorzio di Olbia caratterizzato per il settore della nautica. Per quanto concerne le sopra citate aree P.I.P., queste sono state istituite attraverso la legge n. 685 del 22 ottobre 1971 e sorgono allo scopo di favorire lo sviluppo delle attività delle piccole e medie imprese artigianali industriali all'interno dei territori comunali. Si tratta di strumenti urbanistici predisposti al fine di assicurare, da un lato, l'ordinato assetto territoriale delle attività produttive all'interno di un determinato Comune e, dall'altro, la valorizzazione e la crescita della produzione locale. A queste si aggiungono gli incubatori di impresa che offrono sostegno alle imprese aiutandole a sopravvivere e crescere nella fase in cui sono maggiormente vulnerabili, quella di start-up.”²

Come evidenziato in Figura 32 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 33). Pertanto nell'ipotesi di utilizzare solo le aree industriali della Sardegna per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra, questi si dovranno dislocare quasi esclusivamente nell'area metropolitana di Cagliari **che è anche quella che maggiormente necessita di aree per l'insediamento di attività produttive**, in quanto ospita un grande numero di imprese potenzialmente insediabili. Infatti **le restanti piccole aree P.I.P. dei comuni della Sardegna, sono prevalentemente inutilizzate a causa dell'assenza di imprese industriali e artigiane**.

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

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

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

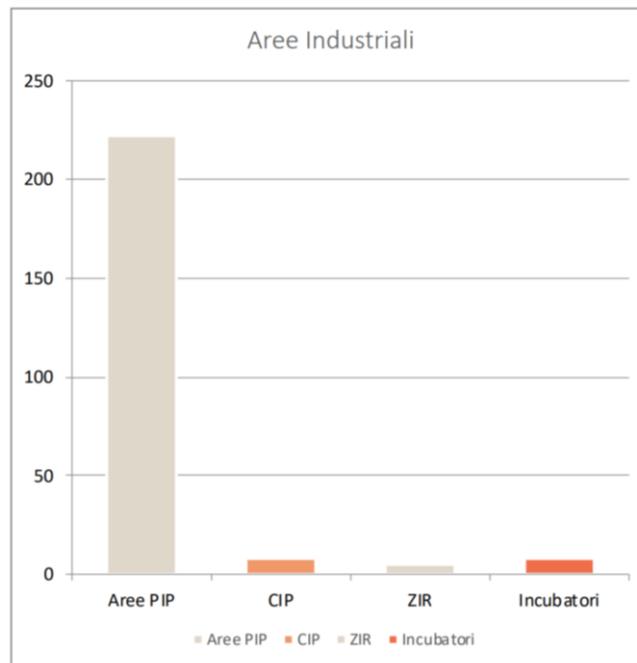


Figura 32: tipologia aree industriali del territorio regionale. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

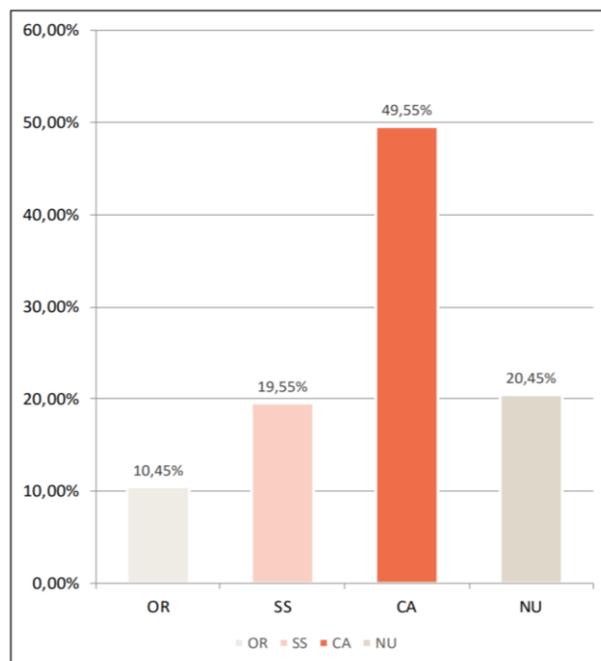


Figura 33: distribuzione per provincia delle aree P.I.P. della Sardegna. Fonte: "Le aree industriali della Sardegna". Assessorato Industria Direzione Generale Industria Servizio Semplificazione Amministrativa per le Imprese, Coordinamento Sportelli Unici, Affari Generali.

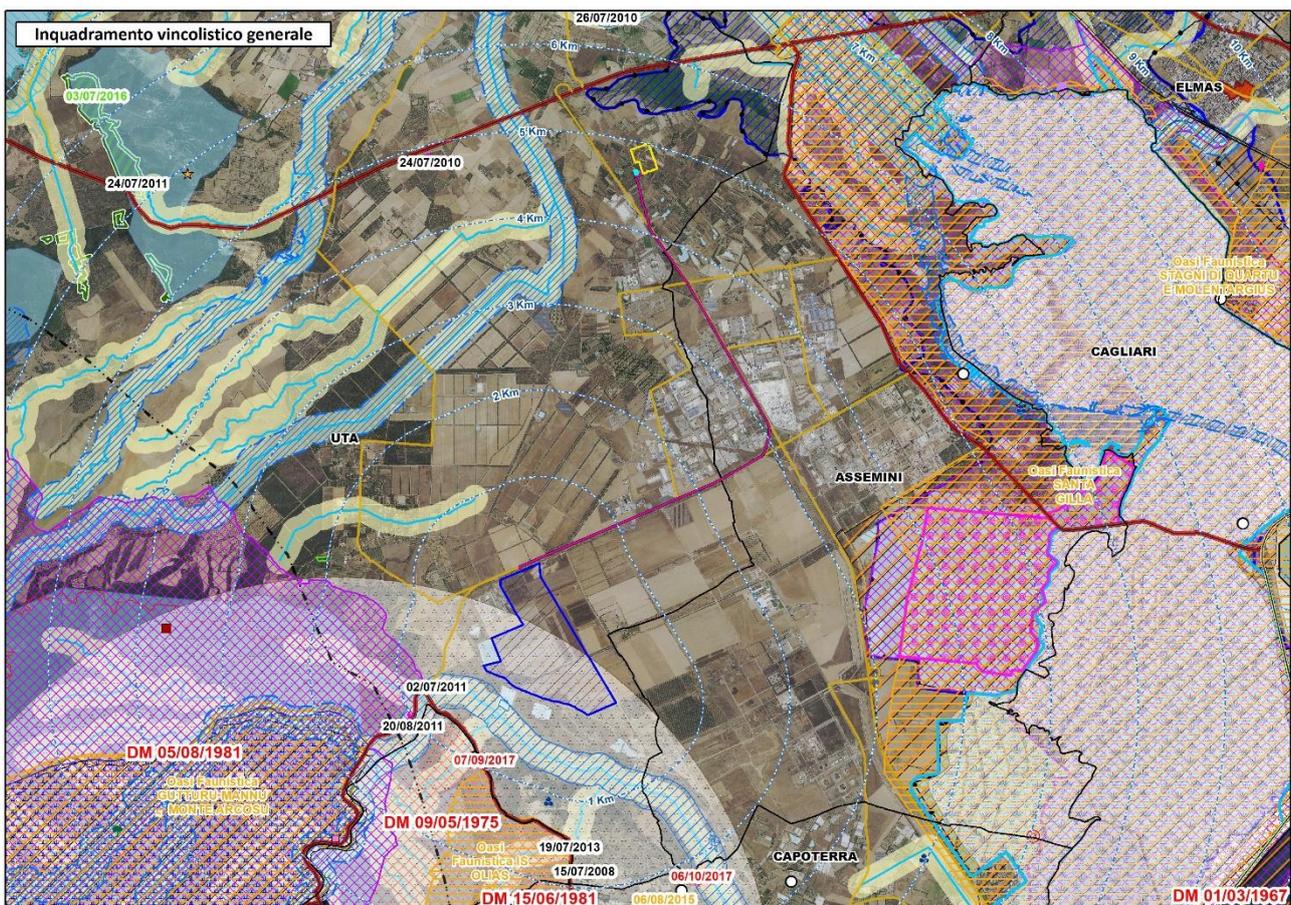
Si sono valutate le superfici a destinazione industriale che si sarebbero potute utilizzare per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico: l'area PIP del Comune di Uta. Si riportano i dati riassunti relativi all'area industriale e i relativi lotti liberi:

Tabella 2: Dati delle aree industriali del Comune di Uta. Fonte: <https://www.sardegnaimpresa.eu/siaidevel/area>

	PIP Uta
Superficie totale PIP	18'304 m ²
Numero totale di lotti	11
Numero di lotti non disponibili	3
Numero di lotti liberi	8

La superficie totale dell'area PIP è di circa 18 ha, molto inferiore all'estensione del progetto in esame, senza menzionare il fatto che è una superficie in gran parte già occupata e pertanto non disponibile.

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.



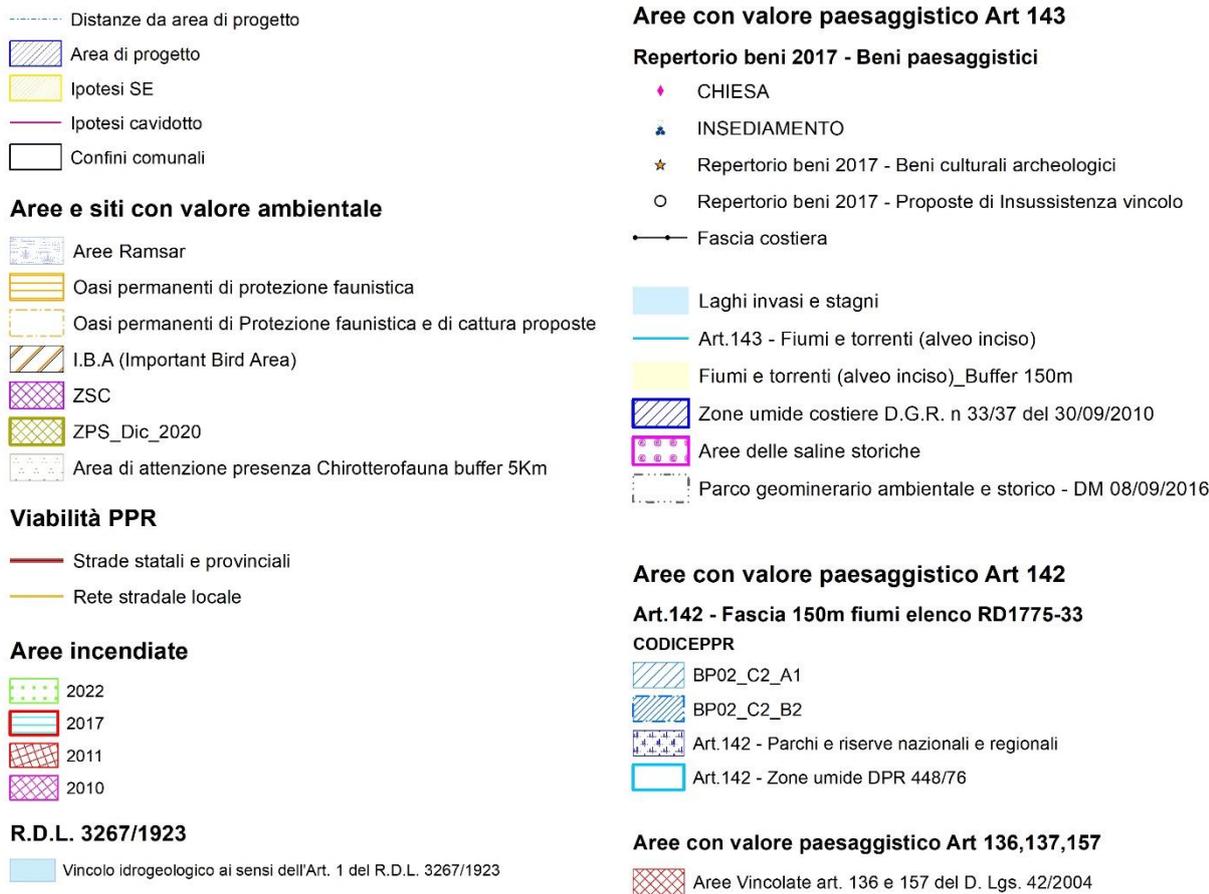
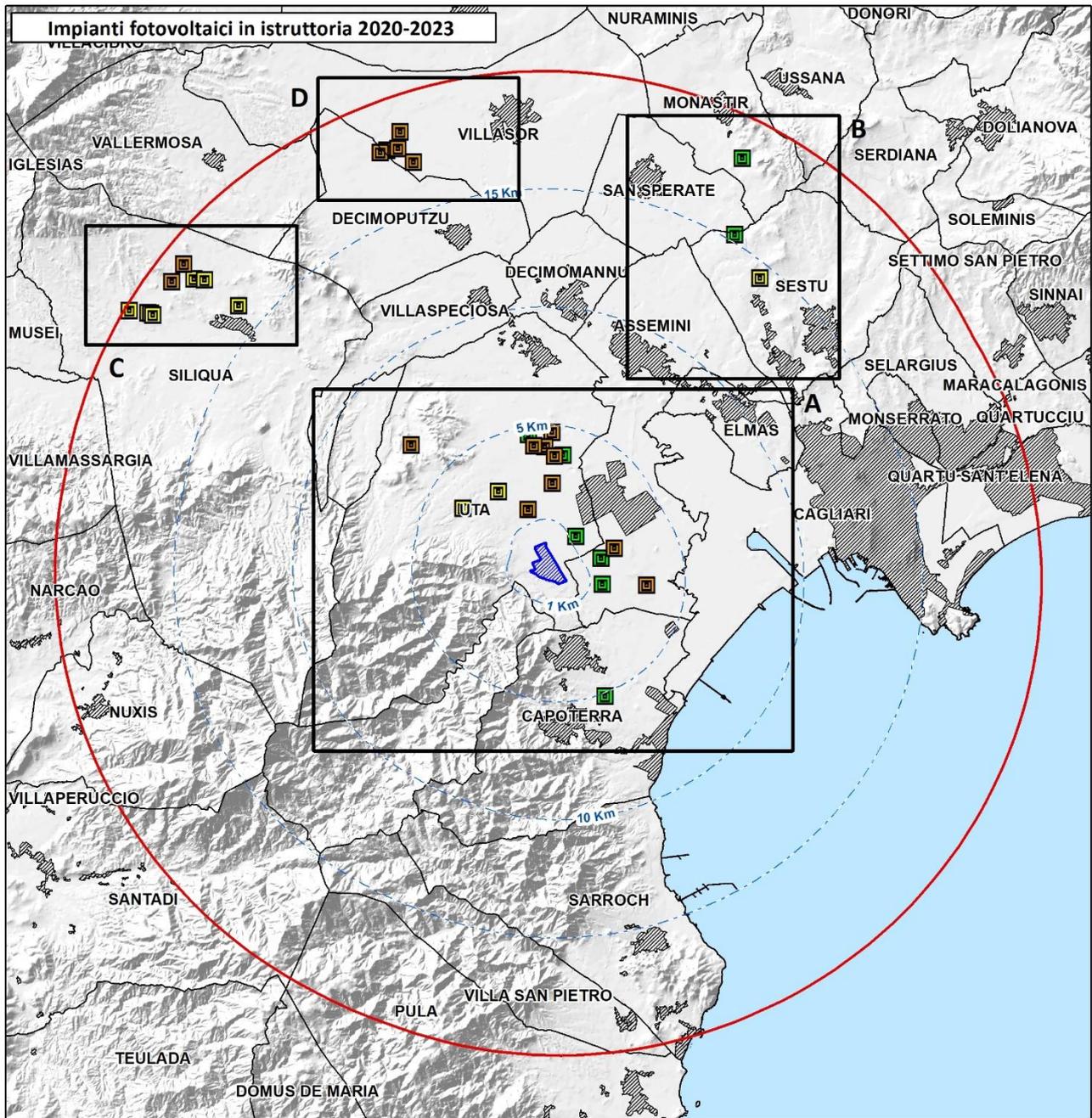


Figura 34: vincolistica complessiva nell'area vasta di intervento.

Nello specifico, l'intervento in progetto insiste su un'area agricola libera da vincoli, servita da una rete infrastrutturale esistente ed in cui l'installazione di un impianto di energia rinnovabile rappresenta un utilizzo compatibile con l'utilizzo agronomico. **Il sito in esame è libero da vincoli (la potenziale presenza di chiroterofauna non costituisce un elemento di interazione negativa con il parco fotovoltaico) e pertanto ottimale per l'ubicazione di un parco fotovoltaico dove possa realizzarsi in modo efficiente l'integrazione tra l'attività agricola e la produzione energetica. Anche nelle aree a nord e a ovest dell'area selezionata sono presenti aree non vincolate e potenzialmente atte ad ospitare un parco fotovoltaico. Relativamente a tali aree, però, si fa presente che sono già interessate da numerose proposte progettuali (Figura 35) ed aumenterebbe, di conseguenza, il rischio del verificarsi dell'effetto "concentrazione" sulla componente paesaggio.**



- - - - Buffer distanze da area di progetto
- Buffer 20km
- Area progetto
- Confini comunali
- Centri urbani
- Mare
- Chiusa, NON SOTTOPOSTO A VIA, APPROVATO
- Chiusa, SOTTOPOSTO A VIA,
- In istruttoria

Figura 35: impianti fotovoltaici in istruttoria di VIA in un buffer di 20 km dall'area di progetto.

Si sono poi analizzate le aree idonee ai sensi del D.L. n.199 del 08.11.2021. Il decreto reca disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, e definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota

di energia da fonti rinnovabili al 2030. Inoltre, introduce ed elenca le aree ritenute idonee per l'installazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (art. 20).

Si riporta di seguito la cartografia: **l'impianto risulta essere situato su aree idonee ai sensi del comma c-ter) p.to 1 e c-quater dell'art. 20, comma 8 del Dlgs 199/21.**

Si riporta di seguito il contenuto del comma c-quater dell'art. 20:

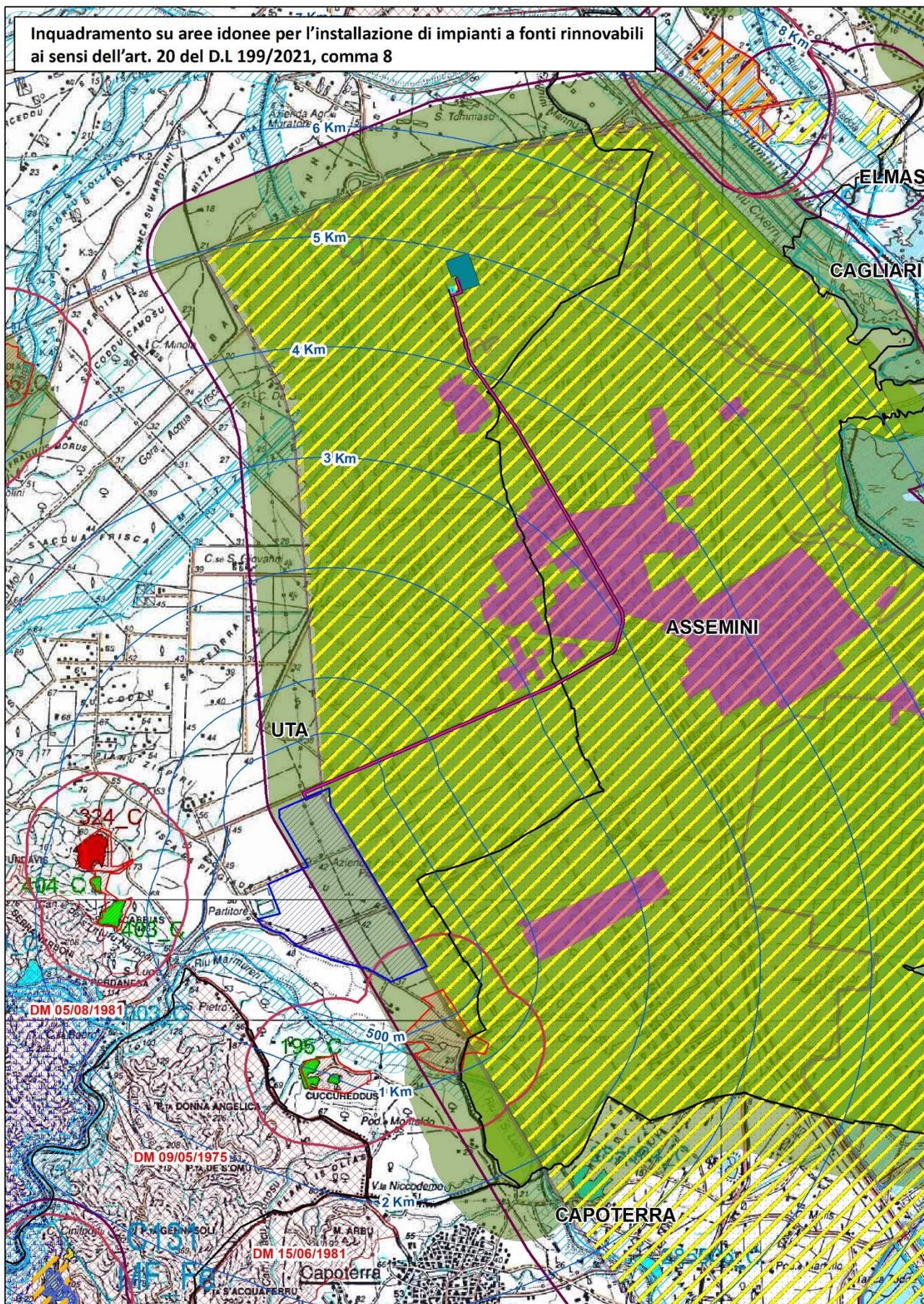
"c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché' le cave e le miniere;

[...]

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto), né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387".

In particolare, l'area di progetto ricade in parte entro il buffer di 500 m dalla grande area industriale di Macchiareddu e dall'area estrattiva di seconda categoria (cava) situata a sud del perimetro (art. 20 comma c-ter), e in parte tra le aree agricole esterne alla fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela (c-quater).



-  Buffer distanze da area di progetto
-  Area di progetto
-  Ipotesi cavidotto
-  Ipotesi SE
-  Confini comunali
-  Impianti fotovoltaici esistenti
-  Grandi aree industriali
-  Insediamenti produttivi (PPR)

Art.20, comma 8, lettera c)

-  PRAE - Aree estrattive_buffer500
-  PPR - Aree estrattive - II categoria (cave)
-  PPR - Aree estrattive - I categoria (miniere)
-  PPR - Aree estrattive_buffer500

Art.20, comma 8, lettera c-ter)

-  SIN - Aree_Minerarie
-  Aree_Industriali_2
-  SIN_buffer 500m
-  Zone D (comunali)
-  Zone D Buffer 500 m

Art.20, comma 8, lettera c-bis)

-  Impianti ferroviari

Art.20, comma 8, lettera c-quater)

-  Art.142 - Fiumi torrenti corsi d'acqua (RD1775/33)

Art.142 - Fascia 150m fiumi (RD1775-33)

CODICEPPR

-  BP02_C2_A1
-  BP02_C2_B1
-  BP02_C2_B2
-  Art.142 - Parchi e riserve nazionali e regionali
-  Art.142 - Zone umide DPR 448/76
-  Aree con valore paesaggistico Art

Usi civici

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

Poichè non sono disponibili cartografie ufficiali sugli Usi Civici, le verifiche vengono effettuate sugli elenchi riportati nelle Tabelle ARGEA.

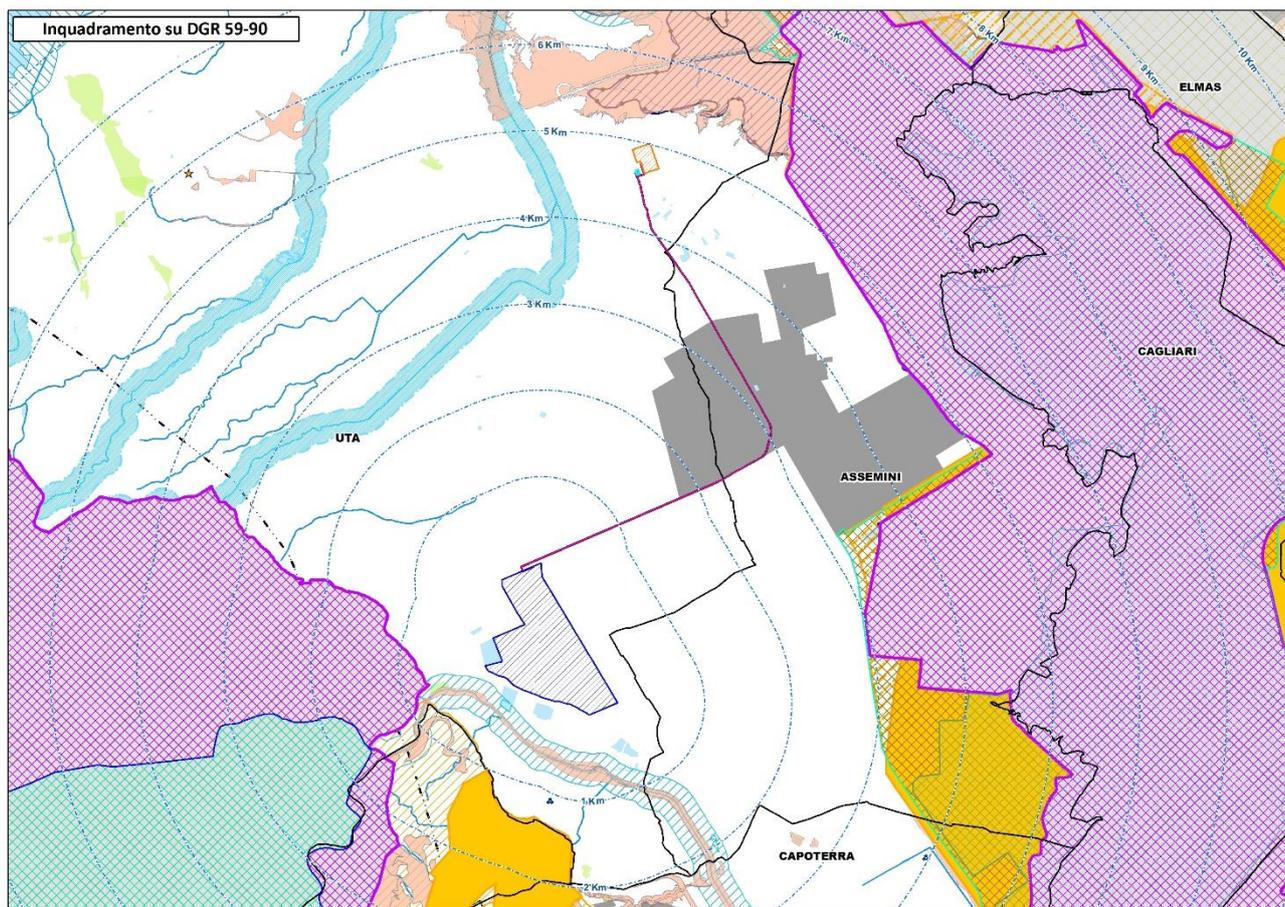
Gli elenchi degli usi civici sono allegati all'elaborato cartografico "Tav14 Aree con valore paesaggistico Art.142" e sono i seguenti:

- Decreto commissariale n. 327 del 28/12/1947 e aggiornamento di Maggio 2020, per il Comune di Uta;
- Decreto commissariale n. 236 del 15/04/1939 e aggiornamento di Dicembre 2019, per il Comune di Assemmini.

Figura 36: aree idonee ai sensi del D.L. 199/2021 nell'intorno dell'area di progetto.

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

Dalla lettura della tavola si può notare come le aree di progetto ricadano tra quelle idonee.



- Distanze da area di progetto
- Area di progetto
- Ipotesi SE
- Ipotesi cavidotto
- Confini comunali
- 1.6 - Parchi regionali istituiti (dati indicativi)
- 2.1 - Zone Ramsar (Art. 142 - Zone umide, Dati indicativi)
- 3.1 - SIC-ZSC (Dicembre 2020)**
- ZSC
- 3.2 - ZPS (Dicembre 2020)
- 4.1 - Aree importanti per l'avifauna (IBA)
- 6.1 - Oasi permanenti di Protezione faunistica e di cattura Istituite (dati indicativi)
- 6.1 - Oasi permanenti di Protezione faunistica e di cattura proposte (dati indicativi)
- 7.2 - Aree servite dai consorzi di bonifica - Comprensori
- 7.2 - Aree servite dai consorzi di bonifica - Distretti
- 8.1 - Qualità dell'aria - Agglomerato di Cagliari
- 9.1-9.2 - Inviluppo Aree di pericol. idraulica**
- Hi3
- Hi4
- 9.3-9.4 - Inviluppo Aree di pericolosità da frana**
- Hg3
- ★ 11.1 - Repertorio beni 2017 - Beni culturali architettonici
- 11.2 - Aree dichiarate di notevole interesse pubblico vincolate con provvedimento amministrativo stato**
- Perimetri esaminati dal Comitato del PPR
- 12.1 - Art. 142 Territori costieri fascia 300 metri (dati indicativi)
- 12.2 - Art. 142 Territori contermini ai laghi (dati indicativi)
- 12.3 - Art.142 Fascia di 150m dai fiumi (dati indicat.)**
- BP02_C2_A1
- BP02_C2_B1
- BP02_C2_B2
- 12.3 - Art. 142 Fiumi, torrenti, corsi d'acqua (dati indicat.)
- 12.6 - Aree gestione speciale ente foreste
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2005 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2007 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2008 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2010 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2011 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2013 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2014 (boschi)
- 12.6 - Tipologie aree incendiate 2016 (boschi)
- 12.8 - Art. 142 Zone umide (dati indicativi)
- 13.1 - Fascia costiera
- 13.3 - Campi dunari e sistemi di spiaggia
- 13.5 - Grotte e caverne
- 13.7 - Laghi, invasi e stagni
- 13.7 - Zone umide costiere D.G.R. n 33-37 del 30-09-2010
- 13.8 - Fiumi e torrenti (alveo inciso)
- 13.8 - Fiumi e torrenti (doppia sponda)
- 13.10 - Alberi monumentali d'Italia (agg. 24.07.2020)
- 13.10 - Alberi monumentali d'Italia (agg. 26.07.2022)
- 13.10 - Alberi monumentali d'Italia (agg. 05.05.2021)
- 13.10 - Alberi monumentali d'Italia (agg. 19.04.2019)
- 13.11 - Repertorio beni 2017 - Beni paesaggistici**
- CHIESA
- INSEDIAMENTO
- INSEDIAMENTO SPARSO
- NECROPOLI
- NURAGHE
- PORTO STORICO
- 13.12 - Centri di antica e prima formazione Atti 2007-2012
- 13.13 - Repertorio beni 2017 - Beni paesaggistici - Insediamenti sparsi
- ★ 13.14 - Repertorio beni 2017 - Beni culturali archeologici
- 14.3 - Aree delle saline storiche
- 14.4 - Aree dell'organizzazione mineraria
- 14.4 - Parco geominerario ambientale e storico - DM 08.09.2016
- Centri urbani

Figura 37: aree e siti con valore ambientale. Localizzazione aree non idonee FER (DGR 59/90 2020).

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

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

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