

REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DA 39,58 MW IN IMMISSIONE – SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE

“LAERRU”

COMUNE DI LAERRU (SS)

QUADRO PROGETTUALE

Committente: ENERGYLAEURRU S.R.L

Località: COMUNE DI LAERRU

CAGLIARI, 07/2023

STUDIO ALCHEMIST

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA) Via
Simplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it
cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



Sommario

1. PREMESSA	3
2. UBICAZIONE	3
3. DESCRIZIONE IMPIANTO ED INSERIMENTO NEL CONTESTO	6
3.1 USO DEL SUOLO ATTUALE	7
3.2 MODULI FTV	10
3.3 INVERTER	10
3.4 POWER STATION	12
3.5 TRACKERS	12
3.6 CAVI ELETTRICI	13
4. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	14
5. DISMISSIONE IMPIANTO	18
5.1 SMALTIMENTO TRACKER	20
5.2 SMALTIMENTO IMPIANTO ELETTRICO	20
5.3 SMALTIMENTO MANUFATTI PRE-FABBRICATI	20
6. OPERE DI MITIGAZIONE E DI RIPRISTINO AMBIENTALE	22
7. ANALISI DELLE INTERFERENZE CON ALTRI PROGETTI FER	27

1. PREMESSA

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo **“REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 39,58 MW IN IMMISSIONE – SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE, DENOMINATO “LAERRU” – COMUNE DI LAERRU (SS)”**. La società proponente del progetto è la **ENERGYLAERRU S.R.L.**, con sede legale Semplicio Spano 10, Olbia (SS) 07026, Codice Fiscale 02954120909, di proprietà di Alchemist S.R.L. che opera nel settore della progettazione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

2. UBICAZIONE

La scelta dell’area di intervento è stata supportata per i seguenti fattori:

- morfologia tendenzialmente piana delle aree su cui si inserirà l’impianto, che riduce notevolmente la movimentazione di terra e che favorisce una installazione dei pannelli in grado di assecondare e confermare quasi ovunque l’attuale andamento piano altimetrico;
- ottima esposizione per un rendimento efficiente dell’impianto;
- geomorfologia dei suoli che permette l’infissione di strutture in acciaio zincato evitando l’utilizzo di plinti di fondazione in calcestruzzo;
- l’accessibilità al sito è favorita dalla posizione rispetto alla rete viaria preesistente e a quella di piano.

L’area interessata dal progetto ricade all’interno di terreni siti nel Comune di Laerru, in località classificata dai Certificati di Destinazione Urbanistica (CDU) parzialmente come zona agricola E e parzialmente come zona di insediamenti produttivi D.

Dal punto di vista topografico, l’area in esame risulta inclusa nella cartografia catastale:

- Fig. 1 del Comune di **Laerru**, particelle 4, 5, 30, 15, 16, 17, 18, 19, 36, 37, 38, 63, 64, 32, 10

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto, si trova ad un’altitudine media di circa 361 m s.l.m. e ricopre un’area lorda di 85 Ha, nell’incrocio tra le località Tanca Noa, Iscala de Runchin, Sa Marmurada, Sa Conchedda De Sos Padres, Bena e Crabas.

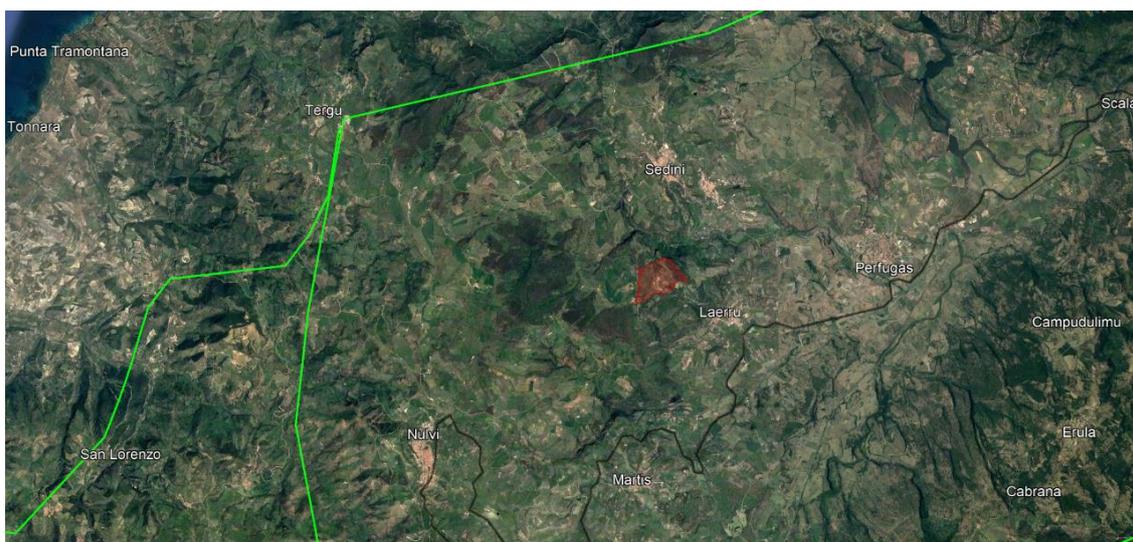


Fig. 1: Inquadramento dell’area di progetto.

INQUADRAMENTO CARTOGRAFICO REGIONALE
SU BASE IGM FOGLIO 442 SEZ. III° QUADRANTE [SEDINI]
SCALA 1:25.000

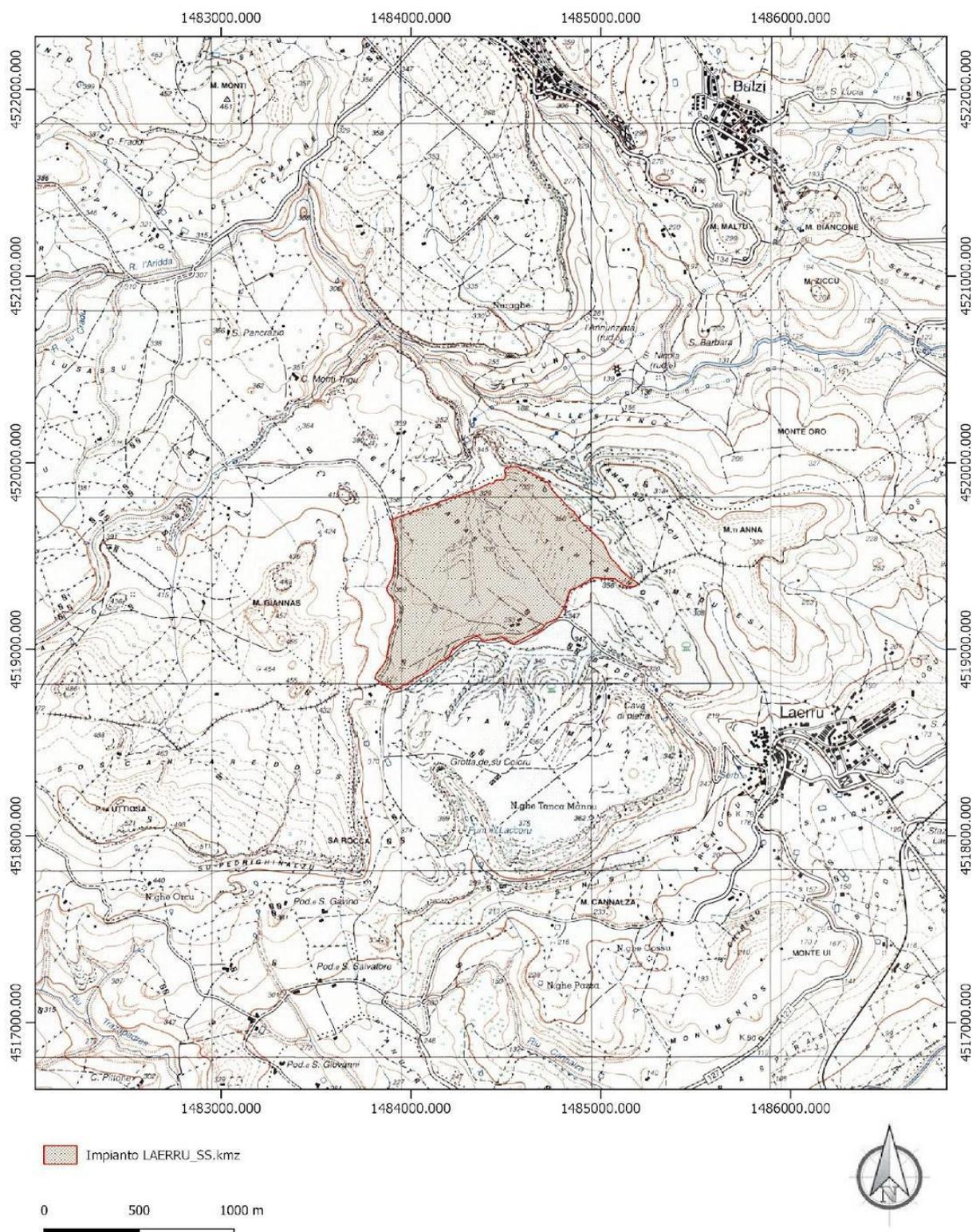


Fig. 2: Perimetro su carta IGM, foglio 442 sezione III° quadrante (Sedini).

INQUADRAMENTO CARTOGRAFICO REGIONALE
 SU BASE CTR FOGLIO 442 - 140 [SU SASSU]
 SCALA 1:10.000

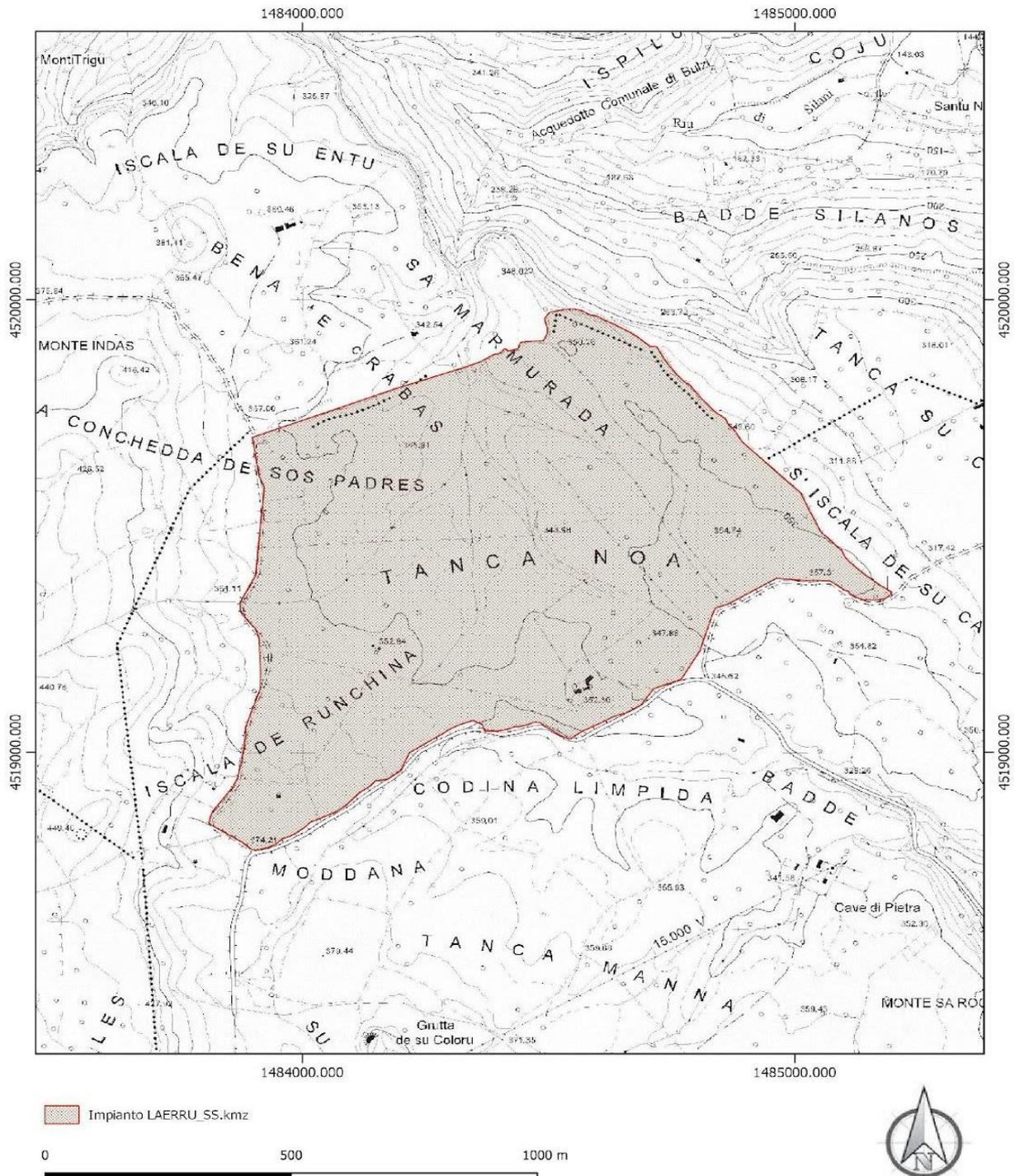


Fig. 3: Perimetro su carta IGM.

In relazione al contesto geomorfologico di riferimento si osserva che nella Carta dei Suoli della Sardegna questi terreni sono inseriti nelle unità di Paesaggio F (Paesaggi su calcari organogeni, calcareniti e conglomerati del miocene) unità cartografica 20 caratterizzata da suoli a profilo A-C e A-BW -C, con suoli predominanti Rock outcrop, Lithic e Typic Xerorthents; Lithic e Typic Rhodoxerafals.

3. DESCRIZIONE IMPIANTO ED INSERIMENTO NEL CONTESTO

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto agri-voltaico di potenza nominale in immissione pari a 39.580,80 kWp di picco per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l'installazione di inseguitori solari. Il passaggio all'interno dell'area è possibile sia lungo i confini, in quanto è stata definita una distanza di 12 metri, sia all'interno dell'area in quanto la distanza tra i pannelli di un tracker e quelli del tracker immediatamente più prossimo è di 5,14 m. Sono state previste delle strade per facilitare la percorrenza del sito, una che percorre l'intero perimetro dell'impianto, e le rispettive in corrispondenza delle cabine di campo. È stata calcolata la superficie coperta totale: considerando le dimensioni di un pannello Jinko Solar da 570 W pari a 2,278m x 1,134m, si hanno delle superfici coperte di **144,66** m² per le strutture da 28x2 moduli e da **72,33** m² per le strutture da 14x2 moduli. Le strutture sono 1163 da 28x2 (168.239,58 m²) e 154 da 14x2 (11.138,82 m²) per un totale di 179.378,4 m² coperti su una superficie totale del lotto è di circa 85 ha. In fase progettuale sono state attentamente valutate le relazioni tra le opere in oggetto e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale che regolamentano il territorio interessato dall'intervento. Per il dettaglio dei contenuti, delle strategie e degli obiettivi previsti nei vari strumenti di pianificazione e programmazione nonché della verifica della compatibilità ambientale dell'opera in progetto si rimanda agli elaborati grafici del progetto. Le distanze definite dalle indicazioni del piano urbanistico sono state rispettate, sia nel caso di confine con strada che con altri lotti; l'impianto è stato posizionato mantenendo le fasce di rispetto lungo tutti i suoi confini. Si è tenuto conto anche dell'eventuale ombreggiamento dei pannelli per definire l'area di buffer entro la quale non sono presenti i tracker.

Nella progettazione è stata inserita anche un'opera di mitigazione dell'impatto visivo e inserimento di essenze arboree lungo tutta la superficie a confine (aree di rispetto) e le aree non utilizzate per l'impianto o le strutture strettamente connesse. L'obiettivo è, non solo mitigare, ma apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici, e della qualità degli interventi stessi. Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone, caratterizzate principalmente da vegetazione a macchia, da boschi e da praterie.



Fig. 4: Layout su ortofoto

3.1 USO DEL SUOLO ATTUALE

Si riscontra un'eterogeneità di tipologie ambientali ascrivibili equamente all'agro-ecosistema, che costituisce circa il 47.00% dell'intera area d'indagine, all'ecosistema naturale-seminaturale per il restante 53%. Le tipologie più rappresentative in termini di estensione sono "*macchia mediterranea*" che da sola rappresenta circa il 21.3% dell'area indagata, e i "*seminativi in aree non irrigue*" con altrettanto il 21%; valore inferiori ma rappresentativi anche per i "*prati artificiali*" (17%) e il "*bosco di latifoglie*" (13.5%), mentre decisamente inferiori i valori raggiunti dalla restanti tipologie.

La Classe di Capacità d'uso dei presenti suoli varia tra le classi VI-IV-III. Le limitazioni d'uso sono da ascrivere a tratti rocciosità e pietrosità elevate, scarsa profondità, eccesso di scheletro, forte pericolo di erosione.

Dai rilievi condotti sul campo è stato possibile accertare la reale destinazione delle superfici rispetto a quanto riportato dalla Carta dell'Uso del Suolo della Regione Sardegna (2008) e nell'ortofoto (2016); è stato così riscontrata l'effettiva corrispondenza delle tipologie direttamente interessate dagli interventi progettuali proposti, la cui destinazione d'uso è unicamente agro-zootecnica (attualmente incolti erbacei a pascolo brado). L'insieme delle caratteristiche morfologiche e pedologiche sono indicative del fatto che i terreni in esame non sono adatti ad un uso agricolo intensivo. Non lo sono soprattutto perché in alcuni tratti sono poco profondi per la rocciosità affiorante e con un basso tenore di fertilità media con rischio in termini di erosione dei suoli qualora siano sottoposti a pratiche agronomiche caratterizzate da intensi cicli di lavorazioni meccaniche. Allo stato attuale non si riscontrano usi del suolo stridenti con queste capacità agronomiche. Attualmente il sito mostra caratteristiche di prati e pascoli adibiti al pascolamento di ovini. I terreni si presentano molto degradati, in quanto appaiono adibiti nel tempo al pascolamento libero degli animali. In virtù del comportamento dell'animale e della composizione del pascolo della appetibilità e degli animali, questo sistema ha comportato un pascolamento talvolta eccessivo e talvolta ridotto che conseguentemente ha determinato rispettivamente un decremento della produzione di foraggio e un peggioramento della composizione floristica. L'azione del pascolamento monospecifico degli ovini protratto negli anni, ha portato ad un impoverimento delle essenze floristiche delle porzioni di cotico naturale. Nelle superfici ricadenti all'interno dell'area d'indagine, a esclusione delle aree occupate dalle aree seminaturali/naturali, queste ultime concentrate maggiormente in corrispondenza dei settori settentrionale, orientale e meridionale, la destinazione d'uso prevalente, come meglio descritto nella relazione botanica (consultabile all'interno degli allegati allo Studio di Impatto Ambientale), è rappresentata da suoli soggetti a rimaneggiamento, aratura, semina per produzione di foraggiere e pascolo prevalentemente di tipo ovino (*seminativi in aree non irrigue, prati artificiali*). Periodicamente alcuni ambiti possono essere lasciati a riposo, cioè non arati e seminati, favorendo così, momentaneamente, la formazione di prati stabili destinati al pascolo come osservato in occasione dei rilievi. Infine è stata rilevata una buona diffusione di siepi tra i confini aziendali e lungo la viabilità di penetrazione agraria.

In sintesi l'ambito in esame è caratterizzato, come già sopra esposto, da territori che risentono della destinazione prevalentemente pascolativa e agricola per la produzione di foraggiere finalizzata all'allevamento del bestiame domestico ovino, prevalentemente nel settore centrale e occidentale dell'area d'intervento proposta, mentre a est prevalgono le superfici a macchia mediterranea e bosco di latifoglie con presenza di elementi arbustivi della gariga.

In fase di realizzazione di eventuali operazioni di scotico/scavo dei substrati, si provvederà a separare lo strato di suolo più superficiale, da reimpiiegare nei successivi interventi di ripristino. L'eventuale materiale litico superficiale sarà separato, conservato e riposizionato al termine dei lavori in progetto.

Tipologie ambientali uso del suolo	sup. (Ha)	% relativa
MACCHIA MEDITERRANEA	79,77	21,27
SEMINATIVI IN AREE NON IRRIGUE	79,59	21,22
PRATI ARTIFICIALI	63,03	16,81
BOSCO DI LATIFOGLIE	50,84	13,56
COLTURE TEMPORANEE ASSOCIATE AD ALTRE COLTURE PERMANENTI	27,30	7,28
AREE A PASCOLO NATURALE	25,36	6,76
SUGHERETE	19,59	5,22
AREE AGROFORESTALI	9,42	2,51
AREE A RICOLONIZZAZIONE NATURALE	8,60	2,29
AREE PREV. OCCUPATE DA COLTURA AGRARIE CON PRESENZA DI SPAZI NATURALI IMPORTANTI	4,29	1,14
GARIGA	2,39	0,64
AREE CON VEGETAZIONE RADA <5%E>40%	1,98	0,53
VIGNETI	1,41	0,38
PARETI ROCCIOSE E FALESIE	1,12	0,30
FABBRICATI RURALI	0,73	0,19

Fig. 5: Percentuale tipologie ambientali (Uso del Suolo)

Classi di capacità d'uso	Ambiente naturale	Foresta zione	Pascolo			Coltivazioni agricole			
			Limitato	Moderato	Intensivo	Limitato	Moderato	Intensivo	Molto intensivo
I									
II									
III	X	X	X	X	X	X			
IV	X	X	X	X	X	X			
V									
VI	X	X	X	X					
VII									
VIII									

Uso del suolo ambiti oggetto d'indagine faunistica

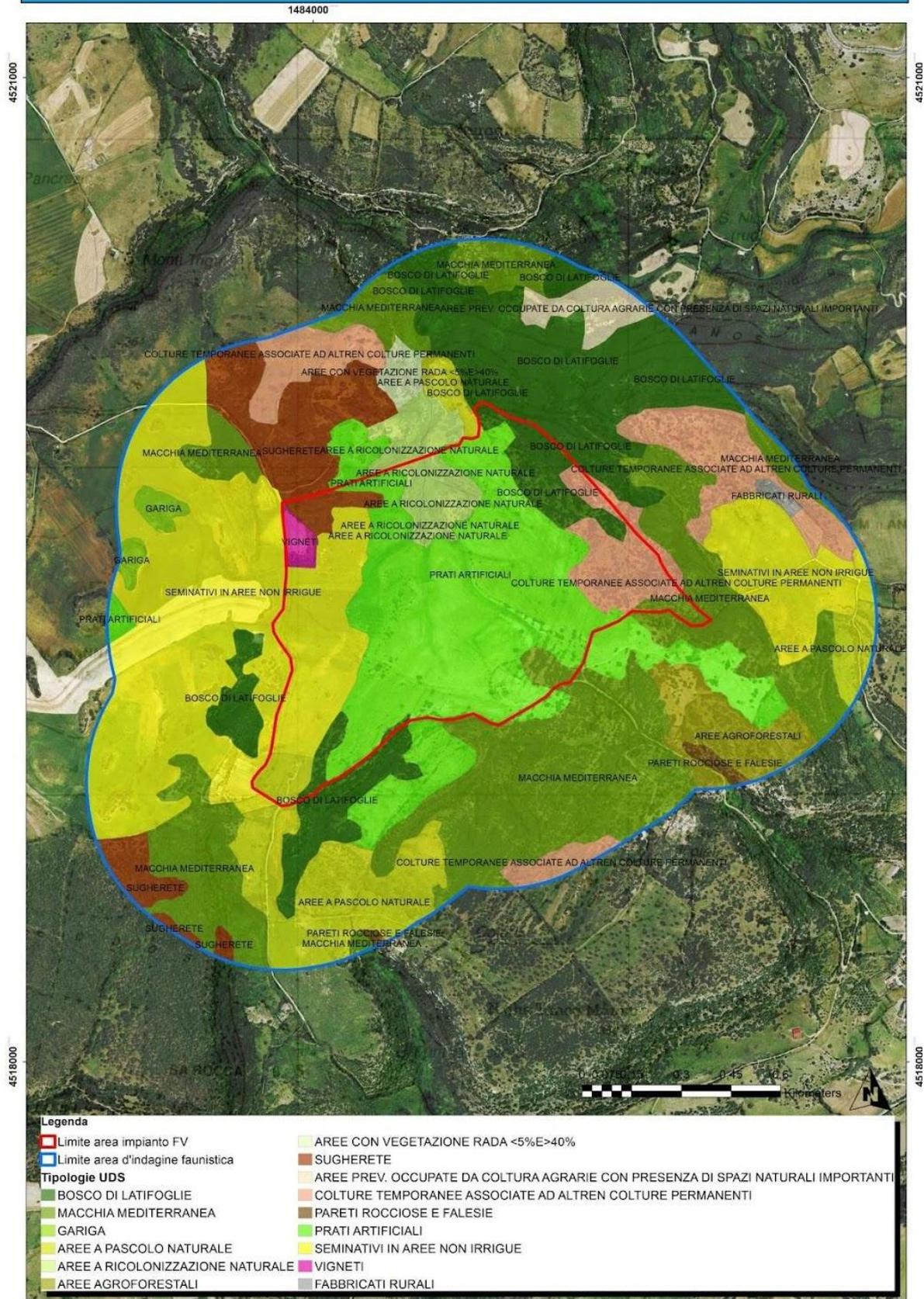


Fig. 6: Tipologie dell'Uso del Suolo

3.2 MODULI FTV

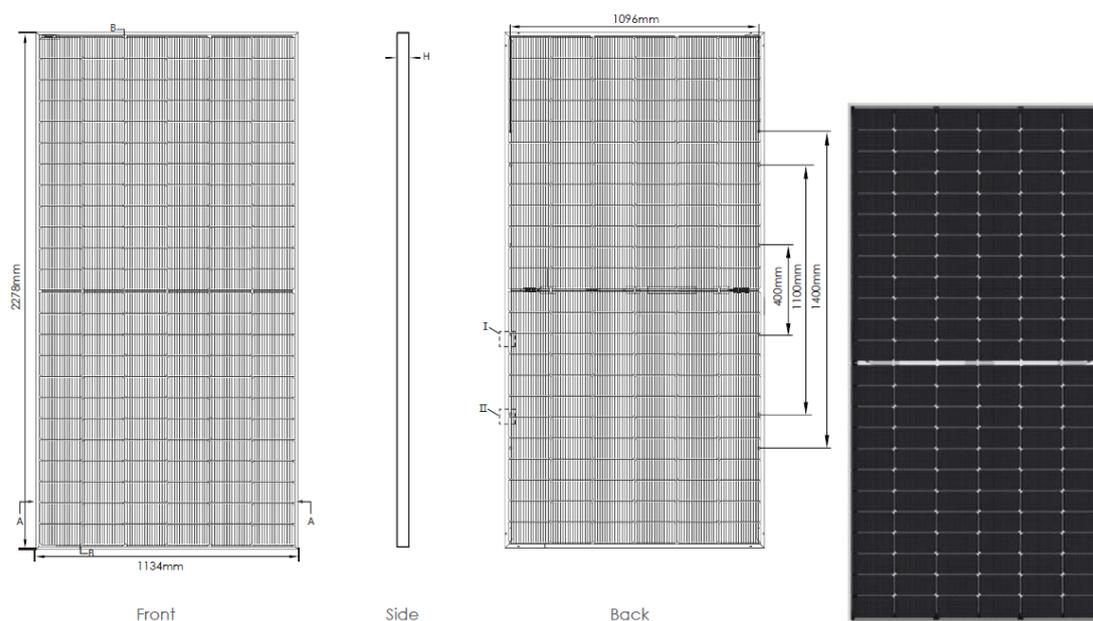


Fig. 7: Pannelli Jinko Solar Tiger Neo N-type 72HL4-BDV da 570 W.

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo Tiger Neo N-type 72HL4-BDV da 570 W, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche allegate.

I moduli sono costituiti da 144 celle, incapsulate tra due strati di EVA e protetti frontalmente da una lastra di vetro temperato di 32.0 mm.

La cornice di fissaggio è caratterizzata da robusti profilati di alluminio anodizzato di colore chiaro.

Per le terminazioni elettriche è presente una scatola di collegamento a tenuta stagna, dotata di connettori (collegabili a) MC4, cavo: 2 x 1 m / 4 mm².

Il modulo presenta inoltre diodi di bypass.

I moduli previsti avranno certificazione secondo la UNI 9177 di classe 1 di reazione al fuoco.

3.3 INVERTER



Fig. 8: Inverter HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL

I sistemi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale **inverter** e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che

rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'inverter è costituito principalmente da:

- Sezione d'arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misure e controllo d'isolamento;
- Convertitore statico, provvisto di ponte IGBT a commutazione forzata, logiche di comando, protezioni, autodiagnostica e misure;
- Sezione d'uscita in corrente alternata, comprendente il trasformatore di isolamento e i dispositivi di comando del parallelo.

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL – H0, specificamente ottimizzato per connessione in rete. Il SUN2000 è un inverter a stringa collegato alla rete elettrica FV che converte l'alimentazione CC generata dalle stringhe FV in alimentazione CA e immette l'elettricità nella rete elettrica.

- Nove circuiti di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) indipendenti; configurazione flessibile in stringhe.
- linee di monitoraggio smart ad alta precisione delle stringhe FV: Aiuta a identificare e correggere le eccezioni in modo tempestivo.
- Rete MBUS: Utilizza la linea elettrica esistente per la comunicazione e non richiede un cavo di comunicazione aggiuntivo, il che riduce i costi di costruzione e manutenzione e migliora l'affidabilità e l'efficienza della comunicazione.
- Diagnosi curva Smart I-V: Implementa la scansione I-V e la diagnosi di integrità per le stringhe FV. In questo modo, potenziali rischi e guasti possono essere rilevati in tempo, migliorando la qualità di funzionamento e manutenzione dell'impianto (O&M).

Il parallelo delle stringhe sarà effettuato all'interno dell'inverter adatto a sopportare la corrente totale in arrivo dal campo FV.

L'inverter sarà equipaggiato in ingresso lato CC, scaricatori di tipo II e riconoscimento guasto di stringa. Inoltre, l'inverter sarà protetto riguardo alle anomalie di funzionamento che si possono verificare: sovracorrenti, sovratensioni, sovratemperature, corto circuiti in ingresso o in uscita. L'inverter dovrà altresì essere corredato di una porta di comunicazione per segnalare eventuali allarmi verso un sistema di acquisizione remoto tipo RS485.

In prossimità dell'inverter saranno apposti i cartelli monitori di pericolo previsti dalle normative.

3.4 POWER STATION



Fig. 9: Power station SUNWAY 2000 1500V 640 LS

Le stazioni utilizzate sono della marca, le SUNWAY 2000 1500V 640 LS e consentono una configurazione ottimale per l'impianto fotovoltaico, essendo state poste in maniera baricentrica alla disposizione dei pannelli.

Tali stazioni presentano le seguenti caratteristiche:

- trasformatore MT/BT 30/800 potenza nominale 2MVA
- preassemblate, completamente allestite e collaudate per ridurre al minimo i costi di impianto;
- sono costruite con pannelli in lamiera sandwich e fondazioni integrate in cemento armato vibrato per un facile trasporto;
- hanno Modbus integrato su RS485 e TCP / IP su connessione dati Ethernet, porte in fibra ottica integrate.

3.5 TRACKERS

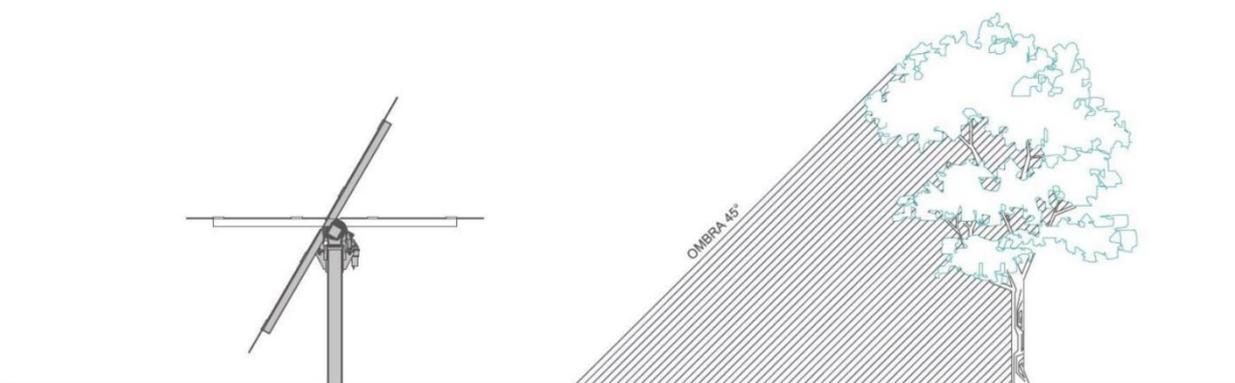


Fig. 10: Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

La struttura di fissaggio di tipo TRACKER monoassiale sarà orientata con asse NORD/SUD come indicato nelle tavole grafiche e con inseguimento solare EST-OVEST.

L'inseguitore solare è un dispositivo che funziona mediante un sistema automatico e meccanico che permette di orientare i pannelli fotovoltaici rispetto ai raggi del sole seguendone il suo percorso apparente.

Tale percorso assume due valori caratteristici, in termini di altezza del sole, in due date precise dell'anno:

- il **21 giugno** (solstizio di estate), assume l'altezza massima per un angolo di azimuth pari a 180° (direzione Sud);
- il **21 dicembre** (solstizio di inverno), assume l'altezza minima per il medesimo valore dell'angolo di azimuth.

Questo sistema permette di catturare maggiore energia solare, in questo modo quella captata durante un'intera giornata e superiore rispetto all'impiego di normali pannelli fotovoltaici.

L'inseguitore solare fotovoltaico quindi ha lo scopo di inseguire i raggi del sole e di massimizzare al contempo l'efficienza dell'intero sistema di pannelli solari. Grazie all'inseguitore è possibile durante la giornata mantenere in modo costante il punto di fuoco che viene generato dal sole. L'allineamento con i raggi solari permette dunque di ottenere una maggiore efficienza per la conversione in energia elettrica a parità di superficie.

Il movimento degli inseguitori è garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che attraverso un sistema di riduttori e paranchi assicurano il movimento delle vele da est ad ovest. L'intero sistema garantisce una certa resistenza al vento, in maniera da evitare spostamenti indesiderati.

L'altezza delle strutture permetterà comunque l'uso dei terreni sottostanti come prato-pascolo ed eventualmente potrà essere conciliato con l'attività di produzione di energia anche l'apicoltura tramite il posizionamento di arnie.

3.6 CAVI ELETTRICI

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo "solare" FG21M21 1500V di sezione 4 mmq, e 6 mmq, così come quelli colleganti le stringhe all'inverter. I cavi a valle dell'inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia. Le terminazioni sui quadri saranno debitamente segnalate ed etichettate.

I cavi saranno alloggiati entro canale metallica, tipo "Bocchiotti". I canali saranno a sezione circolare, la stessa è stata sarà dimensionata in modo che sia pari a due volte la sezione realmente occupata dai cavi. Le giunzioni e derivazioni saranno realizzate solo all'interno di quadri o scatole di parallelo. L'ingresso ai quadri avverrà mediante passacavo a tenuta stagna. La dimensione dei tubi sarà tale da risultare pari a 1,3 volte il diametro del fascio dei cavi in esso posati. È prevista la posa di opportune tubazioni di riserva. Le condutture saranno interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti rompitratta. Le linee verranno dimensionate prevedendo una caduta massima totale pari al 2%. Si realizzeranno con l'impiego di cavi unipolari e multipolari con conduttori in corda di rame, isolati in PVC con guaina in EPR, non propaganti l'incendio e a bassa emissione di gas corrosivi, tipo FG7 0.6-1kV, in riferimento alle norme CEI20-13 e 20.-22II.

Le parti attive sono previste completamente ricoperte con isolamento che ne impedisce il contatto, può essere rimosso solo mediante distruzione ed è in grado di resistere agli sforzi meccanici, termici ed elettrici cui può essere soggetto nell'esercizio. Le parti attive sono comunque racchiuse entro involucri o dietro barriere orizzontali a portata di mano come prescritto nella Norma CEI 64-8 Sez. 412 Art. 412.2, tali involucri e barriere devono garantire rispettivamente un grado di protezione minimo di IP 2X (oppure IP XX B) e IP 4X (oppure IP XX D); se all'esterno grado di protezione minimo IP55. In ogni caso il grado di protezione deve essere idoneo al luogo di utilizzo.

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata mediante interruzione automatica della alimentazione e mediante l'utilizzo di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente. Affinché possa avvenire l'interruzione automatica della alimentazione, Art. 413.1 Sez. 413 Norma CEI 64-8, l'impianto deve avere le seguenti caratteristiche: *“Le masse devono essere collegate ad un conduttore di protezione che deve venire poi collegato a terra nelle condizioni previste per i vari sistemi, nel nostro caso TT; le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra.”* Si devono collegare al collettore (detto anche nodo) principale di terra che diventa il collegamento equipotenziale principale i seguenti elementi metallici:

- I conduttori di protezione
- I conduttori di terra

I tubi alimentanti servizi (acqua, ecc..) se, praticamente possibile, le armature principali del cemento armato si deve effettuare il collegamento equipotenziale supplementare che collega tutte le masse e le masse estranee simultaneamente accessibili con resistenza verso terra inferiore a 1000Ω. Dopodiché vengono impiegati idonei interruttori differenziali posti a monte delle parti da proteggere. Il dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito o al componente elettrico in modo che in caso di guasto tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50V. Le protezioni dovranno essere coordinate in modo tale da soddisfare la condizione prescritta dalle Norme CEI 64-8, la condizione è la seguente:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

RA = somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse espressa in ohm.

Ia = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione.

Se si utilizzano interruttori differenziali, Ia rappresenta il valore più elevato tra la somma delle correnti differenziali nominali degli interruttori differenziali installati su ciascuna fase. Se si utilizzano interruttori automatici o fusibili Ia rappresenta la corrente che provoca l'intervento entro 5 s. La somma nel nostro caso è pari a 1 x 0,5A = 0,5A laddove è prevista l'installazione di due inverter in parallelo e 1 x 0,3A per un unico inverter pertanto la resistenza RA dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

4. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

Il presente progetto è stato pensato e disegnato secondo i criteri di sostenibilità economica dell'intervento, perseguibile tramite:

- la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in relazione alla superficie disponibile;
- l'abbattimento dei costi di investimento che concorrono a creare il piano economico e finanziario;
- il reperimento delle migliori tecnologie che possono minimizzare gli impatti ambientali.

Per il presente progetto, anche in virtù della ricerca e dell'ottenimento del cosiddetto mix energetico previsto dai piani in materia energetici, si ritiene più competitiva la tecnologia fotovoltaica.

Le strutture sulle quali viene fissato il generatore fotovoltaico variano di geometria e tipologia, a seconda che l'impianto solare sia fisso o ad inseguimento. Un'alternativa progettuale è offerta dalle diverse possibilità di fissaggio dei moduli al terreno. L'ancoraggio al suolo è anche effettuato con pali infissi nel terreno o viti; tale soluzione è diventata negli anni lo standard di riferimento per centrali fotovoltaiche multi-megawatt realizzate su terreni agricoli, nel rispetto delle prescrizioni inserite nei pareri ambientali rilasciati dagli enti preposti a legiferare e vigilare in materia di autorizzazioni ambientali all'interno del quadro legislativo e regolatorio nazionale. In alcuni casi, all'interno dell'autorizzazione unica, viene a volte fatto esplicito riferimento al divieto assoluto di utilizzo di calcestruzzo per l'ancoraggio a terra delle strutture su cui vengono posizionati i moduli fotovoltaici. A tal proposito la soluzione con tracker prevista **rappresenta quella con il minor impatto sulla componente suolo** in quanto non comporta l'utilizzo di pesi morti in calcestruzzo, ma si configura come una semplice infissione di pali nel terreno. In questo modo le opere di scavo e sbancamento saranno limitate. La soluzione prevista presenta dei riflessi nella fase di dismissione dell'impianto per via della facilità di recupero delle strutture utilizzate. A parità di produzione di energia elettrica, si può affermare che un impianto con strutture di tipo fisso, posizionate sempre mediante battipalo, interagisce maggiormente con i fattori ambientali ed in particolare col suolo sistema su tracker di cui al progetto.

Le differenze tra strutture fisse e tracker risultano essere:

- installazione di un maggior numero di pannelli sui tracker e quindi un maggior numero di strutture di supporto e quindi realizzare un numero maggiore di infissioni su suolo.
- le strutture fisse realizzano ombreggiamento sempre ed esclusivamente su stesse porzioni di suolo, questo non avviene con strutture mobili che seguono l'andamento del sole; l'aspetto dell'ombreggiamento è significativo per le modifiche che possono generarsi sul suolo e per i successivi utilizzi post dismissione.
- le strutture fisse favoriscono una scarsa ventilazione al suolo; l'aspetto della ventilazione è significativo per le modifiche che possono generarsi sul suolo.
- Alterazione delle proprietà del suolo e maggiore probabilità l'interazione con la componente idrica superficiale perchè la distanza dal suolo dei pannelli è inferiore rispetto al posizionamento su tracker nel momento di massima inclinazione.

Per queste motivazioni la scelta progettuale non è ricaduta sull'uso di strutture fotovoltaiche posizionate tramite tracker.

Quando si decide di installare un impianto fotovoltaico ci si trova a dover effettuare la scelta tra diverse tecnologie, i 3 principali tipi di pannelli oggi in commercio sono quelli in **silicio monocristallino**, in **silicio policristallino** e quelli in silicio amorfo, detti anche "**a film sottile**". I moduli mono e policristallini sono pannelli in silicio cristallino, e sono "*alternativi*" a quelli in silicio amorfo o a film sottile. Questi, rispetto ai precedenti, hanno una sostanziale differenza strutturale: non contengono cristalli in silicio perfettamente strutturati. I pannelli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati, la compravendita è oggi dominato da tale tecnologia, che rappresenta circa il 90% del mercato. Le principali differenze tra i pannelli fotovoltaici di questo tipo è l'efficienza che non è, però, un indicatore di qualità dei pannelli fotovoltaici, ma solo un rapporto tra produzione e superficie occupata. Un'efficienza minore non significa minore qualità dei pannelli, ma una maggiore superficie necessaria per kWh prodotto. Ciò che differenzia un modulo a film sottile da uno in silicio monocristallino è la superficie necessaria per produrre ogni kWh di elettricità a parità di irraggiamento, temperatura ad altre condizioni esterne di funzionamento impianto. Cambia, quindi, l'efficienza della produzione: notoriamente i pannelli fotovoltaici a film sottile hanno efficienze minori ma hanno il vantaggio di lavorare meglio in condizioni di alte temperature o luce diffusa.

La scelta progettuale è ricaduta sui Moduli bifacciali:

moduli fotovoltaici bifacciali sono costituiti da celle attive su entrambi i lati, che catturano l'energia del sole sia frontalmente che posteriormente, convertendola poi in energia elettrica. Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. I tre principali vantaggi sono:

- 1. Migliori prestazioni:** I moduli, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono un incremento di produzione che può oscillare tra il 10 e il 25% in più rispetto a un modulo monofacciale a seconda dell'albedo. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema.
- 2. Maggior durabilità:** Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo, per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella FV. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni.
- 3. Riduzione dei costi:** Grazie all'aumento delle capacità produttive, il prezzo del vetro è tornato a livelli stabili dopo mesi di forti rincari. Tenendo conto che il vetro pesa per circa il 15% sui costi di produzione poiché presente in quantità maggiore rispetto ai moduli monofacciali, la stabilità dei prezzi raggiunta da questo materiale lascia ben sperare che i listini dei moduli bifacciali restino stabili.

La bifaccialità, incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

Sulla base di tali considerazioni sebbene il costo del prodotto sia superiore al modulo tradizionale per il progetto proposto la scelta è ricaduta su questa tipologia di componente anche in considerazione della maggiore produzione dell'impianto a parità di superficie utilizzata rispetto ai moduli tradizionali. La produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili come i pannelli fotovoltaici ha un impatto estremamente positivo sull'ambiente. Si parla di dimensioni e proporzioni completamente differenti rispetto agli altri metodi di produzione energetica. L'analisi dell'evoluzione dei sistemi ambientali e antropici in assenza della realizzazione del progetto (ossia l'opzione zero) è analizzata con riferimento alle componenti ambientali considerate nello Studio di Impatto Ambientale. Le considerazioni circa la possibilità di non realizzazione dell'opera permettono di immaginare il perpetuarsi delle condizioni di utilizzo pastorale e agricolo delle aree prescelte, con conseguente scarsa produttività delle aree interessate dal progetto. L'analisi è volta alla caratterizzazione dell'evoluzione del sistema nel caso in cui l'opera non venisse realizzata al fine di valutare la miglior soluzione possibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico. Lo scenario generato dall'alternativa "zero" impone inoltre ulteriori considerazioni circa la mancata creazione di nuove opportunità occupazionali sia a breve che a lungo termine legate alla realizzazione e gestione/manutenzione dell'impianto in esercizio. Questo avrebbe dei riflessi sulla situazione occupazione dell'area vasta, dove sono presenti alti tassi di disoccupazione giovanile, favoriti anche dalla mancanza di prospettive occupazionali stabili e durature.

L'attuale utilizzo (agricola e pastorale) è stato messo in discussione dagli stessi utilizzatori attuali, che ritengono più funzionale e conveniente per la propria attività, uno spostamento delle greggi e delle coltivazioni, anche se per la manutenzione del verde al di sotto dei pannelli non si esclude a priori, proprio per il mantenimento di un livello seminaturale alto, la possibilità di far pascolare gli ovini al di sotto dei tracker, al fine di ridurre l'impatto sugli ecosistemi naturali e al fine di limitare l'impatto acustico che produrrebbero i metodi moderni di sfalcio delle erbe; su questa scelta incide il fatto che gli incentivi per il

settore primario sono spesso associati al possesso di terreni aventi destinazione d'uso di tipo agricolo; gli incentivi rappresentano un elemento necessario alla sostenibilità economica dell'attività stessa.

L'intervento costituisce l'occasione per i proprietari dei terreni di Vallermosa, intervento volto anche a implementare azioni volte al perseguimento di obiettivi nazionali, europei e mondiali favorendo la creazione di un nuovo mercato non più basato esclusivamente sul petrolchimico e sulla chimica ma maggiormente ispirata ai principi della green economy. Tale scenario impedirebbe infatti la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio ambientale globale e locale in termini di riduzione di emissioni climalteranti e di consumo di risorse non rinnovabili. La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema. A livello globale tali ricadute negative vanno comunque ad annullare i benefici associati alla mancata realizzazione del progetto (benefici intesi in termini di mancato impatto sulle componenti ambientali).

L'impatto ambientale della tecnologia deve essere considerato in associazione alle seguenti fasi:

- nella **fase di produzione dei pannelli** l'impatto ambientale è assimilabile a quello di qualsiasi cantiere, o industria o stabilimento produttivo. A seconda della tipologia di pannello solare fotovoltaico si avranno quindi differenti impatti di carattere ambientale e sanitario.
- nella **fase di esercizio**, l'unico vero impatto ambientale è rappresentato dall'occupazione della superficie. Per l'impatto sul paesaggio, è stata posta attenzione alla possibile presenza di riflessi e/o beni architettonici e paesaggistici presenti nell'area, nonché al consumo di suolo nel caso di impianti a terra. L'esercizio della nuova infrastruttura è caratterizzato da una totale assenza di emissioni di inquinanti e gas serra (CO₂). Nello specifico, la realizzazione del progetto in esame prevede un'occupazione di suolo agricolo non coltivata con colture di pregio. La realizzazione del progetto prevede l'installazione di strutture che saranno comunque dismesse integralmente a fine esercizio senza implicare particolari complicazioni di ripristino ambientale dell'area in esame. La mancata realizzazione del progetto comporterebbe, data la stagnazione della imprenditoria agricola locale, il mantenimento delle aree incolte o sottoutilizzate dal punto di vista agricolo. L'attività inoltre non inciderà in alcun modo sui flussi di traffico e avrebbe un'incidenza nulla sulla produzione dei rifiuti liquidi, solidi e sul rumore.
- nella **fase di fine vita** l'impatto è determinato dallo smaltimento e dal recupero del prodotto. Per un pannello solare, normalmente i produttori certificano una durata di 25 anni, ben più lunga di qualsiasi bene mobile di consumo o di investimento. Al termine del ciclo di vita i pannelli si trasformano in un rifiuto speciale da trattare. Un pannello solare contiene sostanze tossiche come il rame, il piombo, il gallio, il selenio, l'indio, il cadmio e il tellurio. La separazione e il recupero dei metalli non è un processo semplice. Occorre quindi investire per migliorare le tecnologie di separazione e riciclaggio di questi elementi.

La realizzazione dell'impianto, pur non prevedendo grandi regimi occupazionali, permetterà inoltre l'occupazione di più unità lavorative a tempo indeterminato destinati alla manutenzione, alla pulizia dei pannelli, allo sfalcio delle erbacce e alla sorveglianza dell'impianto, inoltre non è trascurabile l'indotto generato in fase di costruzione e di dismissione.

Dopo un periodo medio di 25/30 anni un pannello fotovoltaico raggiunge una fase in cui può convenire la sua sostituzione, nonostante esso continui ad operare e a produrre energia pulita. Si parla così, anche se impropriamente della fine della sua vita e si deve parlare quindi del suo smaltimento. La normativa italiana

prevede una procedura precisa per evitare la dispersione nell'ambiente di materiali inquinanti e per ottimizzare il recupero dei materiali riciclabili. Chiunque volesse smaltire i pannelli deve affidarsi a un centro di raccolta RAEE, compilando un modulo apposito. In questo modo è possibile separare alluminio, plastica, vetro, rame, argento e silicio, o tellururo di cadmio, a seconda del tipo di pannello. Queste sostanze verranno riciclate nel mercato del fotovoltaico per la produzione di nuovi pannelli: la percentuale di materiale recuperato può arrivare fino al 95%.

Per tutti i motivi esposti sino ad ora si ritiene la soluzione progettuale ragionevolmente preferibile al non intervento e che sono state considerate le scelte progettuali più adeguate alla realizzazione del progetto agrivoltaico.

5. DISMISSIONE IMPIANTO

Dismissione impianto fotovoltaico

L'impianto sarà dismesso ipotizzando la vita di progetto in circa 30 anni dalla data di entrata in esercizio seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento. Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore);
2. Sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
3. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
4. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
5. Smontaggio moduli fotovoltaici e inverter dalla struttura di sostegno;
6. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
7. Smontaggio sistema di illuminazione;
8. Smontaggio sistema di videosorveglianza;
9. Rimozione cavi da canali interrati; 10. Rimozione pozzetti di ispezione;
10. Rimozione parti delle power station,
11. Smontaggio struttura metallica tracker;
12. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
13. Rimozione manufatti prefabbricati;
14. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.



Fig. 11: Fotosimulazione della fase di dismissione

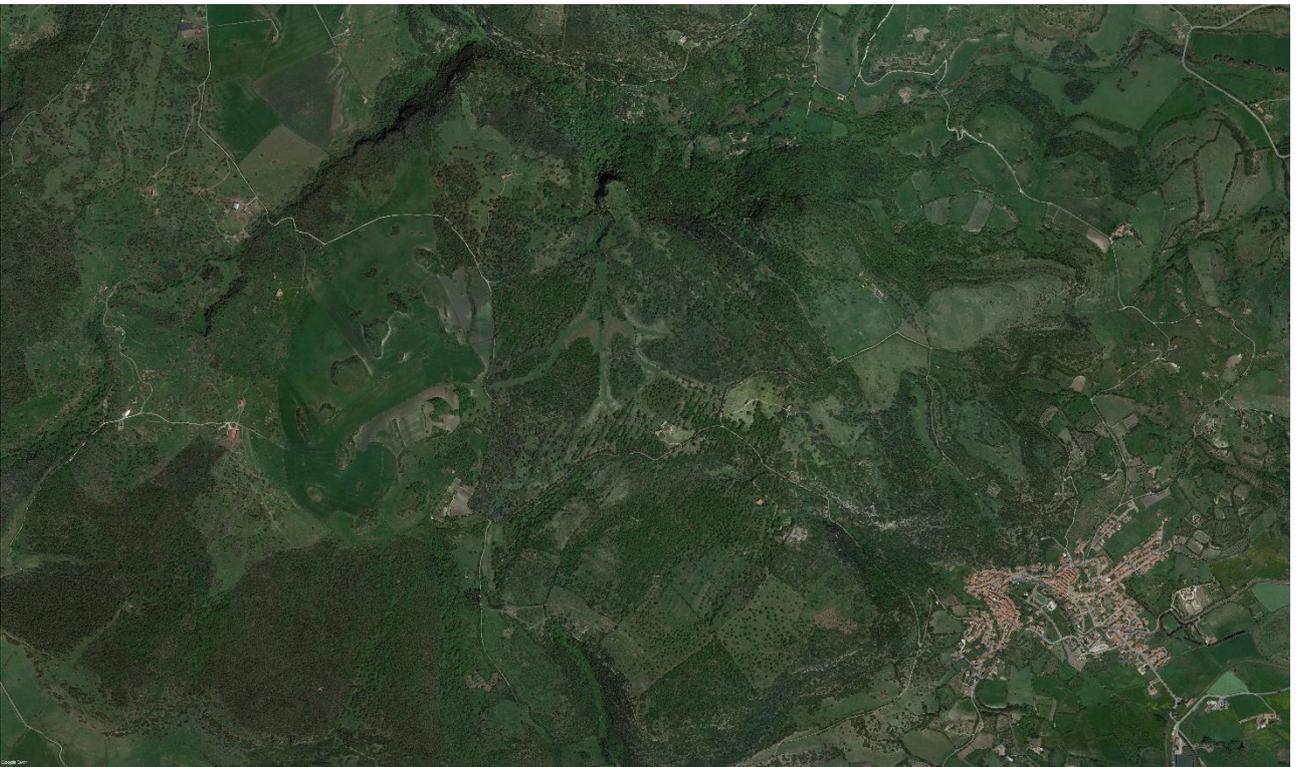


Fig. 12: Fotosimulazione della fase di rinaturalizzazione

5.1 SMALTIMENTO TRACKER

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno delle parti infisse. I materiali ferrosi e legnosi 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 calcestruzzo gettati in opera.

5.2 SMALTIMENTO IMPIANTO ELETTRICO

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. I cavidotti ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata, il quale 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. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

5.3 SMALTIMENTO MANUFATTI PRE-FABBRICATI

Per quanto attiene alla struttura prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Per quanto di concernente le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo, si prevedono una fase di frantumazione delle opere strutturali ed una successiva asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero di materiali inerti. Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli Fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Difatti, la maggior parte dei materiali costituenti tali elementi è rappresentato da elementi riciclabili e riutilizzabili. 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 cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

Lo Stato italiano si sta dotando delle norme per garantire un completo smaltimento dei prodotti elettrici ed elettronici. È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale del Conto Energia (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti). I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo quali vetro (che ingiallisce) fogli di EVA e Tedlar. Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. La power station, altro elemento composto da materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e

che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento). Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43. I Moduli Fotovoltaici sono costituiti da materiale non pericoloso e dunque non necessariamente da smaltire. Nello specifico è possibile individuare: Celle Fotovoltaiche in Silicio (o altro materiale); uno strato di Tedlar; uno strato di EVA; cornice in alluminio anodizzato; vetro Temperato. Si tratta dunque di materiali assolutamente non pericolosi e non da smaltire con particolari accorgimenti imposti per legge. Il Silicio è un materiale non pericoloso ed impiegato anche nell'industria dell'Hardware per Computer. Il Silicio non perde inoltre la sua capacità di trasformare l'irraggiamento in energia elettrica nel tempo. La ragione per cui i moduli fotovoltaici perdono di efficienza nel tempo è da ricercare nei contatti elettrici, soggetti ad ossidazione ed usura. A questo scopo, e soprattutto in Germania, stanno nascendo dei consorzi per la raccolta dei moduli fotovoltaici e per il riciclo degli stessi. Altro discorso vale per i moduli fotovoltaici in Ca-Te (Cadmio Tellurio). In questo caso lo smaltimento non è necessario ed in genere è lo stesso produttore che assicura il cliente dello smaltimento a fine ciclo gratuitamente. Ad esempio, la First Solar, ha annunciato la costruzione di un impianto, il primo in Europa, per lo smaltimento dei pannelli, capace di recuperare il 90% dei materiali. L'impianto sarà realizzato in Germania, nei pressi di Francoforte, e sarà in grado di recuperare fino al 90% dei materiali di cui i moduli sono formati per utilizzarli per la fabbricazione di nuovi moduli o di altri prodotti. E' dunque l'industria del Fotovoltaico a dare una risposta al recupero dei moduli da lei stessa prodotta. Il consorzio PV CYCLE, nato nel 2007, è riuscito a coniugare lo slogan "Energia fotovoltaica = Energia doppiamente verde" con la consapevolezza che le industrie del settore, basate sulla compatibilità e sostenibilità ambientale, non potessero sottrarsi alla responsabilità sull'intero ciclo di vita dei loro prodotti. Ad oggi sono ben 36 i produttori di pannelli membri di PV CYCLE e rappresentano circa il 70% dei produttori europei. La missione che il consorzio si è data è stata la ripresa in carico su base volontaria da parte dell'industria ed il varo di un programma europeo di riciclo dei pannelli a fine vita. L'impegno sottoscritto dai membri di PV CYCLE è di raccogliere almeno il 65% dei moduli fotovoltaici installati in Europa a partire dal 1990 e riciclarne l'85% dei materiali. Dettaglio che vale la pena sottolineare è che i costi dell'operazione di recupero saranno a carico dei produttori di pannelli. Ad oggi si sta lavorando a mettere a punto l'ambizioso progetto che dovrà risolvere due grosse problematiche:

1. la logistica legata alla raccolta (censimento dei pannelli, trasporto, centri di raccolta, conferimento, smistamento, ecc.);
2. la tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali (attualmente sono operanti due tecnologie, quella di Deutsche Solar, valida per i pannelli a silicio cristallino, e quella di First Solar, valida per i moduli a base di tellururo di cadmio. Sono poi in fase di sviluppo processi per altre tecnologie. Tuttavia, l'industria di PV sta lavorando per creare le soluzioni con più di 200 esperti nell'energia fotovoltaica, gestione dei rifiuti e riciclaggio che hanno partecipato alla prima conferenza internazionale sul riciclaggio del vero modulo sostenibile prendendo in considerazione gli impatti ambientali di tutte le fasi del ciclo di vita di prodotto, dal sourcing della materia prima attraverso la raccolta degli stessi e la rigenerazione dello stesso.

Sebbene l'industria di PV sia giovane, i principali produttori abbracciano il concetto della responsabilità di produzione e sono in accordo sullo stabilire un ritiro volontario su scala industriale del modulo e sul programma del riciclaggio. Attraverso il PV Cycle, l'industria fotovoltaica vuole installare una gestione globale dei rifiuti e una politica del riciclaggio che raggiunge la più alta raccolta ed economicamente fattibile in considerazione del rispetto delle condizioni ambientali.

6. OPERE DI MITIGAZIONE E DI RIPRISTINO AMBIENTALE

Come evidenziato dalle relazioni a carattere naturalistico che compongono lo studio di impatto ambientale, il presente progetto ha in grande considerazione i potenziali impatti su ambiente, paesaggio e salute.

I potenziali impatti negativi da un punto di vista botanico potrebbero essere:

- Perdita delle coperture vegetali interferenti con la realizzazione dell'impianto;
- Perdita di elementi floristici interferenti con la realizzazione dell'impianto;
- Frammentazione degli habitat e della connettività ecologica;
- Sollevamento di polveri che possono impattare indirettamente.

Nell'ambito dell'elaborazione del progetto esecutivo ed in fase realizzativa saranno studiate in dettaglio le soluzioni costruttive intese a riserbare adeguata priorità nella tutela integrale delle formazioni arbustive ed arboree, comprese quelle sviluppate in contesto perimetrale ed interpodereale (siepi), che saranno preservate in fase di cantiere e mantenute in fase di esercizio.

Tale misura garantirà anche la preservazione di parte della vegetazione erbacea della classe *Tuberarietea guttatae* sviluppata a mosaico, parte degli individui arborei di grandi dimensioni e di gran parte delle popolazioni delle entità endemiche e/o di interesse conservazionistico/fitogeografico *Arum pictum*, *Bryonia marmorata*, *Anacamptis longicornu*, *Serapias lingua* presenti nell'area di studio.

Stesse considerazioni si propongono per i ridotti lembi di pascolo arborato.

La preservazione dei lembi di vegetazione arborea e alto-arbustiva sviluppata in contesto perimetrale ed interpodereale potrà contribuire a mitigare anche gli effetti connessi alla visibilità delle opere in progetto in fase di esercizio. In linea più generale, tutti gli individui vegetali fanerofitici appartenenti a taxa autoctoni presenti all'interno del perimetro dell'area utile, saranno preservati in fase di cantiere e mantenuti in fase di esercizio. Tale misura si riferisce prioritariamente a tutti gli individui di >300 cm di altezza (arborei), con particolare riguardo agli appartenenti alla specie *Quercus suber*. La stessa si considera tassativa per tutti gli individui di dimensioni considerevoli, vetusti e/o di interesse monumentale, nonché per quelli che per posizione isolata o interposta all'interno di una matrice povera di elementi fanerofitici, costituiscono elementi del paesaggio vegetale da preservare. Gli stessi individui mantenuti in situ saranno soggetti a relativo, adeguato piano di monitoraggio, per i successivi 3 anni, al fine di verificarne lo stato fitosanitario.

Ove non sia tecnicamente possibile il mantenimento in situ e la tutela durante tutte le fasi di intervento ed attività, gli individui vegetali alto-arbustivi ed arborei eventualmente interferenti, appartenenti a entità autoctone (principalmente *Olea europaea* var. *sylvestris*, *Pistacia lentiscus*, *Pyrus spinosa*, *Rhamnus alaternus*, *Quercus pubescens*), opportunamente censiti ed identificati in fase ante operam, dovranno essere espianati con adeguato pane di terra e reimpiantati in aree limitrofe, nei periodi dell'anno più idonei alla realizzazione di tali pratiche.

Tutti gli eventuali individui persi per impossibilità tecnica di espianto o per deperimento post-reimpianto saranno sostituiti con individui della stessa specie di età non inferiore a 2 anni e nella misura di almeno 5:1 individui, da inserire all'interno alle aree verdi di neo-realizzazione eventualmente previste in progetto. Gli individui di nuova piantumazione e quelli eventualmente reimpiantati saranno seguiti con interventi di ordinarie cure agronomiche (es. supporto con tutori, irrigazioni con cadenza quindicinale da fine Maggio a fine Settembre, sfalcio del mantello erboso, protezione dell'impianto dall'ingresso di bestiame brado) e soggetti a relativo, adeguato piano di monitoraggio (parte effettiva del predisposto PMA), per i successivi 3 anni, al fine di verificarne lo stato fitosanitario e poter intervenire, se necessario, con opportuni interventi di

soccorso o sostituzioni. A causa della scarsa idoneità dei substrati all'espianto e conseguente trapianto di individui arborei adulti, tali operazioni devono intendersi come ultima opzione adottabile.

Con specifico riferimento alle cenosi prative terofitiche, xerofile della classe Tubearietea guttatae, sviluppate su substrati rocciosi tabulari e/o alto grado di pietrosità (Habitat Direttiva 92/43 CEE 6220*), al fine di mitigare gli impatti da ricondurre agli interventi in progetto, nonché dai già incidenti, significativi effetti dovuti alle pressioni di iper-pascolo ovino, si individueranno i settori dell'area di studio a maggiore attitudine per l'Habitat, presso le quali intervenire adottando le seguenti misure. Le suddette superfici non saranno interessate da alcuna operazione di scotico, rimozione del materiale litico, né lavorazione dei substrati, ovvero alcuna messa a coltura. Presso le stesse sarà consentita attività pabulare a basso impatto, pertanto con carico zootecnico adeguatamente controllato.

Nell'ambito dell'eventuale adeguamento dei tratti di viabilità esistenti sarà data priorità al mantenimento, ove tecnicamente fattibile, delle siepi arbustive e alto-arbustive, dei nuclei-filari di individui ricadenti al margine dei percorsi, nonché dei muri a secco tradizionali e vegetazione associata. Gli effetti mitigativi relativi a tali misure sono massimizzabili attraverso soluzioni costruttive finalizzate a sviluppare un eventuale allargamento della viabilità verso un solo lato della carreggiata preesistente, determinando così il consumo di una sola delle due cortine di vegetazione (e muro a secco eventualmente associato) di norma sviluppate ai margini dei tracciati.

Durante la fase ante operam, l'intera superficie interessata dagli interventi sarà adeguatamente ispezionata da un esperto botanico con cadenza mensile e almeno per 4 mesi (Marzo-Giugno) al fine di caratterizzare in maniera più esaustiva la componente floristica. Tutte le entità di interesse conservazionistico e/o fitogeografico rinvenute saranno segnalate in un apposito elaborato tecnico ad integrazione della presente relazione, e l'estensione delle popolazioni dei taxa considerati ad alta criticità adeguatamente restituite in cartografia. Tale misura costituirà parte effettiva del predisposto PMA.

In fase di dismissione dell'impianto è prevedibile la rimozione temporanea di alcuni lembi di vegetazione erbacea eventualmente interferenti con le operazioni di *decommissioning*. Trattandosi di coperture a scarso grado di naturalità ed a rapido rinnovo, si ritiene trascurabile tale effetto sulla componente.

Soggetto	Motivazione	Opere di mitigazione attuabili
Bosco di latifoglie, macchia mediterranea e e sugherete	Valore monumentale	Tutela integrale
individui vegetali arborei isolati ed appartenenti ad entità autoctone	Interferenti con il progetto	dovranno essere espantati con adeguato pane di terra e reimpiantati in aree limitrofe
individui vegetali arborei isolati ed appartenenti ad entità autoctone	Interferenti con il progetto ma non espantabili	saranno sostituiti con esemplari della stessa specie di età non inferiore a 2 anni
Individui vegetali arborei vetusti ma appartenenti a entità alloctone	Interferenti col progetto	dovranno essere espantati con adeguato pane di terra e reimpiantati in aree limitrofe

Sollevamento polveri	Passaggio mezzi	Bagnatura copertoni, limiti di velocità e copertura con lei per i cumuli di materiale stoccato
Esperto botanico	Mantenimento opere	in fase post-operam sino a 12 mesi dalla chiusura del cantiere, l'intera superficie interessata dai lavori sarà adeguatamente ispezionata al fine di verificare la presenza e lo smaltimento di entità alloctone, con particolare riguardo a quelle invasive potenzialmente introdotte accidentalmente durante i lavori.
Suolo	Tutela del suolo e dell'ecosistema	In fase di esercizio è rigorosamente interdetto l'impiego di diserbanti e dissecanti

Fig. 13: Opere di mitigazione

I potenziali impatti da un punto di vista faunistico sono invece riassunti nel quadro sinottico degli impatti stimati.

	COMPONENTE FAUNISTICA							
	Anfibi		Rettili		Mammiferi		Uccelli	
TIPOLOGIA IMPATTO	F.C.	F.E.	F.C.	F.E.	F.C.	F.E.	F.C.	F.E.
Mortalità/Abbattimenti	Molto basso	Assente	Basso	Assente	Assente	Assente	Assente	Molto basso
Allontanamento	Assente	Assente	Basso	Assente	Basso	Molto basso	Basso	Basso
Perdita habitat riproduttivo e/o di alimentazione	Molto basso	Molto basso	Basso	Molto basso	Basso	Molto basso	Medio-	Medio-basso
Frammentazione dell'habitat	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Insularizzazione dell'habitat	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Effetto barriera	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente
Presenza di aree protette	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente	Assente

Fig. 14: Quadro sinottico degli impatti sulla fauna

Ulteriori approfondimenti sono visionabili a proposito nella relazione faunistica SIA04 è quella sulla componente uccelli che necessiterà di approfondimento in fase di esercizio.

Fase di cantiere

Qualora non si evidenzia la possibilità che si verifichino in fase di cantiere la possibilità che si presenti un dato fenomeno è stato usato il simbolo -, da intendersi appunto come fenomeno da escludersi come impattante.

	Anfibi	Rettili	Mammiferi	Uccelli

Mortalità/Abbattimento	In presenza di ristagni d'acqua temporanei sull'area di progetto si raccomanda l'accertamento preliminare sulla presenza	-	-	Calendarizzazione del cantiere, evitando i mesi tra marzo/giugno per evitare di impattare sull'attività riproduttiva che si svolge a terra.
Allontanamento	-	-	-	Calendarizzazione del cantiere.
Perdita di habitat riproduttivo e di foraggiamento	-	-	-	Calendarizzazione del cantiere.
Frammentazione habitat	-	-	-	-
Insularizzazione habitat	-	-	-	-
Effetto barriera	-	-	-	-
Criticità per presenza aree protette	-	-	-	-
Inquinamento luminoso	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°

Fig. 15: Impatti sulle componenti faunistiche per la fase di cantiere

Fase di esercizio

	Anfibi	Rettili	Mammiferi	Uccelli
Mortalità/Abbattimento	-	-	-	Fase di monitoraggio per i primi 3 anni di esercizio dell'opera
Allontanamento	-	-	-	Favorire il pascolo di ovini come sfalcio delle erbacce per evitare attrezzatura rumorosa, e favorire la crescita di una opera di verde a contorno dell'impianto per contenere l'impatto sulle aree limitrofe
Perdita di habitat riproduttivo e di foraggiamento	-	-	Consentire la crescita controllata di erbacce negli ambiti perimetrali o non interessati da attività; non impiegare	Oltre alle considerazioni già espresse sarebbe opportuno realizzazione di punti di abbeveraggio

			diserbati chimici e/o l'utilizzo di attrezzatura a motore.	costituiti da piccole depressioni
Frammentazione habitat	-	-	-	-
Insularizzazione habitat	-	-	-	Opera di verde a contorno con un franco della recinzione dal suolo di almeno 30 cm
Effetto barriera	-	-	franco della recinzione dal suolo di almeno 30 cm	-
Inquinamento luminoso	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°
Alterazione effetti microclimatici	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli

Fig. 16: Impatti sulle componenti faunistiche per la fase di esercizio

La dismissione di un impianto fotovoltaico di tali dimensioni potrebbe provocare fenomeni di erosione superficiale e di squilibrio della vegetazione presente. Tali inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinate ad una buona conoscenza del territorio di intervento.

In questo senso, è possibile identificare una serie di obiettivi correlati al ripristino dei luoghi e della flora del sito:

- riabilitare le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- consentire la migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento di tali obiettivi il piano di ripristino dovrà necessariamente prevedere:

- una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree autoctone e già presenti in situ, maggiormente adatte alle differenti situazioni (vegetazione al confine e vegetazione sotto pannello);
- la selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.

7. ANALISI DELLE INTERFERENZE CON ALTRI PROGETTI FER

Il presente capitolo è redatto sulla base delle informazioni fornite dal sito di Terna, GSE, Mase, SardegnAmbiente.

Si è consultato per primo il sistema informativo territoriale pubblicato sul sito di Terna per valutare le possibilità di incorrere in interferenze con altri progetti, quindi per avere un primo spettro dei possibili impatti cumulativi con altri progetti di tipo FER, il cui ambito di studio non può essere racchiuso entro i soli confini comunali di Laerru. Le richieste di connessione arrivate a Terna sino al 31/03/2023 per i comuni di Tula, Chiaramonti, Nulvi, Martis, Erula, Laerru, Sedini, Tergu, Viddalba sono per una potenza totale di 1.57 GW di cui il 45.56% per impianti solari (ossia 0.71 GW) , mentre il restante 54.44% per impianti eolici (ossia 0.71 GW).

Il comune di **Viddalba** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.03 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico.

Il comune di **Tergu** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.11 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico.

Il comune di **Sedini** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.03 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico.

Il comune di **Laerru** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.04 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Erula** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.09 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico.

Il comune di **Martis** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.04 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Nulvi** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.09 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
- 0.31 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
- 0.05 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Chiaramonti** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a 0.75GW di cui:
- 0.20 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare;
- 0.11 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
- 0.45 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare;
- 0.09 GW di potenza, per progetti con nulla osta, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;

Il comune di **Tula** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
- 0.03 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

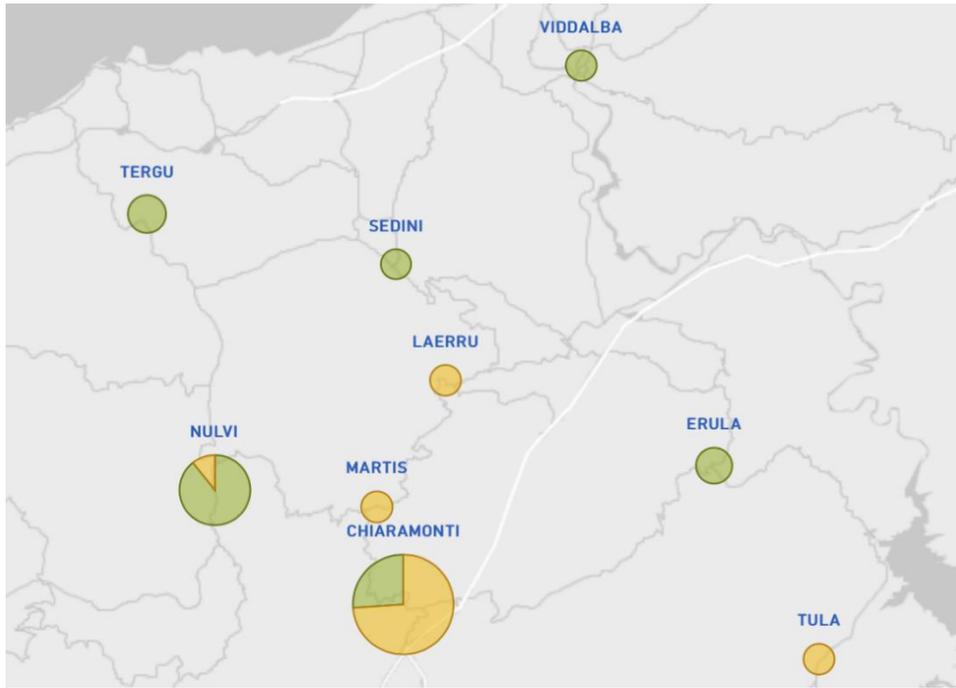


Fig. 17: Richieste di connessione censite dal sistema informativo territoriale consultabile dal sito di Terna



Fig. 18: Stazione elettrica di Tergu.

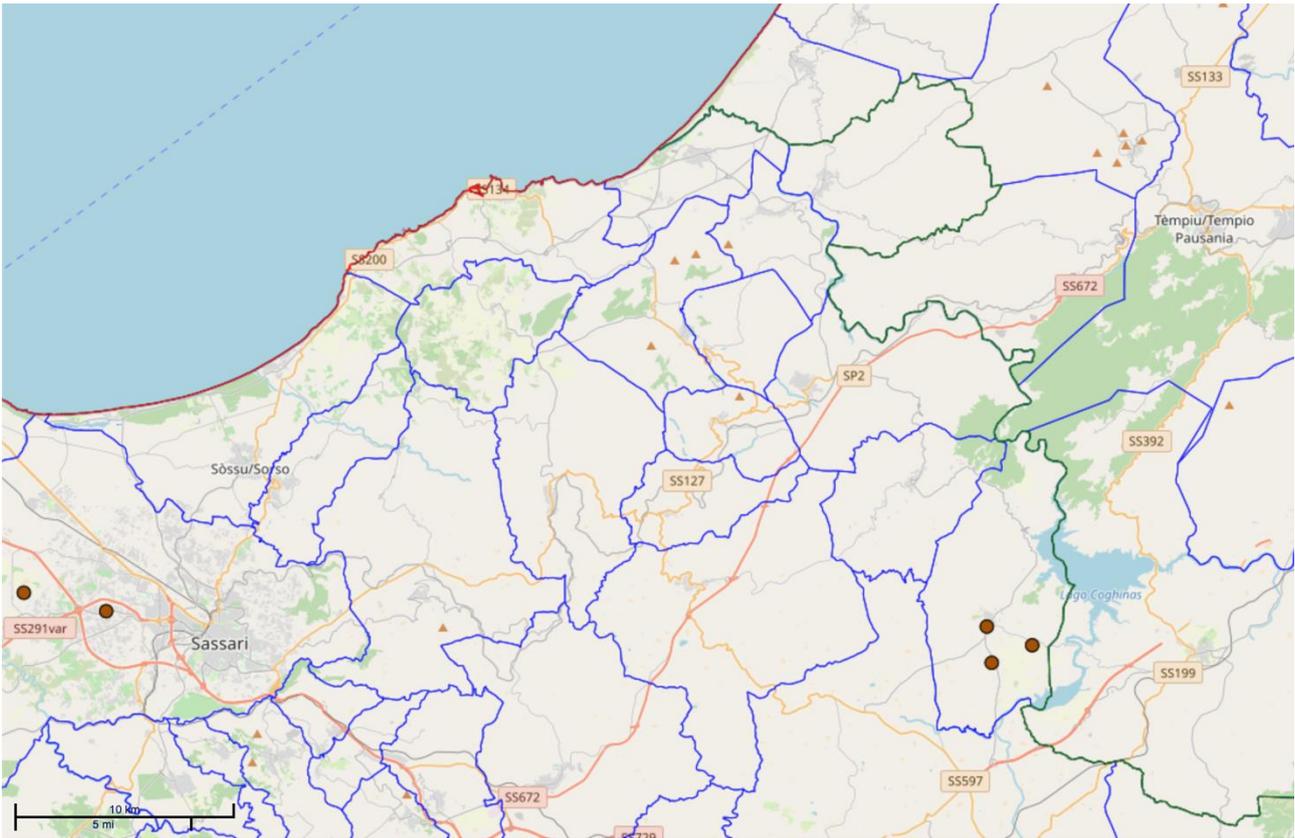


Fig. 19: Produzione elettrica da bioenergie dal webgis di GSE

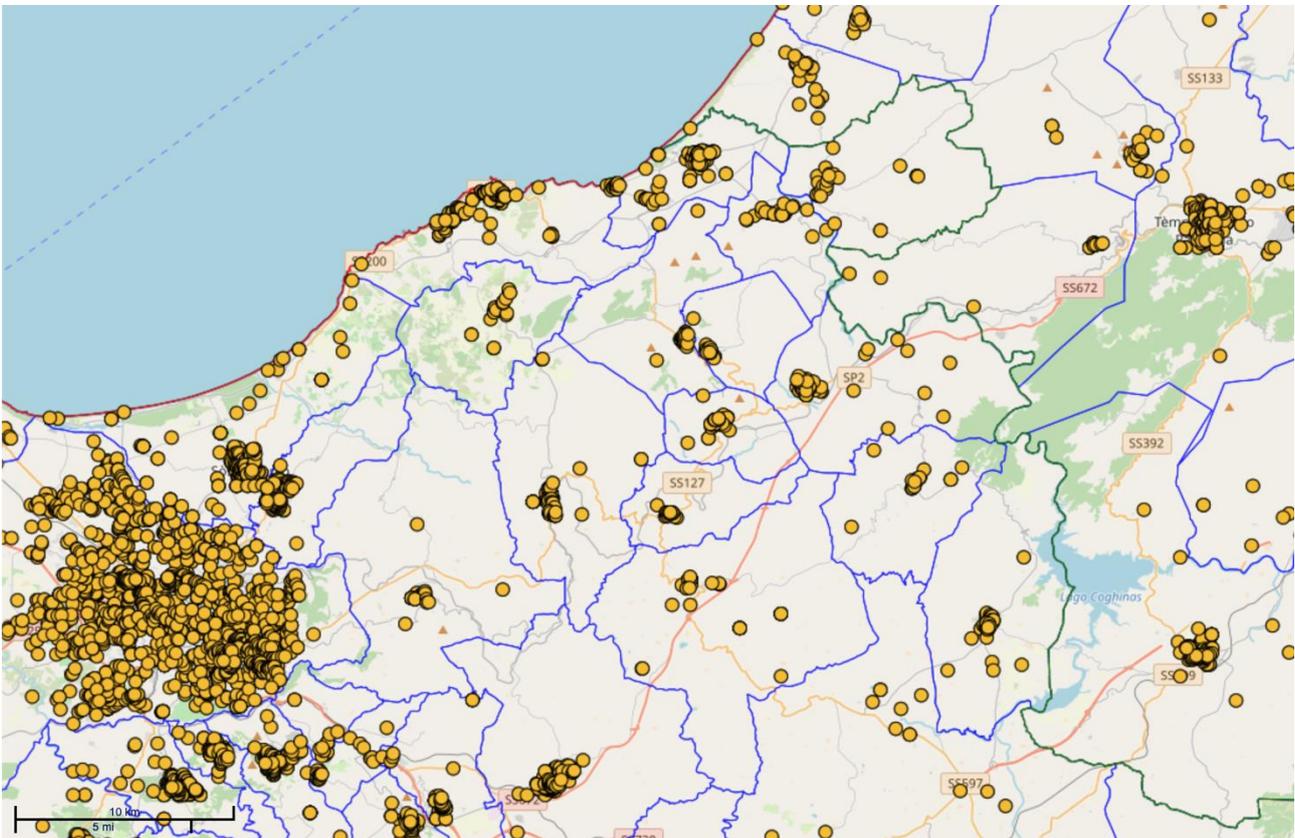


Fig. 20: Produzione elettrica da fonte solare dal webgis di GSE

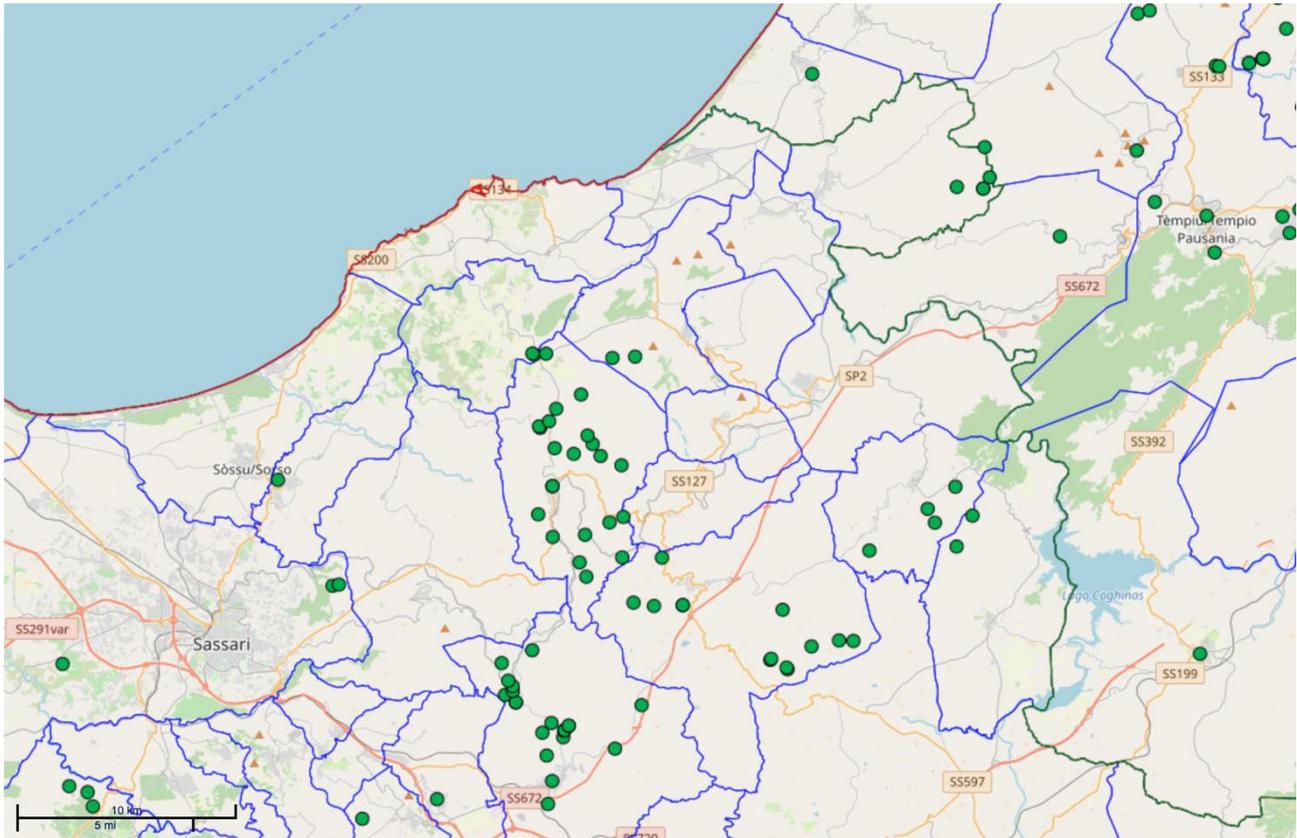


Fig. 21: Produzione elettrica da fonte eolica dal webgis di GSE

Come si può vedere dalle immagini prese dal webgis del GSE, il lotto non risulta nelle immediate vicinanze di altri impianti di produzione elettrica FER e non FER.

Dal preventivo di connessione si è saputo che l'impianto sarà collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Sennori - Tergu” e “Ploaghe Stazione – Tergu”.

Nel portale del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica non risultano al momento procedure riguardanti progetti da installare nel territorio di Laerru, mentre per l’eolico si definisce come area vasta d’indagine l’area buffer pari a 50 volte h, per il fotovoltaico la normativa non definisce un buffer, pertanto si è passato ad indagare i progetti presentati nei comuni limitrofi che sono:

- **Progetto di realizzazione di un impianto eolico denominato "Mattesua", di potenza complessiva pari a 48 MW, comprensivo delle relative opere per la connessione alla RTN, ubicato nei Comuni di Nulvi (SS) e Tergu (SS).**

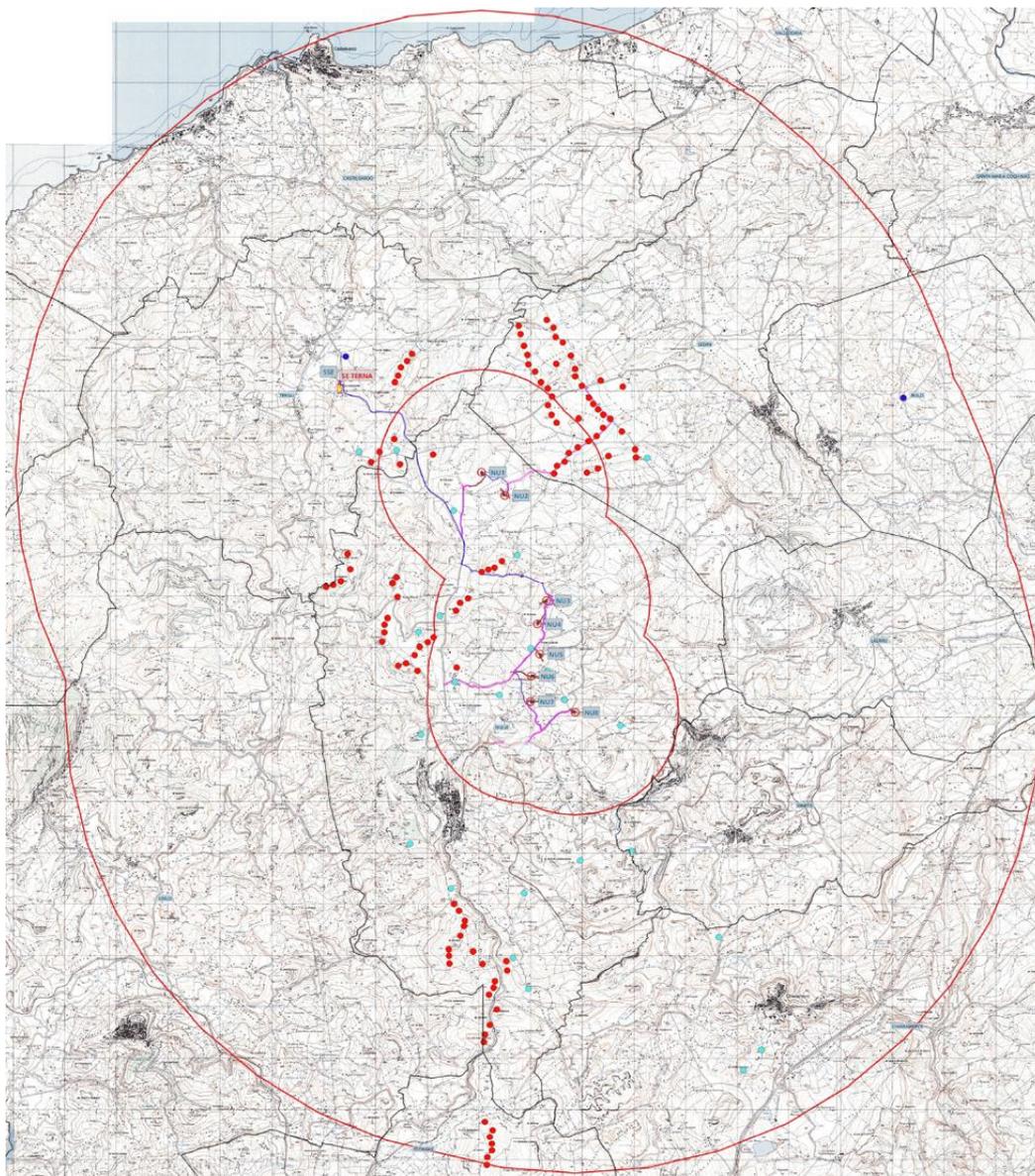


Fig. 22: Inserimento del parco eolico "Mattesua" tra gli altri impianti FER

Il presente impianto eolico in progetto sarà di tipo on-shore, che *rispetto a quello originariamente presentato*, sarà ridimensionato sia per potenza che per specifiche delle macchine, arrivando ad una potenza nominale di 48,0 MW, generata da n. 8 torri eoliche con generatori di taglia 6 MW, VESTAS SG 155, ciascuna interconnessa al punto di connessione fisico previsto nella cabina CTE, in Comune di Tergu (SS). Sono previste tutte le apparecchiature elettriche necessarie alla protezione delle linee interne ed all'immissione dell'energia prodotta nella rete e verso il sistema RTN e la realizzazione delle opere accessorie atte alla fruizione dell'impianto stesso (recinzione, accessi, viabilità interna, impianti di illuminazione, monitoraggio, antintrusione e TVCC).

Il rotore degli aerogeneratori presenta un diametro di 155 m, collegato meccanicamente al mozzo posto all'altezza di 105,2 m. Le velocità del vento di riferimento per il rotore sono la velocità di taglio inferiore (cut-in) pari a 3 m/s e la velocità di taglio superiore (cut-out) pari a 24,0 m/s.

Per il progetto per il parco eolico "Mattesua" sono state individuate delle interferenze consultabili nella tavola "Interferenze cavidotto su CTR" i cui punti rappresentano punti di attraversamento idraulico, su cui si interverrà mediante punti TOC.

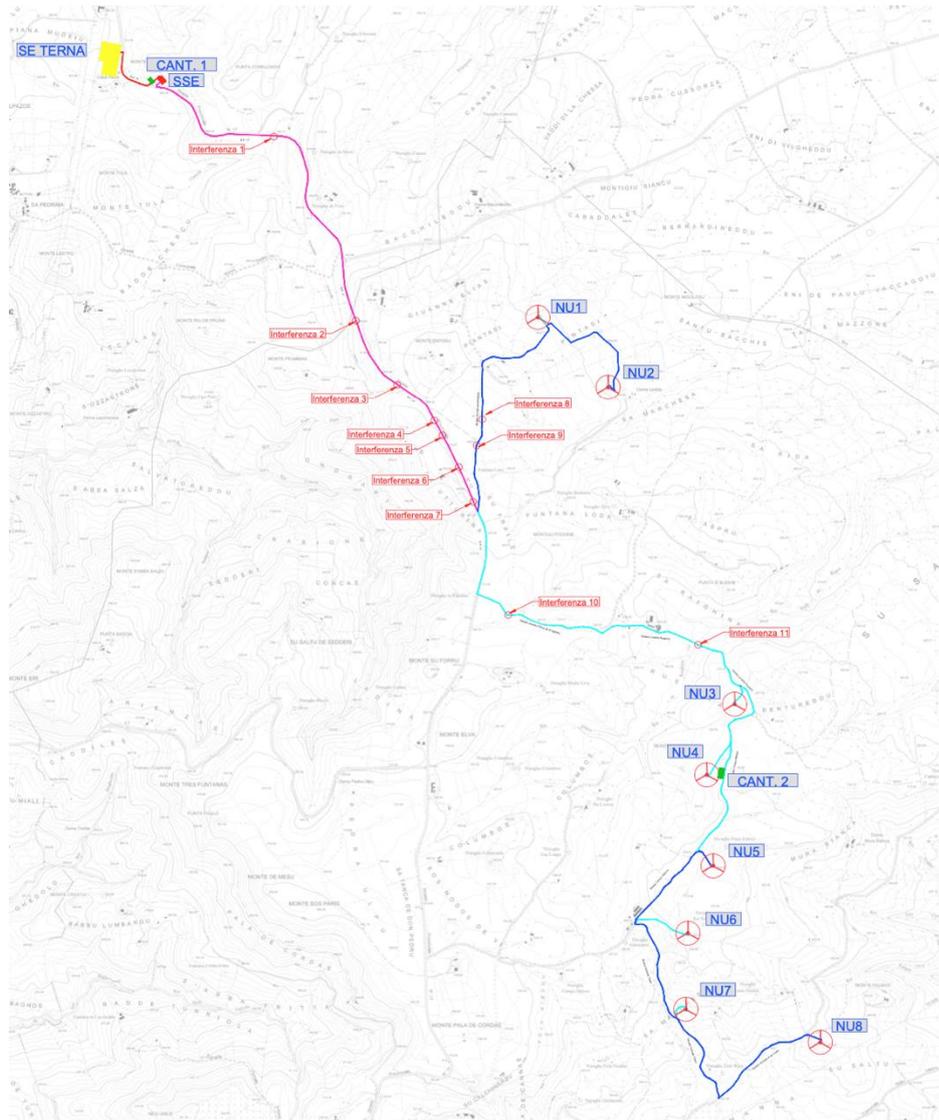


Fig. 23: Interferenze cavidotto su CTR del progetto per il parco eolico “Mattesua”

Dall’analisi degli effetti cumulativi risulta che:

- non si verificherà un impatto significativo sulla flora e vegetazione di origine spontanea;
- dalle analisi delle interdistanze tra gli aerogeneratori in esercizio, quelli autorizzati e quelli in progetto si ritiene che l’aggiunta di nuovi aerogeneratori di progetto non provochi un significativo incremento del rischio di collisione. Infatti, gli spazi tra le torri eoliche potranno essere percorsi dall’avifauna in regime di sostanziale sicurezza essendo di dimensioni utili per l’attraversamento dell’impianto e per lo svolgimento di attività (soprattutto trofiche) al suo interno.
- per quanto riguarda i chiroterri, la distanza tra i principali possibili siti di svernamento, localizzati prevalentemente in cavità naturali, habitat urbano e suburbano (quello più prossimo è l’abitato di Nulvi a circa 1,8 km) ma anche in edifici rurali abbandonati o cavità di grossi alberi (presenti nell’area limitrofa)) utilizzati dalle specie più legate agli ambienti forestali, e gli impianti appaiono essere tali da far ritenere che la probabilità di collisione aggiuntiva, dovuta all’istallazione degli aerogeneratori in progetto, risulti bassa o nulla. Riguardo a quanto indicato nelle Linee Guida EUROBATS Publication Series No. 3 (2008) e in alcuni studi (Christine Harbusch & Lothar Bach, 2005), relativamente alle distanze dei siti di istallazione degli aerogeneratori da elementi ecologici importanti per i chiroterri,

si rileva che, conformemente ai citati documenti, quasi tutte le torri eoliche in progetto verranno installate a distanze non inferiori a 500 m da potenziali rifugi e ad oltre 200 m da potenziali corridoi di volo e aree di foraggiamento, come corsi d'acqua, piccoli invasi e alberature;

- non si verificherà nessuna sottrazione aggiuntiva di habitat idoneo per le specie di rapaci;
- per quanto riguarda i chiropteri, l'effettiva riduzione aggiuntiva di habitat idoneo causata dalla presenza degli aerogeneratori in progetto è estremamente limitata essendo pari a circa lo 0,11- 0,12 % della superficie totale dell'habitat. Si tratta, inoltre, di habitat classificato come a bassa idoneità, comprendendo ambienti che possono supportare la presenza delle specie in maniera non stabile nel tempo;
- la conferma di quanto sopra dichiarato dovrà essere convalidato dall'esito dei monitoraggi con particolare riferimento a quello dell'avifauna, che si concluderanno a giugno 2023.

Per quanto riguarda l'impatto visivo, le analisi puntuali, condotte con la cartografia d'intervisibilità e verificate e provate con foto simulazioni dello stato dei luoghi post-operam, permettono di valutare l'impatto dell'intervisibilità globale che seppur esistente è al di sotto della soglia critica e pertanto trascurabile.

- **Progetto di ammodernamento complessivo ("repowering") del Parco Eolico Nulvi Tergu esistente da 29,75 MW in un parco con potenza totale finale pari a 99 MW ed opere connesse ed infrastrutture indispensabili, nei Comuni di Tergu, Nulvi, Sedini, Chiamonti, Ploaghe e Codrongianos (SS).**

SOSPESO SU RICHIESTA DEL PROPONENTE

L'impianto eolico esistente è costituito da 35 aerogeneratori (modello Vestas V52) con diametro di 52 m, altezza massima pari a 81 m e potenza di 850 kW per una potenza totale di impianto pari a 29,75 MW, realizzato nei Comuni di Tergu e Nulvi, con opere di connessione ricadenti nel Comune di Tergu (SS), dove il cavidotto in media tensione interrato raggiunge la Stazione Elettrica di Utenza 150/20 kV, a sua volta connessa all'esistente C.P. 150/20 kV di Enel Distribuzione Spa di Tergu. L'impianto eolico appena descritto è definito nel seguito "**Impianto eolico esistente**".

L'ammodernamento complessivo dell'impianto eolico esistente, oggetto della presente valutazione, consta invece nell'installazione di 15 aerogeneratori con diametro massimo di 170,0 m, altezza massima pari a 203,00 m e potenza unitaria massima di 6,6 MW, per una potenza totale pari a 99 MW, da realizzare nel medesimo sito. Le opere connesse ed infrastrutture indispensabili saranno ubicate nei comuni di Tergu, Nulvi, Sedini, Chiamonti, Ploaghe e Codrongianos collegato alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione con uno stallo a 150 KV in antenna all'interno della Stazione elettrica 380/150KV RTN ricadente nel comune di Codrongianos (SS). Il repowering descritto è definito nel seguito "**Progetto di ammodernamento**".

Nello specifico, l'Impianto Eolico (aerogeneratori, piazzole e viabilità d'accesso agli aerogeneratori) ricade nei territori comunali di Tergu (SS) e Nulvi (SS), il Cavidotto MT attraversa i comuni di Tergu e Nulvi ove è ubicata la Stazione Elettrica di Utenza, il Cavidotto AT attraversa i comuni di Nulvi, Chiamonti, Ploaghe e Codrongianos, ove è ubicata la Stazione Elettrica di Condivisione, collegato alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione con uno stallo a 150 KV in antenna alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Codrongianos (SS). L'Impianto Eolico si colloca ad est del centro abitato di Tergu, distante circa 1.8 km dall'aerogeneratore più prossimo, ed a nord del centro abitato di Nulvi, distante circa 2.7 km dall'aerogeneratore più prossimo. La riduzione del 57% del numero di aerogeneratori comporta:

- un'ottimizzazione della distribuzione degli stessi all'interno della stessa macro area già interessata dall'impianto eolico esistente, **evitando in tal modo "l'effetto selva" senza incrementi significativi nella percezione visiva dell'impianto;**
- la riduzione del numero di turbine, **crea varchi più ampi tra gli aerogeneratori agevolando l'eventuale passaggio dell'avifauna** riducendo di fatto anche il numero di ostacoli;
- l'ottimizzazione del layout determina **una riduzione dell'utilizzo del suolo agrario** attualmente interessato dall'impianto eolico esistente;
- vi è un miglioramento delle prestazioni acustiche, grazie al minor numero di sorgenti emmissive poste ad una quota più distante dal suolo per l'aumento dell'altezza del mozzo
- con lo spostamento del cavidotto di connessione dalla stazione elettrica di utenza di Tergu a quella di Codrongianos, e con la dismissione del vecchio cavidotto, si prevedono minori possibilità di interferenze con il cavidotto del progetto per l'impianto agri-voltaico "*Laerru*".

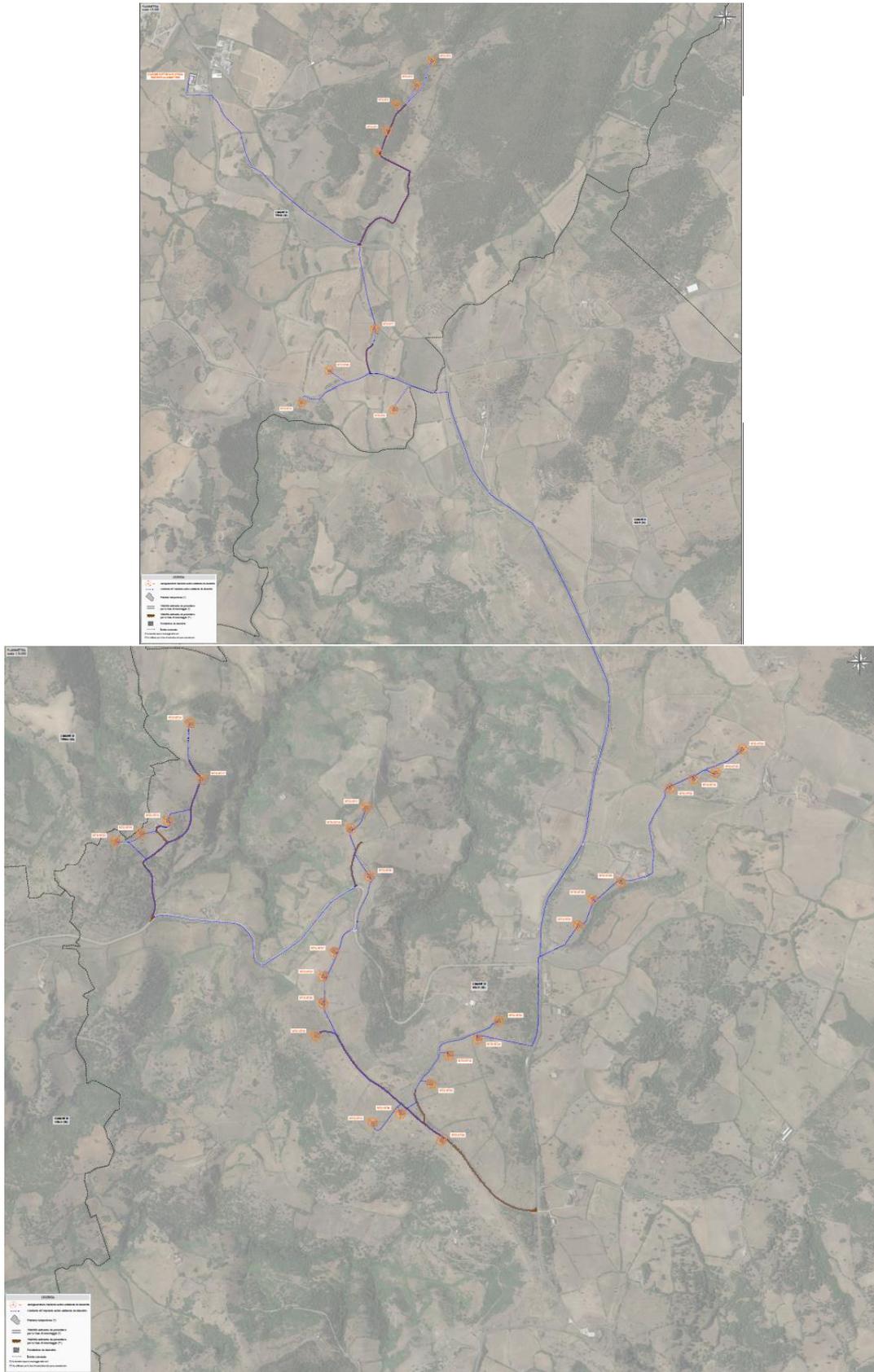


Fig. 24-25: Progetto di riammodernamento del Parco Eolico Nulvi Tergu su otofoto

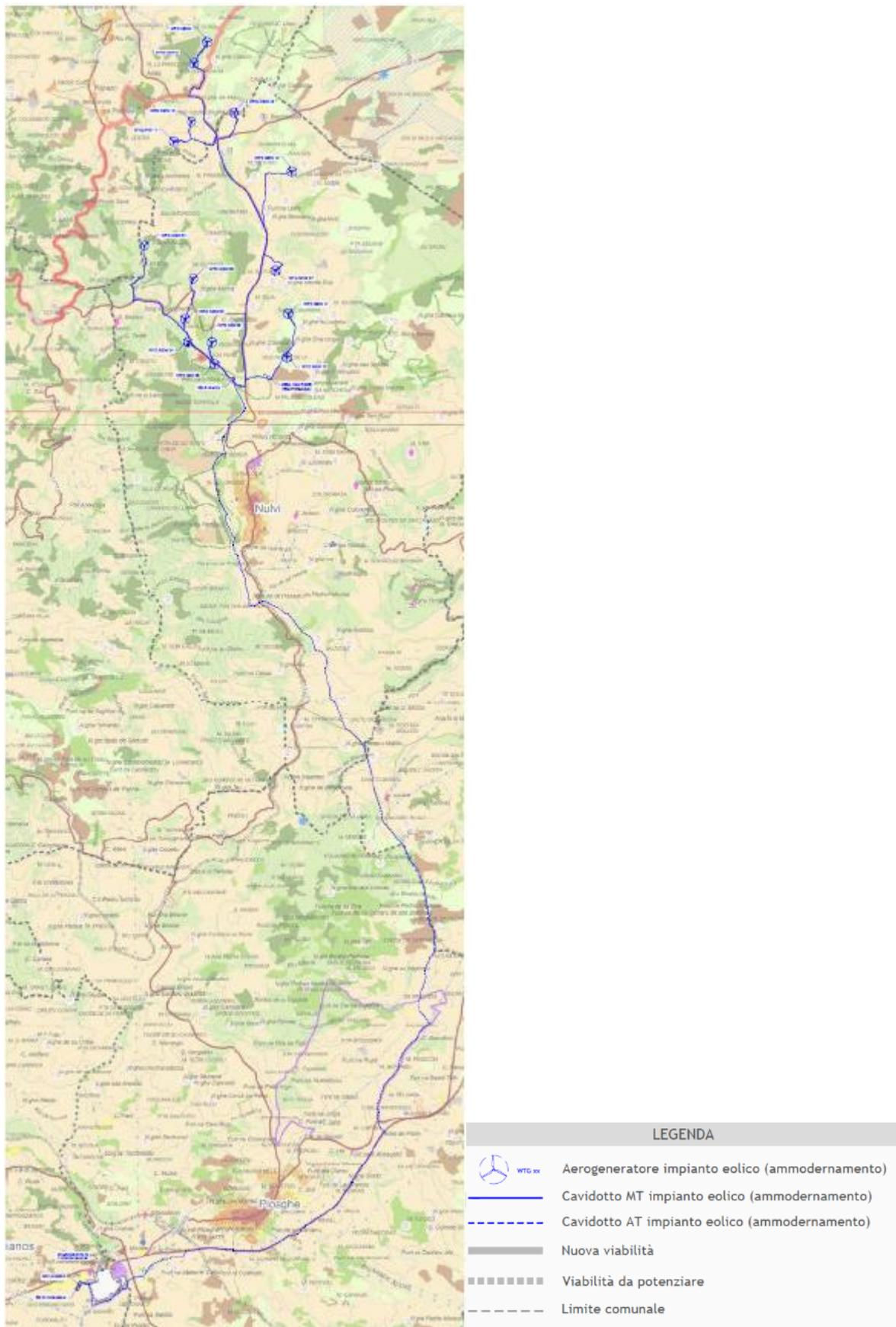


Fig. 26: Progetto di riammodernamento del Parco Eolico Nuvi Tergu

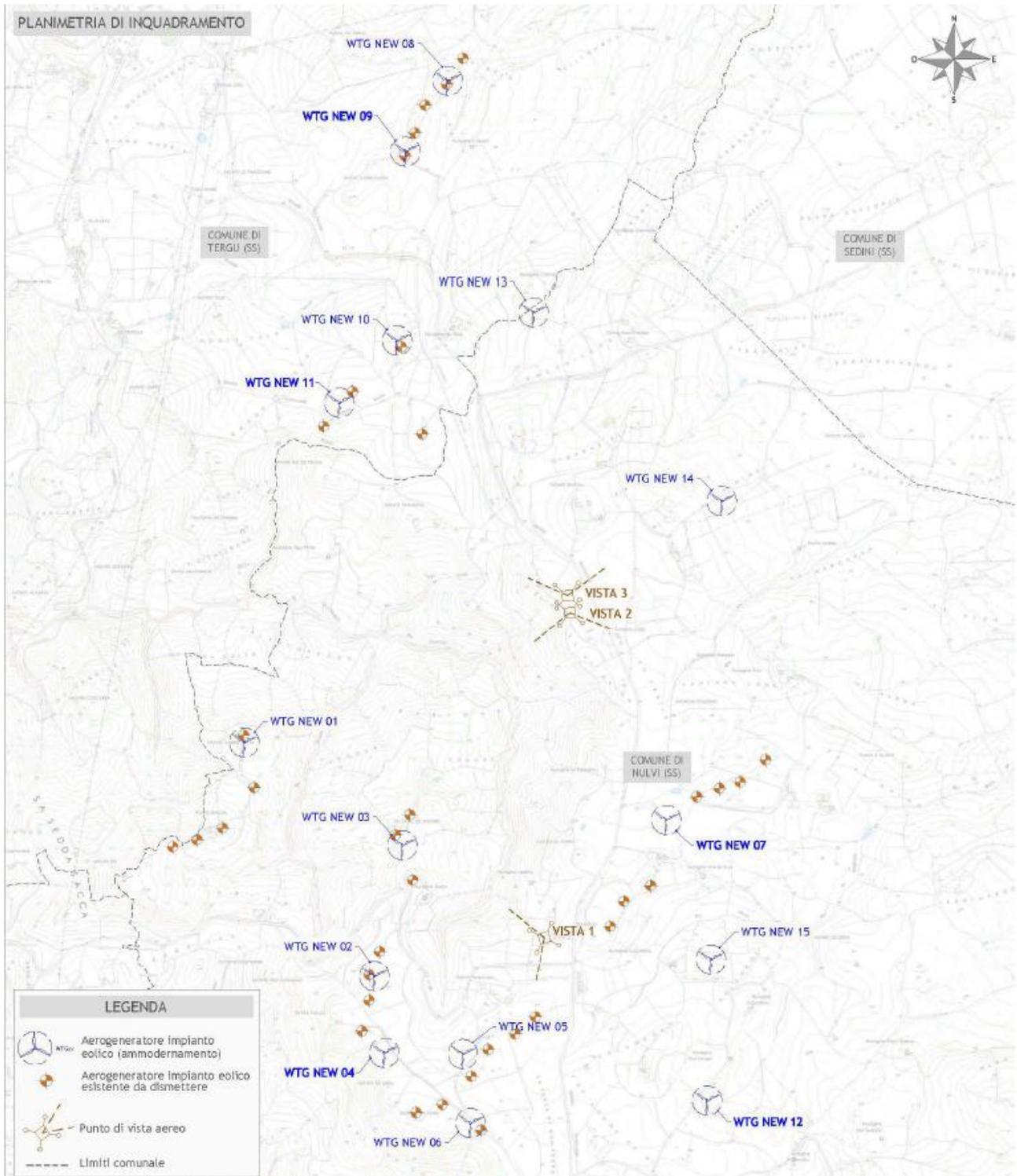


Fig. 27: Progetto di riaménagement del Parco Eolico Nulvi Tergu

La prima fase di cantiere consiste nello smantellamento delle parti dell'impianto esistente da riaménagement. La dismissione comporterà in primo luogo l'adeguamento delle piazzole e della viabilità per poter allestire il cantiere, sia per la dismissione delle opere giunte a fine vita, sia per la costruzione del nuovo impianto. Solo successivamente si procederà con lo smontaggio dei componenti dell'impianto ed infine con l'invio dei materiali residui a impianti autorizzati ad effettuare operazioni di recupero o smaltimento.

Le operazioni programmate per la rimozione dei cavi sono l'apertura di uno scavo a trincea per consentire l'estrazione ed il recupero dei cavi elettrici e delle fibre ottiche. Una volta che i materiali recuperati dallo scavo saranno caricati sui mezzi di trasporto avverrà la chiusura della trincea ed il ripristino dello stato dei luoghi nel caso in cui il tracciato del cavidotto non coincide con il nuovo tracciato a servizio dell'impianto in progetto. Nel caso di tracciati coincidenti con quelli di servizio per l'impianto di nuova realizzazione, la chiusura delle trincee potrà avvenire successivamente alla posa dei nuovi cavi.

La struttura della stazione elettrica d'utenza costituente la cabina, essendo costituita prevalentemente da cemento armato prefabbricato potrà essere smaltita seguendo lo stesso procedimento delle fondazioni degli aerogeneratori, precedentemente descritto. In alternativa si potrebbero convertire gli edifici dei punti di raccolta delle reti elettriche e della sottostazione ad altra destinazione d'uso, compatibile con le norme urbanistiche vigenti per l'area e conservando gli elementi architettonici tipici del territorio di riferimento. Anche le fondazioni delle apparecchiature elettromeccaniche saranno demolite ed avviate presso impianti specializzati nel recupero del calcestruzzo.

Relativamente alle esigenze di bonifica dell'area, sottolineano che l'impianto, in tutte le sue strutture che lo compongono, non prevede l'uso di prodotti inquinanti o di scorie, che possano danneggiare suolo e sottosuolo.

Concluse le operazioni di dismissione dei componenti dell'impianto si procederà alla restituzione dei suoli alle condizioni ante-operam. Le azioni per il ripristino morfologico e vegetazionale dell'area dovranno fare in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli. La sistemazione delle aree per l'uso agricolo costituisce un elemento di completamento della dismissione dell'impianto. La scelta delle essenze arboree ed arbustive autoctone, nel rispetto delle formazioni presenti sul territorio, è dettata da una serie di fattori quali la consistenza vegetativa ed il loro consolidato uso in interventi di valorizzazione paesaggistica. Successivamente alla rimozione delle parti costitutive l'impianto eolico è previsto il reinterro delle superfici oramai prive delle opere che le occupavano. Le aree dalle quali verranno rimosse le cabine e la viabilità verranno ricoperte di terreno vegetale ripristinando la morfologia originaria del terreno. La sistemazione finale del sito verrà ottenuta mediante piantumazione di vegetazione in analogia a quanto presente ai margini dell'area. Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si potranno utilizzare anche tecniche di ingegneria naturalistica per la rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza dell'impianto eolico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone. Le tecniche di Ingegneria Naturalistica, infatti, strumento idoneo per interventi destinati alla creazione (neoecosistemi) o all'ampliamento di habitat preesistenti all'intervento dell'uomo, sono strumenti di salvaguardia di habitat floristico e/o faunistico e valore economico-sociale. I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sul sito che ha ospitato l'impianto eolico sono costituiti prevalentemente da:

- semine (a spaglio, idrosemina o con coltre protettiva);
- semina di leguminose;
- scelta delle colture in successione;
- sovesci adeguati;
- incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.

Per quanto sopra descritto non si ritiene che il progetto qui proposto per l'agri-voltaico denominato "Laerru" e l'ampliamento del progetto esistente "Parco Eolico Nulvi Tergu" siano tra loro compatibili e non interferenti.

- **Progetto per la realizzazione di un parco eolico costituito da 9 aerogeneratori, con potenza di picco di 57,6 MWp e opere di connessione alla RTN, da realizzarsi in località "Ballarianu", nei Comuni di Erula e Tula in Provincia di Sassari**

Il progetto del Parco Eolico Ballarianu prevede una potenza elettrica pari a 57,6 MW da realizzarsi nei comuni di Erula e Tula. Nel comune di Erula è prevista l'installazione di tutti e 9 gli aerogeneratori, mentre nel Comune di Tula è prevista la realizzazione dello stallo di collegamento nella Stazione TERNA.

La soluzione tecnica di connessione del parco eolico prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 KV sul futuro ampliamento della stazione elettrica SE a 150KV della RTN denominata "Tula", già prevista dal piano di Sviluppo Terna, previa realizzazione di alcuni interventi quali:

- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 KV in GIS denominata "Buddusò" da inserire in entra – esce sulla linea esistente RTN a 150 KV "Ozieri – Siniscola 2";
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 KV denominata "Tempio";
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 KV denominata "Santa Teresa";
- nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 KV tra le suddette stazioni.

Il collegamento tra l'uscita del cavo AT e lo stallo di collegamento produttore a 150 KV assegnato in stazione elettrica RTN 150 KV "Tula" di Terna, sarà realizzato mediante una linea interrata composta da una terna di cavi a 150 KV in alluminio con isolamento in XLPE (ARE4H1H5E 87/150 KV) per una lunghezza pari a circa 720 m.

L'area interessata dal presente intervento è raggiungibile mediante strade pubbliche provinciali, statali e comunali, quali la S.S.672, la S.P.75 (Chiaramonti-Erula) e la S.P.2 (bivio Perfugas-Erula-Tula) oltre che attraverso strade locali, come rappresentato nell'Elaborato Grafico di riferimento (T.G._06 Planimetria generale tracciati_CTR e T.G._07 Planimetria generale tracciati_Catastale).

Sulla viabilità vicinale e comunale verranno effettuati interventi di adeguamento per permettere il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori (si rimanda all'elaborato R.G._12 Relazione di viabilità). Gli aerogeneratori saranno ubicati su terreni di proprietà privata a cui si accederà per mezzo di nuove strade, realizzate per il solo accesso a ciascun WTG; Alcune strade comunali saranno soggette ad un intervento di adeguamento e saranno utilizzate per raggiungere le nuove strade di cui sopra per l'accesso alle piazzole degli aerogeneratori e alla sottostazione di trasformazione. Le strutture dell'impianto saranno ospitate solo da una minima parte delle aree prescelte, corrispondente all'area ingombrata dalle piazzole, dai plinti di fondazione e dalle pale, in maniera tale che la porzione di territorio maggiore rimanga inalterata nella sua destinazione d'uso. Le connessioni degli aerogeneratori con la sottostazione di partenza saranno garantite da una rete in cavo interrato. Le interconnessioni dei singoli aerogeneratori con la sottostazione e le caratteristiche tecniche dei cavi previsti risultano nello schema elettrico (individuato nelle tavole T.G._17 Schema unifilare generale e T.G._18 Schema unifilare). Nei punti di intersezione tra la rete in cavo e le strade esistenti si prevede il possibile utilizzo della tecnica T.O.C. (perforazione orizzontale teleguidata). Tra le tecniche "Nodig" la T.O.C. risulta essere la meno invasiva e consente di eseguire tratte relativamente lunghe. L'impiego di questo tipo di tecnica, specie per i cavidotti elettrici, rende possibile l'attraversamento di criticità tipo corsi d'acqua, opere d'arte e

altri ostacoli come sottoservizi, senza onerose deviazioni ma soprattutto senza alcuna movimentazione di terra all'interno dell'area critica di particolare interesse.

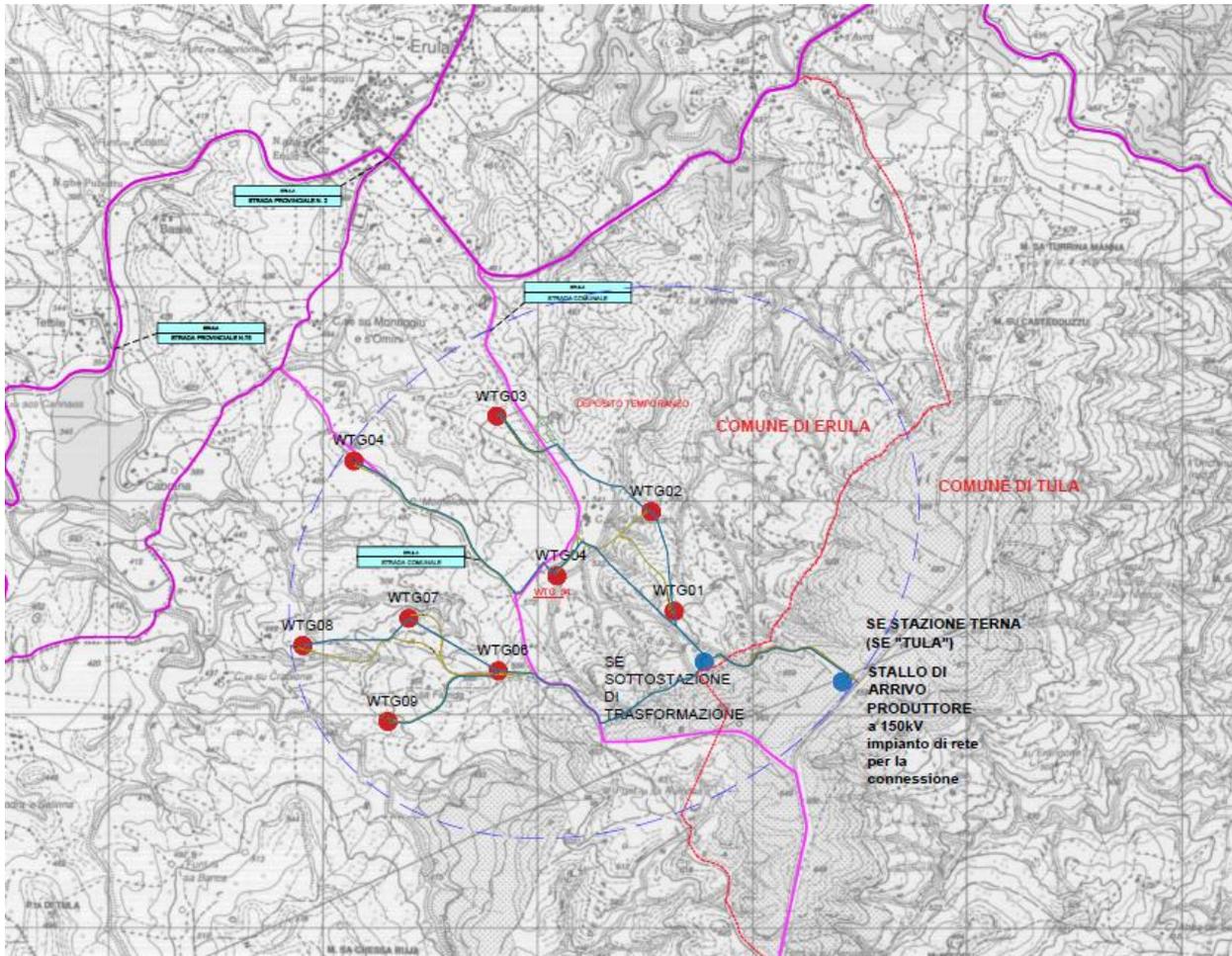


Fig. 28: Progetto per il parco eolico Ballarianu

Per quanto sopra descritto non si ritiene che il progetto qui proposto per un agri-voltaico denominato "Laerru" e il progetto "Parco Eolico Ballarianu" siano tra loro compatibili e non interferenti.

- **Progetto di un impianto agri-fotovoltaico a terra della potenza pari a 22,95 MW e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel territorio dei comuni di Ozieri (SS) e Tula (SS), in località "Juncos Longos".**

Lo stesso studio Alchemist si è occupato della progettazione per l'agri-voltaico in località "Juncos Longos", localizzato in zona Agricola E di Ozieri con collegamento alla stazione di Tula.

In virtù dell'approfondita conoscenza dei presenti progetti, essendo entrambi progettati dal medesimo studio di progettazione, non si ritiene possibile che si presentino interferenze ed impatti cumulativi per i presenti progetti.

- **Progetto per la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico denominato "FV_TULA" della potenza complessiva di picco pari a 34,8186 MWp, sito in Località Monte Calligios nel Comune di Tula, prov. di Sassari.**

La Alter Cinque S.r.l. intende realizzare nel comune di Tula (SS), in località "Monte Udulu" un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica.

Il futuro impianto FV_TULA presentato in autorizzazione è composto da:

- Campi agro-fotovoltaici, siti nel comune di Tula (SS), in località Monte Udulu;
- Stazione di consegna Utente, nel comune di Tula (SS);
- Cavidotto di collegamento MT, nel territorio del comune di Tula (SS).

L'impianto si sviluppa su una superficie lorda complessiva di circa 64,07c9 Ha (640.7c9 m2), appartenenti all'area di impianto ricadente nel territorio del comune di Tula (SS), a circa 500 m direzione Sud-ovest del centro abitato, in una zona occupata da terreni agricoli e distanti da agglomerati residenziali o case sparse. Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, con accesso dalla SP103 "Tula-Baesia".

il punto di connessione alla rete sarà raggiunto attraverso un tratto di circa 6850 metri attraversando strade provinciali, comunali e vicinali. Il cavidotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore a 1,5 metri dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda la linea MT e non superiore a 0,80 mt per quanto riguarda la linea BT.

Preso visione dell'ubicazione dell'agrivoltaico, delle tecnologie con cui lo stesso è pensato, e del cavidotto di connessione alla stazione di Tula non si ritiene possibile che si presentino interferenze ed impatti cumulativi per i presenti progetti.

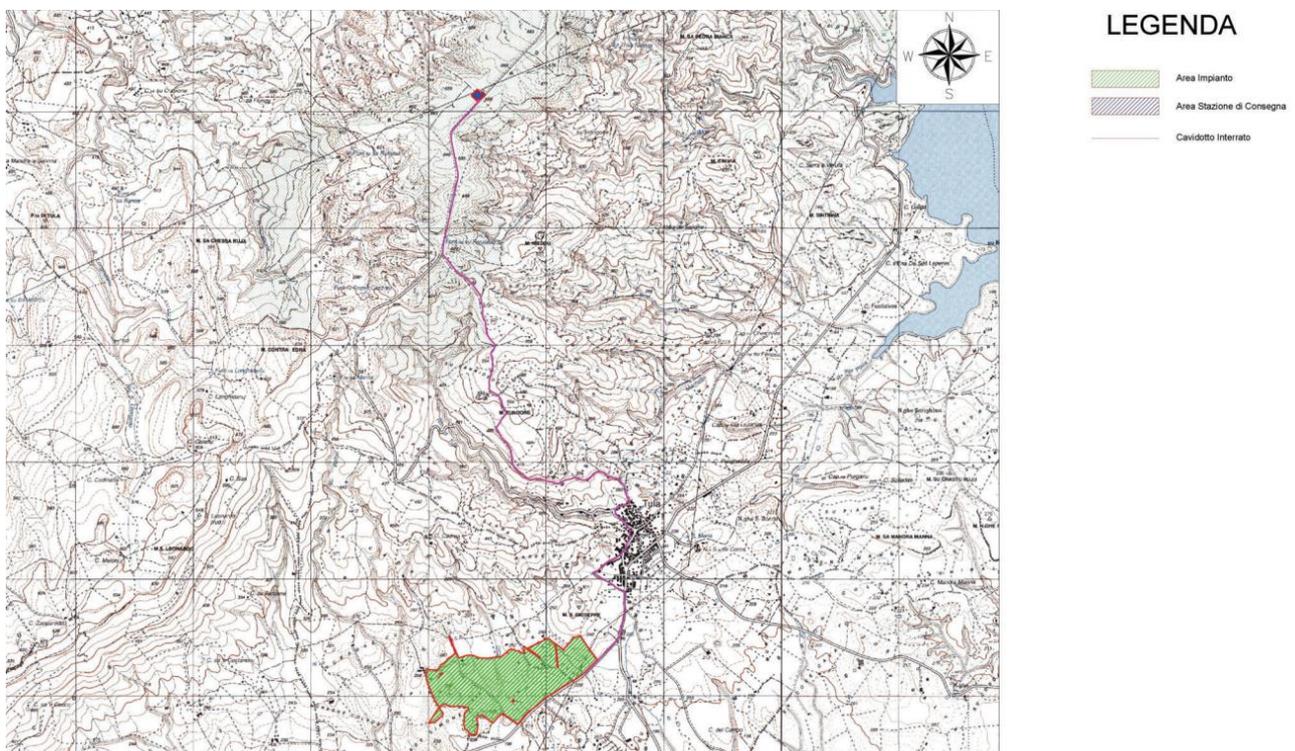


Fig. 29: Inquadramento del progetto per la realizzazione dell'impianto agri-voltaico "FV_TULA"

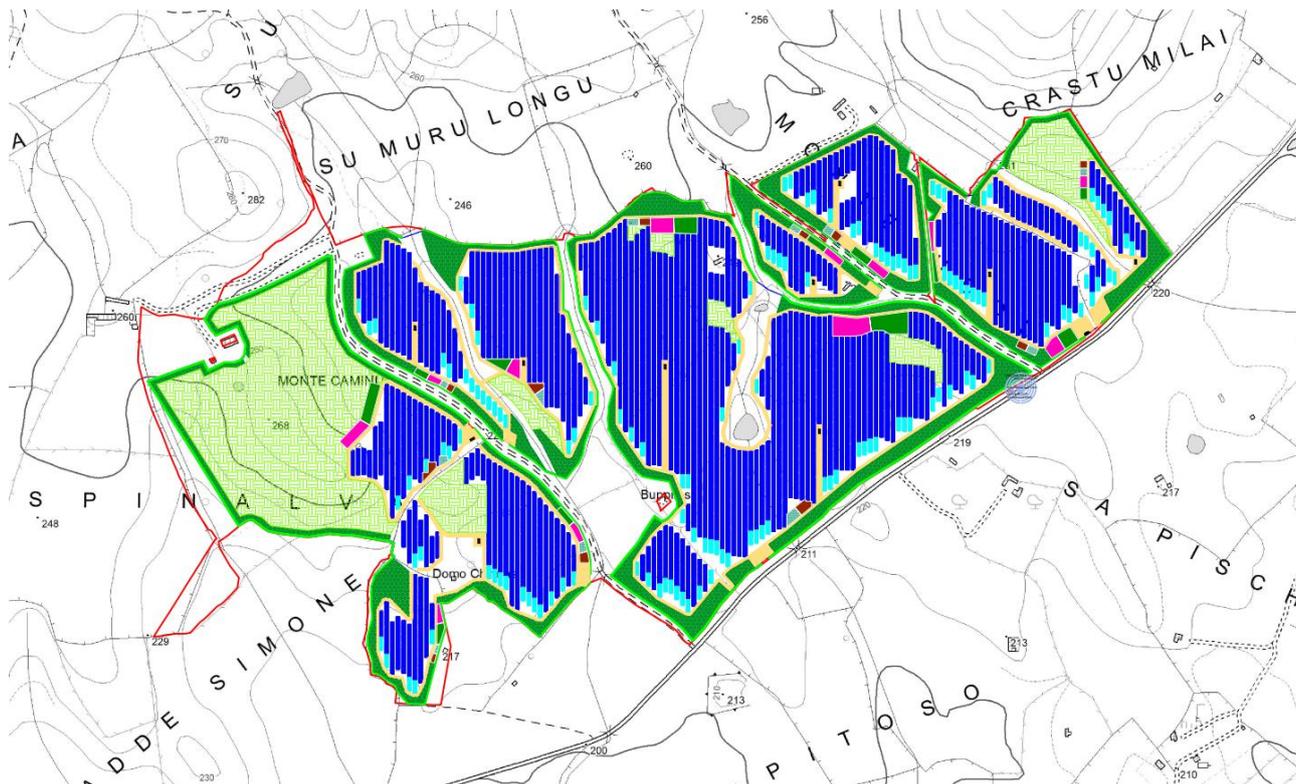


Fig. 30: Layout del progetto per la realizzazione dell'impianto agri-voltaico "FV_TULA"

- **Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. 152/2006 relativa al progetto Impianto fotovoltaico a terra (agrivoltaico) di potenza nominale (DC) 24,02 MWp con annesso sistema di accumulo di energia a batterie di potenza 5,2 MW e potenza in immissione (ac) 26,6 MW e opere di connessione alla RTN sito Comune di Nulvi (SS).**

Il presente progetto agrivoltaico denominato "Samura PV", con potenza di picco di 24,02 MWp, è ubicato nell'agro del comune di Nulvi, in un sito ben raggiungibile poiché servito da strade esistenti ed idonee alla realizzazione dell'impianto, mentre per quanto concerne le linee di connessione, nel progetto si prevede la realizzazione di un cavidotto AT interrato e la realizzazione di raccordi sia interrati che aerei. Il cavidotto AT interrato, tale per cui non si produrrà sottrazione alcuna di suolo, interferisce con le categorie colture arboree specializzate e colture erbacee specializzate, appartenenti alle componenti di paesaggio con valenza ambientale "Aree ad utilizzazione agro-forestale", inoltre interferisce anche con le categorie boschi, praterie e spiagge, appartenenti alle componenti di paesaggio con valenza ambientale "Aree seminaturali". Infine, la recinzione di progetto ed il cavo AT interferiscono per piccolissime porzioni con le Aree a Gestione dell'Ente Foreste per le quali il PPR non prevede prescrizioni ma solo indirizzi. Per quanto riguarda la stazione elettrica "Tergu" 150/36 kV, essa non ricade all'interno di nessuna componente insediativa, mentre il cavidotto AT interrato ed i nuovi raccordi a 150 kV interrati, ST e DT, interferiscono con la componente insediativa "nuclei e case sparse". Preme specificare, che, per la realizzazione dei cavidotti interrati, in corrispondenza degli attraversamenti sensibili verrà utilizzata la tecnologia trivellazione orizzontale controllata (TOC), di tipo "no-dig" che permette la posa in opera dei cavi in maniera teleguidata, senza eseguire scavi a cielo aperto. Si precisa, altresì, che il cavidotto AT sarà posato sotto la pubblica viabilità,

per cui un possibile impatto si avrà sul manto stradale che verrà scavato e richiuso secondo le modalità prescritte dalla normativa.

Per quanto riguarda la stazione elettrica "Tergu" 150/36 kV, essa non ricade all'interno di nessun vincolo, mentre il cavidotto AT interrato ed i nuovi raccordi a 150 kV interrati, ST e DT, interferiscono in minima parte con il vincolo ex art. 136 "Aree di notevole interesse pubblico".

Il progetto risulta comunque conforme alle indicazioni del comune di Tergu (Piano urbanistico comunale – PUC - Approvato con D.C.C. n.12 del 25.06.2004): il tratto finale del cavidotto di interconnessione, i nuovi raccordi e la nuova SE intersecano zone "E" a destinazione agricola; la nuova SE si estende in gran parte su una zona "D" ad uso industriale, artigianale e commerciale. Per tutte le tipologie di attraversamenti, corpi idrici compresi, sarà utilizzata la tecnologia di trivellazione orizzontale controllata "TOC" teleguidata. In ogni caso, particolare attenzione dovrà essere prestata alla movimentazione e al deposito di mezzi e materiali in fase di cantiere, ancorché suscettibili di dar luogo a impatti transitori.

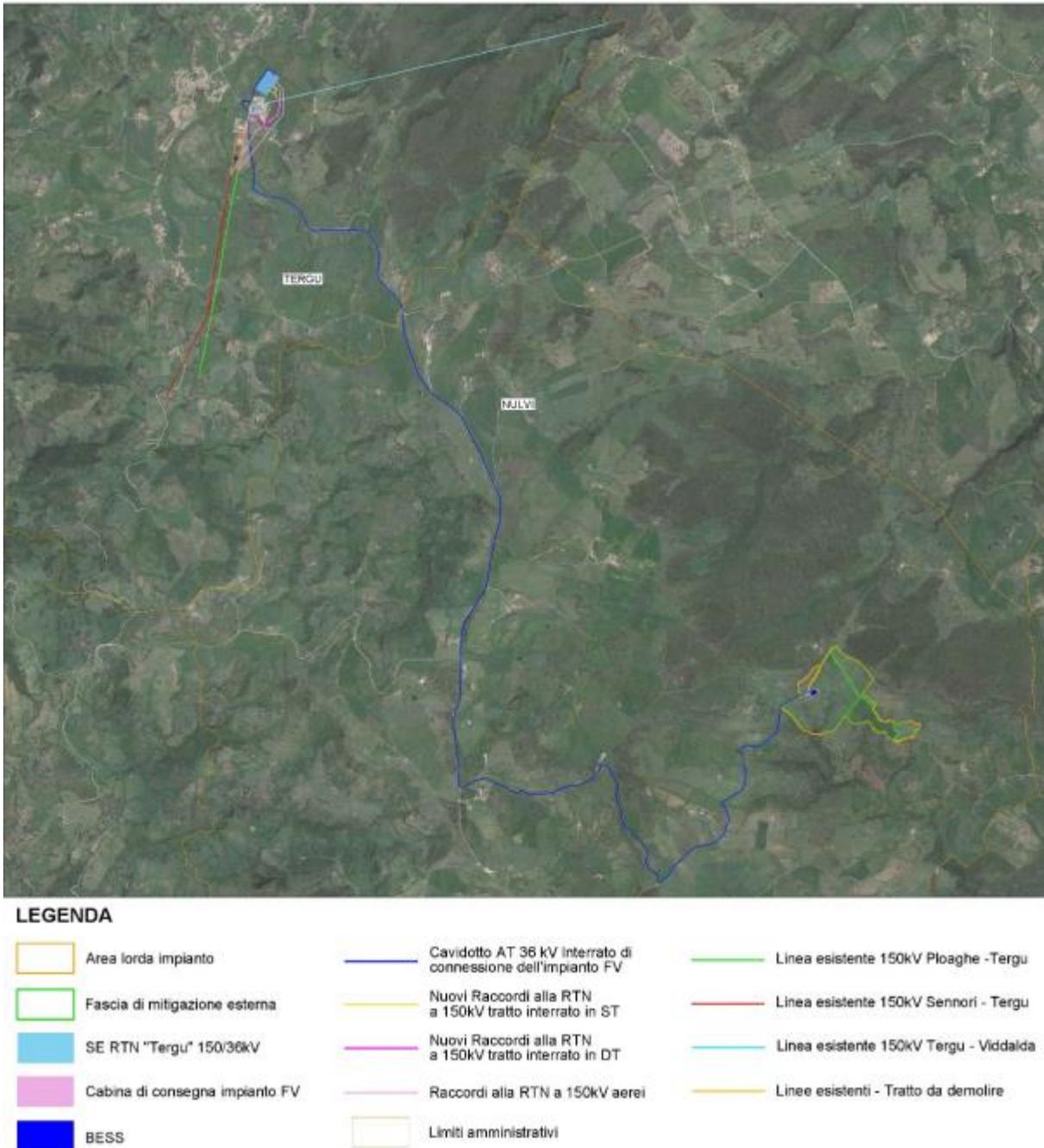


Fig. 31: Layout del progetto per la realizzazione dell'impianto agri-voltaico "Samura PV"

Si è proceduto infine a verificare i procedimenti pubblicati sul sito SardegnaAmbiente.

- **Progetto per la realizzazione di un impianto agri-fotovoltaico su terreno agricolo a terra della potenza pari a 7890 kWp Sito in Comune di Sedini (SS) – Loc. Bacchialzu, Pedru Rui, Ammissuargiu". Proponente: Solar GSA S.r.l. Procedimento di P.A.U.R.**

L'area individuata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si trova nelle località Bacchialzu, Pedru Rui, Ammissuargiu nel Comune di Sedini (SS), nell'area Ovest del territorio comunale, in una zona prevalentemente pianeggiante di estrazione agricola con la presenza di leggeri rilievi. E' prevista la realizzazione di 3 impianti aventi diverse caratteristiche i quali si

attesteranno alle protezioni dell'ENTE distributore all'interno di una unica cabina di consegna. L'intervento in progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico "a terra" su strutture a inseguimento del tipo Grid Connected per la produzione di energia elettrica di potenza nominale pari a circa 7.898,88 MWp suddiviso secondo potenza di 2.632,96 + 1.548,80 + 3.717,12 MWp. L'impianto sarà costituito complessivamente da 17.952 pannelli fotovoltaici della Potenza Nominale di 440 Wp cad. montati su strutture a inseguimento di supporto metalliche (acciaio e alluminio) infisse nel terreno. L'impianto complessivamente occupa una superficie complessiva di circa 13,78 ha. La superficie radiante dei pannelli è pari a 3,96 ha. Gli impianti saranno connessi alla cabina primaria mediante unico cavidotto. Le tre aree in oggetto, di cui una non adiacente alle altre, sono posizionate in prossimità della strada comunale Lu Littigheddu che si snoda dalla SS 134. Le aree si trovano ad una altitudine compresa tra i 350 e i 400 m s.l.m.; i terreni oggetto di intervento costituiscono un tre appezzamenti di cui due limitrofi ed uno a circa 750 mt. Di distanza, distinti in catasto al Comune Censuario di Sedini.

L'accesso al lotto è permesso dalla viabilità comunale e non sono presenti sottoservizi. L'area più a Nord è attraversata da una linea in alta tensione 150 kV che non viene minimamente interessata dall'impianto. La superficie complessivamente coperta dall'impianto fotovoltaico sarà di ca. 10,83 ha ed ha un andamento pressoché pianeggiante. L'area più a Nord è attraversata da una linea in alta tensione 150 kV che non viene minimamente interessata dall'impianto.

Da progetto è prevista la realizzazione di una cabina di consegna collegata in antenna come evidenziato nelle TICA di ENEL. L'impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 15 kV tramite costruzione di cabina di consegna CS, connessa con una nuova linea MT, in antenna, alimentata dalla Cabina Primaria di TERGU, da ubicarsi nel sito individuato dal produttore, adiacente all'impianto, sui terreni in disponibilità del Proponente.

Lungo il percorso del cavidotto di collegamento alla RTN (CP TERGU) non sono presenti zone definite "a rischio molto elevato" dal PAI (Piano Assetto Idrogeologico). Saranno effettuati scavi per la posa dei cavi elettrici, usando mezzi meccanici evitando scoscendimenti, franamenti e in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non si riversino nei cavi. Per la connessione alla RTN gli scavi per la posa dei cavi saranno realizzati in corrispondenza della strada comunale esistente per minimizzare l'impatto. La posa interrata dei cavi avverrà ad una profondità di almeno 1-1,2 m ed una adeguata protezione meccanica sarà posta sui cavi stessi (tegolo) in conformità alla modalità di posa della Norma C.E.I 11-17. Lo scavo sarà profondo un metro ed a larghezza variabile a seconda del numero dei cavi (da 0,2 a 0,4 m). La linea di connessione genera, con andamento radiale rispetto ai cavi, dei campi elettromagnetici dovuti al passaggio della corrente e ad essa proporzionali. In aria, l'andamento di tale campo in funzione dalla distanza dal cavo è proporzionale all'inverso del quadrato della distanza, ossia esso diminuisce fortemente la sua intensità con l'allontanarsi dalla sorgente. Sarà cura della società proponente, una volta iniziati i lavori e una volta riscontrata la presenza di altri cavidotti che possano trovarsi in posizione di parallelismo o incrocio rispetto ai cavidotti di progetto, adottare le opportune modalità esecutive per far sì che l'obiettivo di qualità risulti comunque rispettato.

Data la morfologia dell'area e le tipologie degli interventi, le modifiche del drenaggio superficiale risultano di scarsissima entità, limitati a brevi periodi circostanziali delle attività di scavo e realizzazione dei cavidotti per la posa dei cavi elettrici. Il ripristino riporterà e sarà pressoché identico alle condizioni preesistenti, eventualmente mitigato e migliorato con tecniche ecosostenibili. A proposito della movimentazione di terra, essa è limitata a pochi metri lineari di cavidotto, e alla fondazione delle cabine; tutto il materiale derivante dagli scavi a sezione ristretta

sarà riutilizzato completamente per riempire gli scavi e sistemato debitamente nell'intorno delle cabine.

Dato che collegamento alla rete avverrà (secondo quanto stabilito dalla TICA di ENEL Distribuzione) con la modalità della linea aerea in MT 15 kV e fino alla Cabina Primaria di Tergu non si ritiene possa rappresentare una interferenza con il progetto per l'agrivoltaico "Laerru".

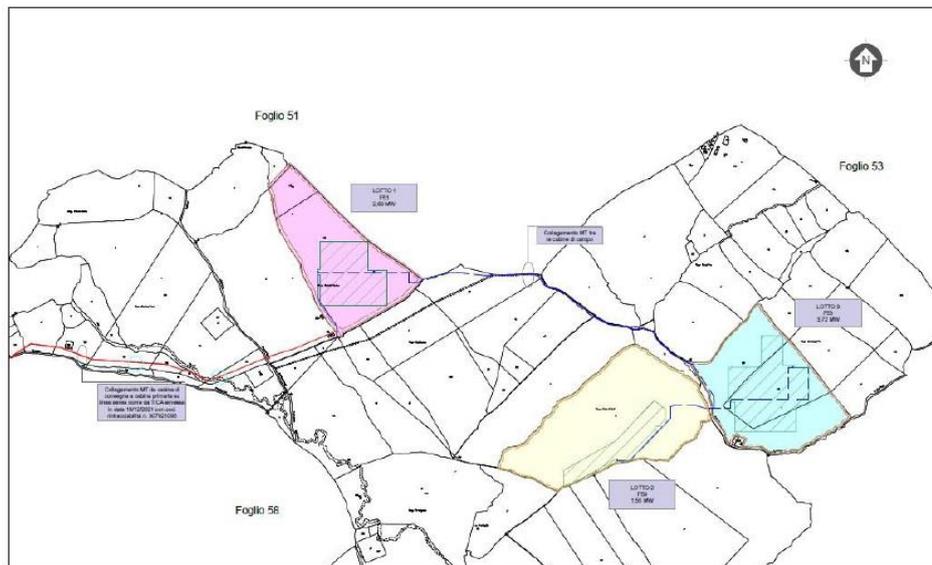


Figura 5: Inquadramento catastrale



Fig. 32: Layout del progetto "Bacchilarzu"

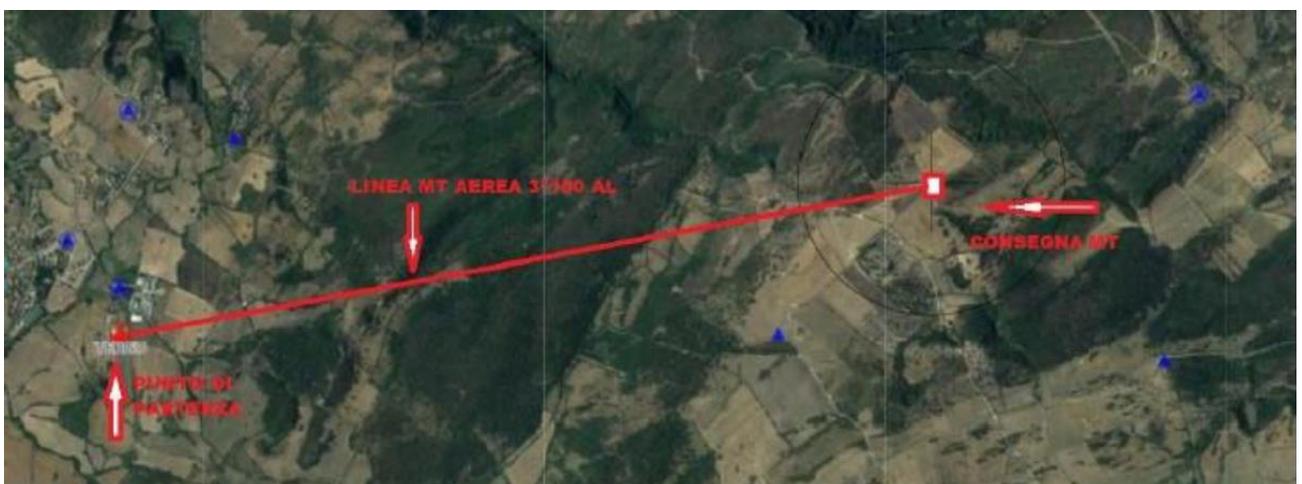


Fig. 33: Collegamento linea aerea del progetto "Bacchilarzu"

- **Progetto per un impianto Eolico composto da singola turbina da 0,975 MW di potenza nominale da installare in agro del Comune di Sedini (SS), foglio 59, particella 2 (turbina, piazzola, e cavidotto MT utenza), e foglio 53, particella 62 (cavidotto MT di utenza), in località denominata “Pedru Rui”. Proponente: EWT Italia Development S.r.l. Procedimento volontario per il rilascio del P.A.U.R.**

La turbina è ubicata nell’area collinare del comune di Sedini in un altopiano collinare che varia dai 300 ai 415 metri di quota m s.l.m., a più di 2,5 km a nord ovest del centro abitato, in aperta campagna. Si prevede l’installazione di una singola turbina avente una potenza nominale pari a 975 kW del tipo EWT DW61. La base della turbina è posta ad una quota di 394 m s.l.m. in aree ad altopiano poco coltivate e usate principalmente a pascolo con la totale assenza abitazioni isolate intorno al sito di installazione entro i 500 metri. L’altezza massima della torre sarà da progetto sarà pari a 84 m Hub. All’interno delle attività preliminari di individuazione del sito per gli impianti eolici, l’ubicazione del progetto è stata effettuata seguendo criteri localizzativi che minimizzassero l’impatto ambientale generale, tenuto conto anche della presenza dell’impianto eolico nel territorio di Sedini, comprendente 36 aerogeneratori per una potenza totale di 54 MW autorizzato già nel 2006. Non si ravvedono interferenze con la singola turbina in quanto la distanza tra il limite del parco Eolico (turbina più vicina) e la turbina di progetto è di ben 1.050 metri lineari (oltre il limite stabilito dal DM del 2010 per effetti cumulo delle potenze). Il cavidotto sarà interrato alla profondità di 1,2 metri rispetto allo scorrimento superficiale e la Società si impegna a rimuovere a proprie spese le condotte qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico.

In generale, gli elementi che generano impatto elettromagnetico sono distanti decine o centinaia di metri dagli elementi degli altri impianti eolici e fotovoltaici che generano impatto elettromagnetico, per cui, data la separazione spaziale reciproca tra gli impianti gli impatti elettromagnetici si possono considerare separatamente, senza effetti cumulati. Sarà cura della società proponente, una volta iniziati i lavori e una volta riscontrata la presenza di altri cavidotti che possano trovarsi in posizione di parallelismo o incrocio rispetto ai cavidotti di progetto, adottare le opportune modalità esecutive per far sì che l’obiettivo di qualità risulti comunque rispettato.

La viabilità esistente, già utilizzata dal proprietario con mezzi agricoli pesanti per raggiungere i lotti interessati, sarà sicuramente rinforzata con la tecnica del misto stabilizzato. Tale tecnica, infatti, consente di creare superfici omogenee e sicure anche in aree difficilmente raggiungibili, nel pieno rispetto dell’ambiente e dell’ecosistema. Lo spessore dello strato stabilizzante varierà, per il progetto, dai 10 ai 25 centimetri. Nella realizzazione di questo strato, sarà possibile utilizzare pietrisco, materiale di cava e inerti di recupero provenienti da demolizioni. Una volta compattato il sottofondo con l’utilizzo di mezzi meccanici ad hoc (come un rullo compattatore) sarà possibile stendere la pavimentazione in terra stabilizzata. Per realizzarla, si dovrà miscelare ai terreni presenti in situ, allo stabilizzato fine di cava o aggregati di vario genere sia un legante sia gli stabilizzanti ecocompatibili che renderanno le miscele altamente prestazionali meccanicamente e, soprattutto, impediranno l’instaurarsi di fenomeni erosivi e di degrado dovuti al transito dei veicoli per l’ordinaria manutenzione della turbina e all’azione degli agenti meteorici.

Per quanto sopra descritto non si ritiene che il progetto qui proposto per l’agri-voltaico denominato “Laerru” e il progetto per la pala eolica in loc. “Pedru Rui” siano tra loro compatibili e non interferenti.



Fig. 36: Modello 3D.

Ing. Stefano Floris

